

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS  
GERAIS - *CAMPUS BAMBUI*  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SUSTENTABILIDADE E TECNOLOGIA  
AMBIENTAL

Thiago Filipe De Matos

**A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA VIA COMERCIALIZADOR  
VAREJISTA SOB A ÓTICA DA SUSTENTABILIDADE: certificado de energia  
renovável, economia e calculadora de viabilidade**

BambuÍ – MG

2024

THIAGO FILIPE DE MATOS

**A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA VIA COMERCIALIZADOR  
VAREJISTA SOB A ÓTICA DA SUSTENTABILIDADE: certificado de energia  
renovável, economia e calculadora de viabilidade**

Trabalho Final de Curso (TFC) apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental do Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de Mestre em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental.

Orientador: Dr. Ricardo Carrasco Carpio

Linha de pesquisa: Tecnologias Ambientais  
Projeto Estruturante: Educação e Sustentabilidade  
III – Sistemas Energéticos

BambuÍ – MG

2024



**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA**  
**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS**  
Campus Bambuí  
Diretoria de Pesquisa, Inovação e Pós-Graduação  
Seção de Pós-Graduação  
Av. Professor Mário Werneck, 2590 - Bairro Buritis - CEP 30575-180 - Belo Horizonte - MG  
37 3431 4900 - www.ifmg.edu.br

## PARECER Nº 4

### FICHA DE APROVAÇÃO

Dissertação de Mestrado, intitulada “A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA VIA COMERCIALIZADOR VAREJISTA SOB A ÓTICA DA SUSTENTABILIDADE: certificado de energia renovável, economia e calculadora de viabilidade”, de autoria do mestrando em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental, **Thiago Filipe de Matos**, sob a orientação do prof. Dr. Ricardo Carrasco Carpio, aprovada pela Banca Examinadora de Defesa, em 26/04/2024, com a média de 80,7 pontos.

Bambuí (MG), 26 de abril de 2024.



Documento assinado eletronicamente por **Reginaldo Goncalves Leao Junior, Professor**, em 03/05/2024, às 14:19, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Bruno Henriques Dias, Usuário Externo**, em 03/05/2024, às 16:18, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Carrasco Carpio, Professor**, em 03/05/2024, às 20:50, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Morcatti Coura, Professora**, em 04/05/2024, às 16:45, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Thiago Filipe de Matos, Usuário Externo**, em 04/05/2024, às 20:40, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Renan Souza Moura, Professor**, em 05/05/2024, às 06:42, conforme Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade do documento pode ser conferida no site <https://sei.ifmg.edu.br/consultadocs> informando o código verificador **1916232** e o código CRC **062AC361**.

Catálogo na Fonte Biblioteca IFMG - Campus Bambuí

M433a Matos, Thiago Filipe De.  
A abertura do mercado livre de energia via comercializador varejista sob a ótica da sustentabilidade: certificado de energia renovável, economia e calculadora de viabilidade. / Thiago Filipe De Matos. – Bambuí, 2024.  
125 f.: il.; color.

Orientador: Dr. Ricardo Carrasco Carpio.  
Dissertação (Mestrado) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Bambuí, MG, Curso Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental, 2024.

1. Mercado livre de energia. 2. Certificado de energia renovável. 3. Comercializador varejista. I. Carpio, Ricardo Carrasco. II. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Bambuí, MG. III. Título.

CDD 333.79072

*Dedico Ao leitor, minha fonte de motivação  
para compartilhar minha experiência  
profissional no mercado de energia.*

## AGRADECIMENTOS

Expresso minha profunda gratidão à minha família, especialmente à minha esposa Janaína e aos meus filhos Bernardo e Clarisse, por sempre acreditarem em meu potencial. Também sou imensamente grato aos meus colegas da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), em especial, à Caroline Ruella, pelo apoio na linguagem de programação, e à turma do mestrado, que me incentivou ao longo dos últimos anos, mesmo sabendo o quão desafiador é conciliar a vida profissional, familiar e acadêmica a uma distância de mais de 250 km. Aos amigos do IFMG (Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais), *campus* Bambuí, que trilharam comigo esse caminho, em especial, à Shirley, Mariana, Leandro, Luís, Juliano e Juliana. Agradeço especialmente ao meu orientador, Dr. Ricardo Carrasco, por sua orientação tranquila ao longo deste mestrado, e a todos os professores que contribuíram para complementação de minha formação, não apenas acadêmica, mas também humana, mudando meu olhar e crítica sobre a necessidade e possibilidade de termos um desenvolvimento socioeconômico de forma sustentável.

*"Não podemos resolver nossos problemas usando o mesmo pensamento que usamos quando os criamos."*

Albert Einstein

## RESUMO

O mercado livre de energia brasileiro permite, desde 1999, a negociação de preços de energia entre agentes geradores, comercializadores e consumidores, desde que alguns requisitos regulatórios sejam atendidos, o que criou um nicho de mercado restrito às empresas de médio e grande porte. Em 2022, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 50 de 2022, garantindo o direito a todos os consumidores de alta tensão (grupo A) de poderem migrar para o ambiente de livre contratação desde janeiro de 2024. Devido a essa autonomia, novas empresas podem ter acesso à energia limpa, renovável, sustentável, certificada e com zero emissão de carbono, além de reduzirem significativamente seus custos financeiros com energia elétrica. Porém, a legislação do setor e os métodos para se calcular os ganhos financeiros são pouco disseminados e de difícil compreensão para quem não é da área de comercialização de energia. Dessa forma, essa dissertação tem por objetivo explicar como uma empresa pode reduzir seus custos no consumo de energia e zerar suas emissões de CO<sub>2</sub> nesse segmento, através do Certificado de Energia Renovável. Essa oportunidade está aderente ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 07 da Organização das Nações Unidas e às melhores práticas ambientais, sociais e de governança. Dois artigos são apresentados neste trabalho como capítulos. O primeiro artigo, no capítulo 2, aborda o que é o certificado de energia renovável (REC) por meio de uma revisão sistemática da literatura. A certificação do consumo de energia elétrica proveniente de fontes renováveis permite às empresas zerarem suas emissões de gases do efeito estufa. O segundo artigo, no capítulo 3, explica a nova legislação, os critérios e cálculos para aquisição de energia renovável no mercado livre de energia, através do comercializador varejista. Uma metodologia de cálculo com fórmulas matemáticas é apresentada com o intuito de simplificar e popularizar o conhecimento. Por fim, complementado o estudo apresentado, é apresentado um Produto Técnico-Tecnológico (PTT): um programa de *software* desenvolvido em Python, denominado Calculadora Mercado Livre, para aplicar o conhecimento apresentado através de um sistema acessível e que gera um estudo a partir de dados inseridos pelo usuário e tarifas homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) automaticamente atualizadas.

**Palavras-chave:** Mercado Livre de energia. Certificado de Energia Renovável. Comercializador Varejista. Calculadora.

## ABSTRACT

Since 1999, the Brazilian open energy market has allowed for the negotiation of energy prices between generating agents, traders, and consumers, provided that certain regulatory requirements are met. This has created a market niche restricted to medium and large companies. In 2022, the Ministry of Mines and Energy published Ordinance No. 50 of 2022, guaranteeing the right for all high-voltage consumers (Group A) to migrate to the free contracting environment starting January 2024. Due to this autonomy, new companies can access clean, renewable, sustainable, certified, and zero-carbon-emission energy, significantly reducing their financial costs with electricity. However, sector legislation and methods for calculating financial gains are not widely disseminated and are difficult to understand for those not in the energy trading sector. Thus, this dissertation aims to explain how a company can reduce its energy consumption costs and achieve zero CO<sub>2</sub> emissions in this segment through the Renewable Energy Certificate. This opportunity aligns with the United Nations Sustainable Development Goal No. 7 and the best environmental, social, and governance practices. Two articles are presented in this work as chapters. The first article, in Chapter 2, addresses what a renewable energy certificate (REC) is through a systematic literature review. The certification of electricity consumption from renewable sources allows companies to achieve zero greenhouse gas emissions. The second article, in Chapter 3, explains the new legislation, criteria, and calculations for acquiring renewable energy in the open energy market through the retail trader. A calculation methodology with mathematical formulas is presented to simplify and popularize the knowledge. Finally, complementing the study presented, a Technological Technical Product (PTT) is introduced: a software program developed in Python called the Open Market Calculator, which applies the knowledge presented through an accessible system that generates a study based on user-input data and automatically updated tariffs approved by National Electric Energy Agency (ANEEL).

**Keywords:** Free Energy Market. Renewable Energy Certificate. Retail Trader. Calculator.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Contratos e faturas de acordo com o ambiente de contratação .....	23
Figura 2 - Quantidade de certificados emitidos REC Brazil e I-REC, no Brasil. ....	29
Figura 3 - Sumarização da metodologia, utilizando o StArt. ....	32
Figura 4 - Estados com RPS em 2007 e o reflexo de projetos de ER implementados. ....	36
Figura 5 - Classificação dos tipos fontes de energia incentivada especial, incentivada não especial e convencional não especial .....	56
Figura 6 - Histórico de redução de demanda mínima para migração.....	57
Figura 7 - Submercados de energia.....	68
Figura 8 – Custo global e ponto de equilíbrio .....	84

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Agentes por classe na CCEE em março de 2024 .....	17
Gráfico 2 - Representatividade de consumo no Ambiente de Contratação Livre (ACL) <i>versus</i> Ambiente de Contratação Regulado (ACR) .....	18
Gráfico 3 - Evolução do nº de unidades consumidoras por classe no mercado livre .....	19
Gráfico 4 - Evolução de unidades consumidoras e de consumo no comercializador varejista .....	48
Gráfico 5 - Volatilidade histórica do Preço de Liquidação das Diferenças .....	54
Gráfico 6 - Representatividade de consumo ACL e ACR .....	58
Gráfico 7 - Variação histórica dos encargos ESS e EER .....	64
Gráfico 8 - Flexibilidade mensal superior e inferior da energia contratada .....	71
Gráfico 9 - Modulação conforme consumo ou <i>flat</i> .....	72
Gráfico 10 – Comparação e valor de economia entre os custos ACR e ACL, exemplo 1 .....	84
Gráfico 11 – Comparação e valor de economia entre os custos ACR e ACL, exemplo 2 .....	87
Gráfico 12 - Preço médio da energia no ACR, considerando sua composição .....	89

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Grupos e subgrupos tarifários .....	59
Quadro 2 – Siglas para os tipos de energia e seus respectivos descontos .....	62
Quadro 3 - Fluxo de dados para o estudo de viabilidade .....	81

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CCEAL	Contrato de Compra de Energia em Ambiente de Contratação Livre
CCEAR	Contrato de Compra de Energia em Ambiente de Contratação Regulada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CMO	Custo Marginal de Operação
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
GEE	Gases Efeito Estufa
GHG	<i>Greenhouse Gas Protocol</i> (Protocolo de gases de efeito estufa)
IFMG	Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Minas Gerais
I50%	Energia incentivada com 50% de desconto na TUSD
I-REC	<i>International REC Standard</i> (Certificado internacional de energia renovável)
kV	Quilovolt
kW	Quilowatt
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
ODS	Objetivos do Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PTT	Produto Técnico-Tecnológico

REC	<i>Renewable Energy Contracts</i> (Certificado de energia renovável)
REN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Sistema de Distribuição

## SUMÁRIO

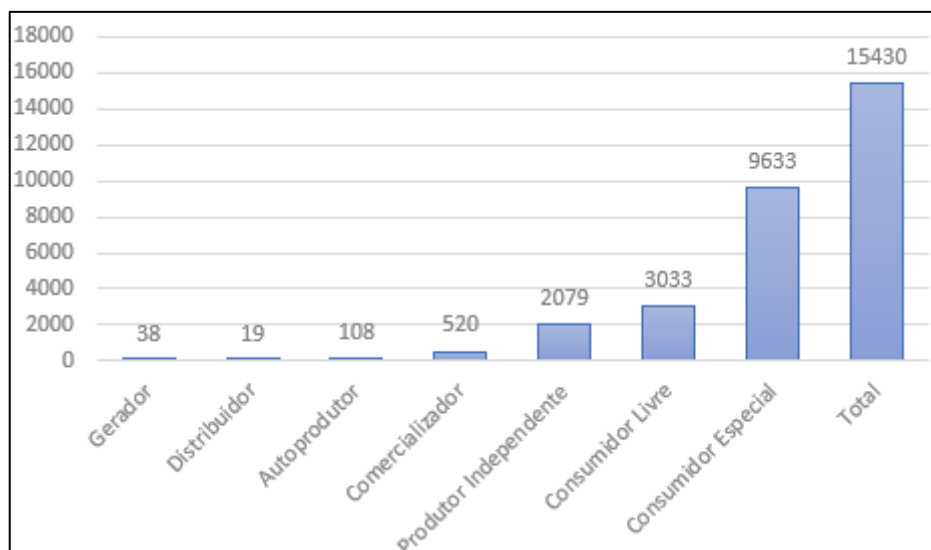
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>17</b>
1.1	Justificativa.....	21
1.2	Problema.....	21
1.3	Objetivos.....	24
1.3.1	<i>Objetivo geral</i> .....	24
1.3.2	<i>Objetivos específicos</i> .....	24
1.4	Estrutura .....	25
<b>2</b>	<b>ARTIGO 1: CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL – CONCEITUAÇÃO ATRAVÉS DE UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DE LITERATURA</b> .....	<b>26</b>
2.1	Resumo .....	26
2.2	Abstract .....	26
2.3	Introdução .....	27
2.3.1	<i>Comercialização de Certificado de Energia Renovável (REC) em um sistema operacional de rastreamento de atributos de energia</i> .....	28
2.3.2	<i>Comercialização de Certificado de Energia Renovável - REC em um sistema de Cap and Trade, utilizando crédito de carbono</i> .....	30
2.4	Materiais e Método.....	31
2.5	Resultados e Discussão .....	32
2.5.1	<i>Incentivos para produção de energia renovável</i> .....	32
2.5.2	<i>Renewable portfolio standards - RPS</i> .....	34
2.5.3	<i>Certificados de energia renovável</i> .....	36
2.5.4	<i>União Europeia e a diretiva RES</i> .....	40
2.5.5	<i>Mercado de carbono aliado ao REC</i> .....	43
2.6	Considerações finais.....	44
<b>3</b>	<b>ARTIGO 2: MÉTODO PARA ANALISAR COMO A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ATRAVÉS DO COMERCIALIZADOR VAREJISTA PODE REDUZIR OS CUSTOS DE ENERGIA</b> .....	<b>47</b>
3.1	Resumo .....	47
3.2	Abstract .....	47
3.3	Introdução .....	47
3.4	Metodologia .....	51
3.4.1	<i>Contextualização e arcabouço regulatório</i> .....	51

<i>3.4.2 Principais fatores a serem analisados para contratação de energia através do comercializador varejista</i> .....	58
<i>3.4.3 Método de cálculo da fatura no ambiente de contratação regulada (ACR)</i> .....	75
<i>3.4.4 Método de cálculo da fatura no ambiente de contratação livre (ACL)</i> .....	77
<i>3.4.5 Métodos para comparar o custo ACR com o custo ACL</i> .....	78
<b>3.5 Resultados e discussão</b> .....	<b>80</b>
<i>3.5.1 Exemplo 1: Cálculo de economia no ACL com o preço de energia preestabelecido:</i>	<i>81</i>
<i>3.5.2 Exemplo 2: Cálculo do preço a ser pago considerando um percentual de desconto preestabelecido:</i> .....	<i>85</i>
<i>3.5.3 Fatores que poderão alterar o estudo de viabilidade</i> .....	<i>88</i>
<b>3.6 Considerações finais</b> .....	<b>90</b>
<b>4 PRODUTO TÉCNICO-TECNOLÓGICO</b> .....	<b>93</b>
<b>4.1 Critérios para o Produto Técnico-Tecnológico (PTT)</b> .....	<b>94</b>
<b>5 CONCLUSÃO</b> .....	<b>96</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>98</b>
<b>APÊNDICE – Programação da calculadora</b> .....	<b>103</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>125</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O Brasil tem quase 90 milhões de unidades consumidoras de energia. No ano de 2022, o mercado livre de energia no Brasil ultrapassou a marca de mais de 30 mil unidades consumidoras (ABRACEEL, 2023). Em agosto de 2023, essas unidades consumidoras, denominadas no Gráfico 1 como agentes das classes consumidoras livre e especial, foram representadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por 12.696 empresas.

Gráfico 1 - Agentes por classe na CCEE em março de 2024



Fonte: Adaptado CCEE, 2024.

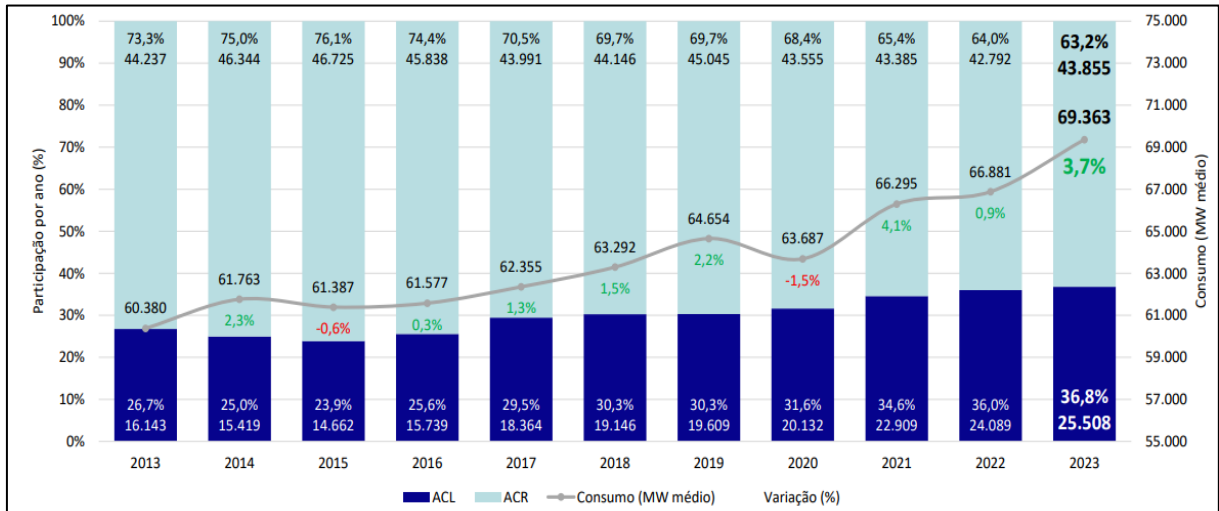
A divisão em duas categorias de consumidores se dá pelo tipo de energia que elas podem comprar:

a) Consumidores Livres: podem comprar energia proveniente de qualquer fonte (alternativas ou convencionais), conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

b) Consumidores Especiais: só podem comprar energia de fontes incentivadas - aquelas proveniente de fontes renováveis que geram menor impacto ambiental: solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, por exemplo, na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

O percentual de unidades consumidoras que estão no Ambiente de Contratação Livre (ACL) representa menos de 0,05% em relação ao total de consumidores. Porém, de acordo com o Gráfico 2, esse segmento, em 2023, representou 36,8% de toda energia consumida no Sistema Interligado Nacional (SIN), ficando o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) com 63,2% de representatividade.

Gráfico 2 - Representatividade de consumo no Ambiente de Contratação Livre (ACL) *versus* Ambiente de Contratação Regulado (ACR)



Fonte: CCEE, 2024.

Apesar de parecer uma contradição o mercado livre representar mais de 36% do consumo e menos de 0,05% das unidades consumidoras, isso se justifica porque 89% do consumo industrial brasileiro, que tem como característica alta intensidade de consumo, estão no ambiente de livre contratação (ABRACEEL, 2023).

Idealizado na década de 1990, a partir da Lei nº 9.074, de 1995, o Mercado Livre de Energia, chamado na época de Mercado Atacadista de Energia (MAE), se tornou regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com a publicação da Resolução nº 18, de 28 de janeiro 1999. Desde então, apesar do seu crescimento significativo, as limitações impostas pela regulamentação do setor quanto aos requisitos para habilitação tornaram esse nicho de mercado restrito, principalmente para as empresas de grande e médio porte. Após vinte anos, foi publicada a Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019, cujo principal objetivo foi diminuir os requisitos para que as empresas se tornem consumidores livres de energia.

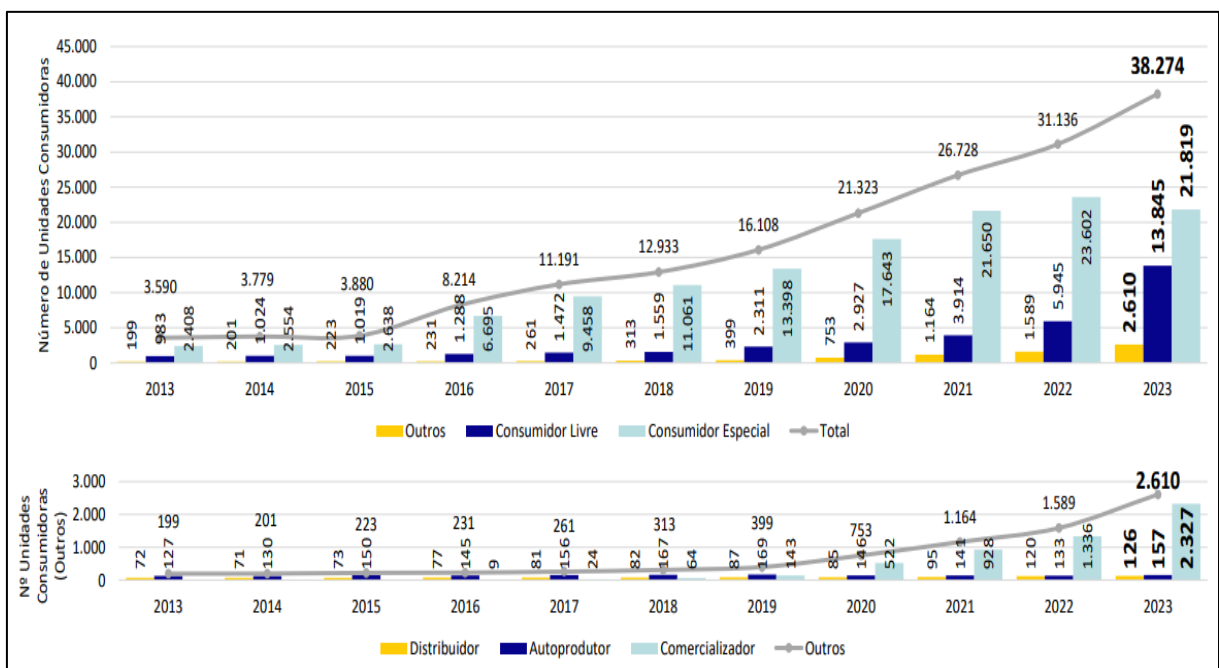
Até 2018, eram considerados livres apenas os consumidores com demanda superior a 3000 kW, e consumidores especiais, aqueles com demanda superior a 500 kW ou aqueles que somassem esse valor de demanda através das duas possibilidades de comunhão:

- a) Comunhão de direito: quando as empresas do grupo possuem a mesma raiz de CNPJ;
- b) Comunhão de fato: para empresas vizinhas localizadas em área contíguas.

Em 2019, a demanda mínima contratada passou a ser 2500 kW, com redução de 500 kW a cada ano seguinte, chegando, em 2023, o valor mínimo em 500 kW.

Por isso, aliado ao desejo de as empresas saírem de um ambiente com tarifas reguladas pela ANEEL (chamado de ambiente regulado ou mercado cativo) para irem a um ambiente de livre negociação, cujos preços normalmente são mais baixos, as reduções dos requisitos mínimos possibilitaram o crescimento do setor, cuja evolução do número de agentes consumidores está representada no Gráfico 3.

Gráfico 3 - Evolução do nº de unidades consumidoras por classe no mercado livre



Fonte: CCEE, 2024.

Dentre várias ações do governo para a modernização do setor elétrico, destaca-se a Portaria Normativa nº 50, de 27 de setembro de 2022, publicada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que permitiu desde janeiro de 2024 todos os consumidores do Grupo A aderirem ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). A portaria foi resultado da Consulta Pública nº 131, aberta pelo MME, que coletou a opinião dos agentes do setor elétrico. Estabelece que o exercício da opção, pelo consumidor, de livre escolha do fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica se dará mediante representação pelo agente varejista perante a CCEE nos casos em que a carga individual for inferior a 500 kW.

A definição de Grupo A está disposta no inciso XXIII do art. 2º da Resolução Normativa da ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, nos termos:

XXIII - grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;
- b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;
- c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;
- d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;
- e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição; (ANEEL, 2023).

O Grupo B, grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos - B1: residencial; B2: rural; B3: demais classes; e B4: Iluminação Pública, ainda não poderá migrar para o mercado livre e não será objeto de estudo neste trabalho. Espera-se haver a abertura para este grupo nos próximos cinco anos, mas ainda não há determinação legal.

O agente varejista, também denominado Comercializador Varejista, é uma empresa e agente CCEE que faz a representação contínua de um consumidor ou gerador (representados) dentro do ACL. Portanto, diferentemente dos agentes tradicionais (geradores, distribuidoras, consumidores livres ou especiais, produtores independentes e autoprodutores), o novo consumidor com carga inferior a 500 kW não precisará se associar diretamente à CCEE, pois o Comercializador Varejista é quem fará sua habilitação e o representará.

O Comercializador Varejista foi criado em 2013, com funções atualizadas em 2015 pela Resolução Normativa nº 654 e, em 2022, com a publicação da Resolução Normativa nº 1.011, ambas da ANEEL, com o objetivo de simplificar o processo de migração e contratação desse novo nicho de empresas, normalmente de menor porte. Ele também tem um papel importante na gestão de riscos sobre a compra de energia, pois a maioria das pequenas empresas não possui expertise e gestores qualificados sobre as regras de comercialização de energia.

As principais responsabilidades do Comercializador Varejista são:

- a) Auxílio na migração para o ACL e no cumprimento dos requisitos regulatórios;
- b) Assessorar a negociação dos contratos, garantindo que todos os detalhes exigidos pela CCEE e outros órgãos regulatórios sejam cumpridos;
- c) Monitorar oportunidades de compra e venda para melhor eficiência operacional a seus clientes;
- d) Gestão operacional completa: produto, medição e obrigações financeiras;

e) Assumir maiores riscos no mercado de energia em relação aos riscos de seus clientes.

Os riscos e as complexidades das especificidades do mercado de energia para as pequenas empresas, principalmente nesse momento de abertura de mercado, deverão ser mitigados pela contratação adequada do produto oferecido pelo comercializador varejista.

## **1.1 Justificativa**

Com a liberação do mercado para o grupo A, novas empresas, como supermercados, hospitais, comércios, condomínios comerciais, indústrias de menor porte, dentre outras categorias, possuem, através da modalidade comercializador varejista, a possibilidade de negociar sua compra de energia, além de terem maior controle sobre o gerenciamento de custos e do tipo de energia comprada.

Diferentemente do Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), pertencente ao Ambiente de Contratação Regulado (ACR), cujas tarifas de energia são determinadas pela ANEEL e possuem relação direta com o preço médio da energia de cada distribuidora comprada por meio de leilões (Pmix), os contratos do Ambiente de Contratação Livre (ACL) são bilaterais, com livre negociação sobre as características do produto, por exemplo: preço, período, quantidade, sazonalidade, flexibilidades, tipo e fonte de energia, forma de pagamento e correção de valores.

Dentre os vários benefícios do ACL, podem-se destacar: previsibilidade econômica, redução de custos, sustentabilidade e gerenciamento de energia. Como a regra que só autorizava participar do mercado livre os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW (sozinho ou em comunhão) mudou neste ano de 2024, o potencial de consumidores que poderão migrar para o mercado livre, independentemente do valor de sua demanda contratada, aumentou significativamente. A CCEE, em estudo divulgado em junho de 2023, identificou 165 mil unidades consumidoras do Grupo A com este potencial. Excluindo-se as unidades do Grupo A detentoras de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD), indicadas na ordem de 93 mil unidades, a Nota Técnica nº 76/2023/SGM/ANEEL estimou que 72 mil unidades consumidoras ficaram aptas para migrar a partir de janeiro de 2024 (ANEEL, 2023).

## **1.2 Problema**

Conforme Nota Técnica nº 76/2023–SGM/ANEEL (2023), a ampliação de consumidores representados por comercializador varejista no ACL, a transparência contratual

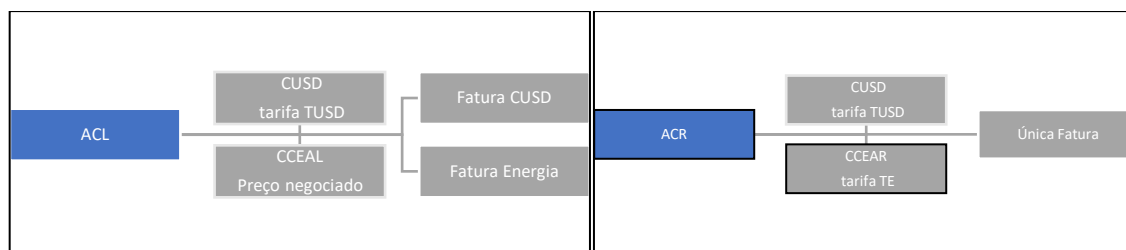
e a facilidade na comparabilidade de elementos essenciais entre padrões contratuais dos ofertantes do serviço devem ser robustecidas. Embora se exija a divulgação dos produtos padronizados pelos comercializadores varejistas em seu portal eletrônico, a nota observa, ainda, que há falta de apontamento do regulador acerca dos elementos a serem padronizados, o que dificulta o atingimento destas finalidades de transparência e comparabilidade até então pretendidas.

O consumidor que decide realizar sua migração para o mercado livre tem como principal motivação a redução de custos com o preço da energia, mas essa conta não é simples de ser feita por exigir conhecimento regulatório. Quando se migra, deve-se considerar que essa mudança não está relacionada à mudança da distribuidora que fornece a energia e tampouco ao consumo físico dela, pois a conexão da unidade junto à distribuidora de energia que tem a concessão de prestação de serviços no local permanece a mesma. O que muda, neste caso, é a condição contratual de apenas uma parte da fatura de energia, remunerada pela tarifa de energia (TE).

Quando o consumidor decide parar de comprar energia através do ambiente regulado, o contrato envolvido e que deverá ser rescindido se chama Contrato de Compra de Energia do Ambiente Regulado (CCEAR). Para rescindi-lo, o consumidor deve avisar a distribuidora com 180 dias de antecedência. Esse aviso é popularmente chamado de denúncia e, se o consumidor não cumprir o prazo regulatório, a multa para antecipar a migração inviabiliza ou penaliza economicamente a decisão da empresa.

Conforme Figura 1, a compra da energia no mercado livre deve ser formalizada através do Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Assim, a unidade consumidora passará a ter uma fatura a ser paga ao seu novo vendedor, que cobrará os preços livremente acordados. Uma 2ª fatura continuará a ser emitida pela distribuidora, que será remunerada pelos serviços prestados e pela infraestrutura das redes de transmissão e distribuição de energia instaladas para garantir qualidade e confiabilidade, regidas pelo Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e remuneradas pelas tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD) mais os encargos (normalmente PIS, Cofins e ICMS, quando aplicável) e tributos (iluminação pública).

Figura 1 - Contratos e faturas de acordo com o ambiente de contratação



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Satisfeita a etapa de denúncia, a unidade consumidora terá que ter um ponto de medição cadastrado na CCEE. Esse processo, chamado de modelagem, poderá desencadear na necessidade de ajustes no sistema de medição e na comunicação da coleta de dados do medidor.

Outro ponto importante a ser analisado é que, normalmente, a competitividade da energia comprada no mercado livre se dá pelo fato de ela ser considerada uma energia incentivada. O empreendimento de geração com esse tipo de energia, em sua maioria, tem um benefício de desconto na TUSD. Esse desconto é repassado ao comprador e pode ser de 50, 80 e 100%, dependendo do tipo de energia e do ano de outorga do empreendimento. A energia incentivada foi criada para estimular o uso de recursos com menor impacto ambiental, renováveis e mais limpos. As fontes mais comuns são de origem eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) com potência inferior ou igual a 30.000 kW. O Art. 26 da lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL, diz:

Para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia (BRASIL, 1996).

Considerando que a empresa comprou energia incentivada com 50% de desconto do seu comercializador varejista, a fatura da distribuidora terá que vir com o respectivo desconto na TUSD. Por isso, para se obter o estudo de viabilidade de migração e para se constatar a economia gerada, é necessário um entendimento técnico especializado ou ferramentas e relatórios que auxiliem o gestor a compreender esse cálculo.

Além do benefício econômico, a energia incentivada carrega consigo a marca de uma energia renovável. Porém, como a infraestrutura da rede permanece a mesma e todas as fontes, inclusive os poluentes, estão conectadas no SIN, são necessários mecanismos de rastreabilidade para

comprovar que o consumo daquela unidade consumidora é isento de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Por isso, este trabalho também abordará como funcionam os certificados de energia renovável (REC), o que pode auxiliar as empresas a atingir suas metas de descarbonização em seu consumo de energia e demonstrar práticas ambientalmente responsáveis.

## **1.3 Objetivos**

### ***1.3.1 Objetivo geral***

Explicar como empresas do grupo A, que passaram a ter acesso ao mercado livre de energia a partir de 2024, através do comercializador varejista, poderão zerar suas emissões de CO<sub>2</sub> e reduzir seus custos com o consumo de energia elétrica ao comprar energia renovável, certificada, com o respectivo estudo de viabilidade calculado para auxiliá-las em seu processo decisório.

### ***1.3.2 Objetivos específicos***

- Com intuito de alcançar o objetivo geral e estabelecer uma congruência entre a pesquisa científica, a experiência profissional e o tripé da sustentabilidade (pilares ambiental, econômico e social), foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:
- Realizar uma revisão sistemática sobre o que é Certificado de Energia Renovável e como ele pode contribuir, junto com o sistema de compensações do mercado de carbono, na declaração de zero emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) no consumo de energia elétrica e na comprovação de práticas que contribuem para melhoria do meio ambiente;
- Explicar a legislação e os procedimentos de comercialização de energia no Brasil, bem como descrever os métodos de cálculo que sinalizam como os clientes do grupo A, via ambiente de contratação livre na modalidade comercializador varejista, podem melhorar sua performance econômica ao comprar energia renovável com custo mais baixo que a energia contratada no ambiente regulado;
- Desenvolver uma calculadora que possibilite gerar estudos de viabilidade econômica na compra de energia por meio do comercializador varejista, de forma simples, didática e acessível, para quaisquer clientes do Sistema Interligado Nacional (SIN) pertencentes

ao grupo A, considerando as tarifas específicas para cada distribuidora de energia e o perfil de consumo de cada consumidor.

#### **1.4 Estrutura**

Para alcançar os objetivos específicos “a” e “b” supracitados, serão desenvolvidos dois artigos científicos. O objetivo específico “c” será apresentado por meio de uma produção técnica, denominada *software/aplicação*, aderente ao eixo de Produtos e Processos e em conformidade com um dos itens listados como Produtos Técnicos-Tecnológicos avaliados pela linha de pesquisa de tecnologias ambientais do MPSTA. Os dois artigos e o PTT serão apresentados em capítulos separados, na seção de desenvolvimento deste trabalho. Cada artigo possui uma estrutura independente, com resumo, desenvolvimento e considerações finais. Após a seção de desenvolvimento, haverá uma conclusão geral sobre todo o trabalho apresentado.

## 2 ARTIGO 1: CERTIFICADOS DE ENERGIA RENOVÁVEL – CONCEITUAÇÃO ATRAVÉS DE UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DE LITERATURA

Thiago Filipe de Matos<sup>1</sup>; Ricardo Carrasco Carpio<sup>2</sup>; Neimar de Freitas Duarte<sup>3</sup>

1. Engenheiro Eletricista e mestrando no Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental – Instituto Federal de Minas Gerais - IFMG Bambuí, thiagofmatos@gmail.com

2. Orientador, Doutor em Engenharia Mecânica, docente no Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental (MPSTA) – IFMG Bambuí, ricardo.carpio@ifmg.edu.br

3. Doutor em Biologia Vegetal, docente no Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental (MPSTA) – IFMG Bambuí, neimar@ifmg.edu.br

### 2.1 Resumo

A demanda por Certificados de Energia Renovável (REC) está relacionada à necessidade de se demonstrar o uso de energia renovável na matriz energética das instituições e países, aderente a uma economia de baixo carbono, ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) e aos padrões sobre gestão de Indicadores de Sustentabilidade e *Environmental, Social and Corporate Governance* (ESG). Estes certificados, REC ou selos verdes possibilitam a rastreabilidade de uma energia limpa e atende a diversos protocolos na elaboração de inventários sobre redução de emissão de gases de efeito estufa. Este trabalho apresentará o contexto em que os certificados estão inseridos e seus diversos conceitos, por meio de uma revisão sistemática. Os resultados obtidos possibilitam discernir o uso deste termo em alguns países e compreender como é a aplicação deste recurso em diferentes localidades no mundo.

**Palavras-chave:** Certificado. Selo Verde. Energia Renovável. Carbono.

### 2.2 Abstract

The demand for Renewable Energy Certificates (REC) is related to the need to demonstrate the use of renewable energy in the energy matrix of institutions and countries, adhering to a low-carbon economy, to the Clean Development Mechanism (MDL), and to standards on Environmental, Social, and Corporate Governance (ESG) indicators management. These certificates, REC or green labels, enable the traceability of clean energy and meet various protocols in the development of inventories on greenhouse gas emissions reduction. This paper will present the context in which the certificates are inserted and their various concepts through a systematic review. The results obtained allow discerning the use of this term in some countries and understanding how this resource is applied in different locations worldwide.

**Keywords:** Certificate. Green Seal. Renewable energy. Carbon.

## 2.3 Introdução

O setor elétrico mundial tem incorporado, a cada ano, um percentual maior de fontes limpas e renováveis de energia para viabilizar a transição energética, que traz consigo um possível efeito da crescente preocupação com a qualidade ambiental e a valorização de investimentos alinhados às melhores práticas sociais, ambientais e de governança, internacionalmente conhecido como *Environmental, Social and Governance* (ESG). Por isso, empresas têm sido incentivadas a evidenciar sua preocupação e atividades praticadas de forma sustentável, sob uma economia de baixo carbono (E), de baixo impacto social, visando ao bem das comunidades (S), com alta governança voltada à transparência, fiscalização, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa (G) (REDECKER; TRINDADE, 2021).

Este engajamento, em toda a cadeia de suprimentos, possibilita um desenvolvimento sustentável, coordenado, de benefícios econômicos, ambientais, sociais e de governança, em uma filosofia de investimento que busque o crescimento de valor que coincida com a importância do valor da empresa (LI *et al.*, 2021). Dentre diversas práticas sustentáveis, quando as delimitamos no setor de energia elétrica renovável, percebe-se em vários países a comercialização de Certificados de Energia Renovável (REC) ou certificados/selos verdes.

No Brasil, diante (i) da dependência das cargas do sistema interligado nacional que possuem um fator de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE); (ii) da impossibilidade de apenas se declarar a origem de sua fonte; (iii) de uma provável inviabilidade econômica e temporal para se produzir a própria energia renovável (ER); e (iv) da necessidade de as empresas demonstrarem ações em consonância com o ESG e com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) relacionados ao uso de energia, uma prática que tem sido crescente é o uso de REC, o qual possibilita as empresas zerarem as emissões de GEE no que tange ao consumo de energia elétrica sob as emissões indiretas – chamado de emissões escopo 2.

Além dos REC, alguns empreendimentos de ER podem se enquadrar na comercialização de créditos de carbono, como forma de compensação. O mercado de carbono consiste na distribuição de permissões por meio dos países signatários do Protocolo de Kyoto, assinado em 1997. Quando criado, sua proposta era reduzir ou limitar a quantidade de emissões de GEE no mundo. Porém, de acordo com CQNUMC (1997) e ROCHA (2003) apud Godoy e Pamplona (2007) somente em 2005, foi possível a efetiva vigência do protocolo, quando se conseguiu reunir 55% dos países que representavam 55% das emissões globais. Este mercado, nos últimos 17 anos, mostrou-se discreto no Brasil quando os certificados são oriundos como

créditos de carbono e utilizados como compensação, mas, nos últimos 8 anos, tem se demonstrado promissor quando o certificado tem por objetivo realizar uma comprovação rastreável e normatizada da origem da energia. A seguir, serão explicados os dois tipos de certificados.

### ***2.3.1 Comercialização de Certificado de Energia Renovável (REC) em um sistema operacional de rastreamento de atributos de energia***

O REC é rastreável, permitindo garantir que a energia consumida, em MWh, veio de uma fonte renovável e consiste em um dos meios utilizados para se alcançar as metas de sustentabilidade. Como exemplo, uma fábrica de médio porte, com uma demanda média energética de 1MW, em 2021 (8.760 horas), teve um consumo anual de 8.760MWh. Para saber a quantidade de emissões provocadas pelo consumo de 8.760MWh, deve-se multiplicar esse valor por um fator publicado pelo Ministério de Ciência e Tecnologia e Inovação. Para o ano de 2021, o fator foi de 0,1264tCO<sub>2</sub>/MWh, o que resultará em 1107,264tCO<sub>2</sub> emitidos. Essa emissão de GEE ocasionada pelo tipo de fonte da energia consumida, quando comprada de terceiros, não é de responsabilidade direta da empresa, por isso ela é chamada de emissão indireta e classificada pela metodologia para inventário de GEE como uma fonte de emissão escopo 2.

Uma empresa vizinha com exatamente o mesmo consumo, porém com um certificado que declare 8.760 REC (1 REC para cada 1MWh), poderá informar no escopo 2 de seu relatório que sua emissão foi zero.

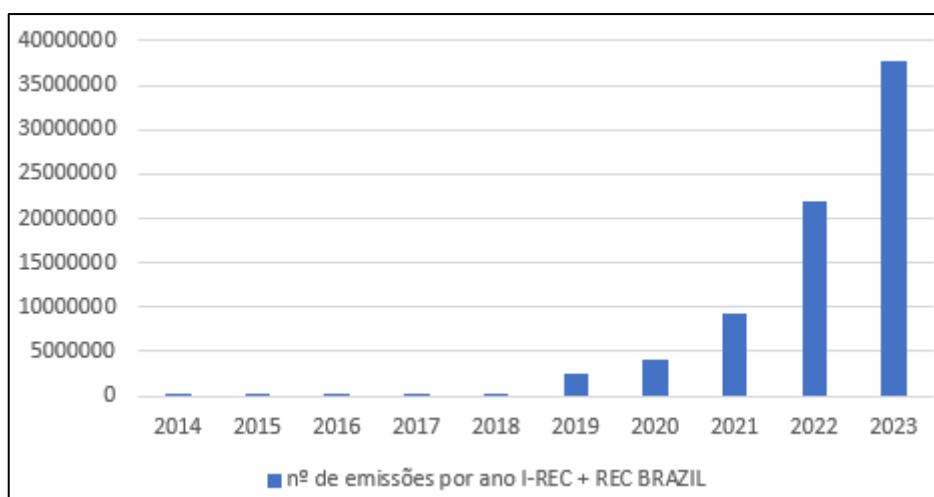
Um modelo internacionalmente reconhecido para emissão de certificados é o I-REC, registrado na Holanda. Conforme declara o Instituto Totum (2021), o I-REC *Services* é responsável pela garantia da qualidade e autorização dos emissores em todo o mundo. As entidades autorizadas pelo I-REC *Services* para emitir I-REC em contas designadas são chamadas de emissores locais, e, no Brasil, esse papel é atribuído ao Instituto Totum.

Os proprietários de empreendimentos de geração ou entidades que atuam em seu nome devem se habilitar como ‘registrante’ junto ao emissor responsável pela emissão do I-REC.

Assim, deverão ser pagos a adesão (€500), a anuidade (€2.000) e mais €0,06 para cada REC emitido. O ‘participante’ é um *Market Player, trader* ou consumidor com uma conta no Registro do *Code Manager*. Ele pode resgatar certificados em seu próprio nome ou em nome de seus clientes, e pode negociar esses certificados (INSTITUTO TOTUM, 2021). O participante pode emitir o certificado em nome do seu cliente, optando ou não por cobrar o

valor da emissão, que possui baixo custo. O certificado pode ser utilizado em um inventário corporativo ou institucional de GEE baseado em critérios e padrões internacionais, por exemplo, os critérios do *Carbon Disclosure Project* (CDP), Índice Bovespa de Sustentabilidade Empresarial, *Global Reporting Initiative* (GRI) e *GHG Protocol*. Considerando seu baixo custo, a aceitação aos padrões internacionais e as demandas provocadas por grandes empresas internacionais, consolidou-se no Brasil um mercado de certificados neste modelo. A Figura 2 demonstra que, em 2023, houve o crescimento da emissão de certificados de 73% em relação a 2022, somando 2 tipos de certificados: REC BRAZIL e I-REC.

Figura 2 - Quantidade de certificados emitidos REC Brazil e I-REC, no Brasil



Fonte: REC Brazil. 2024.

Conforme os dados do Instituto Totum (2022), o Brasil é o país que possui a maior quantidade de usinas cadastradas e a maior capacidade de emissão de certificados no mundo.

Além do tradicional certificado I-REC, o Instituto Totum lançou, em 2020, o Programa Brasileiro de Certificação de Energia Renovável, que fornece, para empreendimentos de geração de energia, com níveis diferenciados de sustentabilidade, a chancela REC Brazil, que fornece a garantia de que a usina emissora atende aos critérios de adicionalidade, sustentabilidade nos aspectos sociais, ambientais e relação com a comunidade. Como requisito, estes certificados devem ser indexados por pelo menos 5 dos 17 ODS da ONU (REC BRAZIL, 2021).

### ***2.3.2 Comercialização de Certificado de Energia Renovável - REC - em um sistema de Capand Trade, utilizando crédito de carbono***

Apesar da criação de um mercado de carbono desde 2005, as empresas brasileiras não possuem, até então, metas obrigatórias de redução de GEE, o que gerou uma pequena demanda na comercialização de créditos sobre os empreendimentos de ER. Em 2009, a Lei Federal nº 12.187/2009 instituiu a criação da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), estabelecendo um compromisso nacional voluntário e determinando que o detalhamento das ações para mitigação das emissões de GEE, com vistas a reduzir entre 36,1% e 38,9% suas emissões projetadas até 2020, seria disposto por decreto. Porém, somente em 2022, através do Decreto Federal 11.075/2022, foram instituídos os procedimentos para elaboração dos Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas e para a criação do Sistema Nacional de Redução de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SINARE). No entanto, como ainda não houve a efetiva implementação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), as oportunidades de comercialização de crédito de carbono provenientes de REC ainda ocorrem por meio de mecanismos voluntários e inexpressivos.

Em alguns países, os certificados com créditos de carbono são mecanismos regulados, outros, como no Brasil, são voluntários. Apesar do certificado de rastreabilidade ser mais utilizado no Brasil, deve-se considerar que ele é válido para o relatório de emissões indiretas, chamadas de escopo 2. Para a redução de emissões diretas, aquelas que vêm diretamente do processo produtivo da empresa, chamadas de escopo 1, o crédito de carbono é uma importante emissão como medida compensatória.

Além das duas formas explicadas, percebe-se que cada país pode ter ou não uma legislação a respeito, o que gera conflito conceitual dependendo do local onde o termo certificado é estudado ou aplicado. Além dos certificados em si, as políticas públicas para fomentar o crescimento da participação de ER na matriz energética também são distintas, com histórico e mecanismos diversos, o que gera dificuldade ao se consultar a literatura acadêmica mundial quando se relaciona o uso de certificados com energia renovável e o uso de certificados como forma de compensação/crédito de carbono.

Com base no exposto, o objetivo deste artigo é contextualizar e explicar os diversos conceitos sobre certificados de energia renovável aplicados em diferentes partes do mundo, através de uma revisão sistemática de literatura. Como existem políticas que não utilizam certificados e, por meio de outros métodos, incentivam a inserção de ER e a redução de emissões de GEE, também haverá abordagem destes temas para contextualizar o porquê da

opção ou não do uso de certificados de energia renovável. Devido à iminência de um Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), a revisão sistemática permitirá agrupar diversos conceitos utilizados em outros países, trazendo maior familiaridade ao leitor sobre este assunto.

## 2.4 Materiais e Método

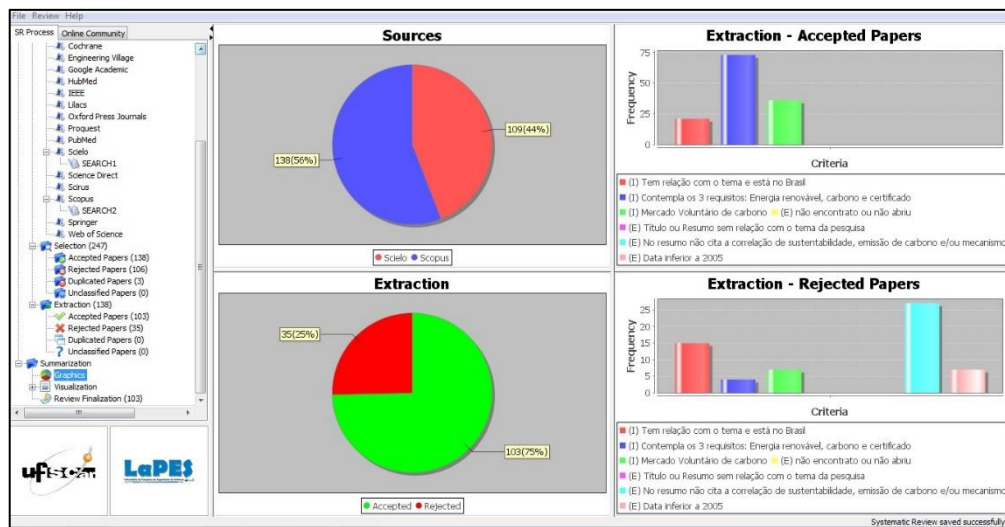
A metodologia utilizada foi a Revisão Sistemática da Literatura (RSL), com abordagem qualitativa e exploratória. Inicialmente, foi acessado o Portal de Periódicos da CAPES e feita a busca no acervo através da lista de base de dois bancos de dados: o *Scientific Electronic Library Online* (SciELO) e *SciVerse Scopus* (SCOPUS). A escolha da SCOPUS se deu porque ela é a maior base de dados de resumos e citações de literatura revisada por pares, com ferramentas bibliométricas para acompanhar, analisar e visualizar a pesquisa (ELSEVIERLAS, 2016). A escolha da SciELO foi feita com a intenção de complementar a pesquisa internacional da SCOPUS, com a possibilidade de se encontrar mais artigos brasileiros. Foram geradas duas listas de artigos publicados, uma com 109 artigos, e a outra, com 138, referentes à base de dados da SCIELO e SCOPUS, respectivamente, totalizando 247 estudos publicados na literatura acadêmica relacionados ao uso de certificados de energia renováveis. Os critérios iniciais de inclusão para obtenção das listas foram: artigos científicos com estudos descritivos, explicativos nos idiomas inglês, espanhol ou português, sobre 3 temas-chaves presentes no título, palavras-chave ou resumo, através do operador booleano OR: (i) Mercado de carbono ou mecanismos de compensação de emissões; ou (ii) Energia Renovável; ou (iii) Certificados ou selos de energia renováveis, publicados no período entre 2005, ano em que houve a efetiva entrada do protocolo de Kyoto, até julho de 2022.

Como suporte ao método de revisão sistemática, foi utilizada a ferramenta computacional denominada StArt (*State of the Art through Systematic Review*). O StArt é um programa disponibilizado gratuitamente pelo Laboratório de Pesquisa em Engenharia de Software (LAPES) vinculado à Universidade Federal de São Carlos (UFSCar). Nele, foram carregados os 247 arquivos e gerado um protocolo de seleção no programa. Na 2ª etapa, 106 artigos foram rejeitados por não estarem aderentes ao tema de pesquisa, apesar de terem palavras-chaves correlacionadas; 3 foram excluídos por serem documentos duplicados e 138 artigos foram selecionados. Em seguida, foi gerada a 3ª etapa, denominada pelo programa StArt como extração. Para a extração, todos os resumos foram analisados com o objetivo de confirmar se o tema do artigo estava concatenado simultaneamente aos 3 temas-chaves citados no

parágrafo anterior. 103 artigos foram mantidos por trabalharem os 3 temas-chaves, ou seja, por terem as “aspas” nos termos-chaves e o operador “AND” entre eles, e 35 foram rejeitados.

Após leitura dos resumos dos artigos extraídos, foi utilizado o recurso para categorização de prioridade de leitura. Conforme Figura 3, cujos gráficos foram gerados pelo StArt, dentre os 103 resumos analisados, foram categorizados 35 artigos com alta prioridade de leitura, considerando a abordagem do tema pesquisado e a possibilidade de o estudo fazer referência a regiões ou países diferentes de outros artigos selecionados.

Figura 3 - Sumarização da metodologia, utilizando o StArt.



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Como critério final, dentre os 35 artigos, foram selecionados somente aqueles com *score* maior que zero, o que totalizou uma seleção de 15 artigos. A leitura destes documentos teve como principal objetivo conectar conceitos utilizados em diversos países sobre o uso de certificados de energia como mecanismo de fomentos às fontes renováveis e para uma economia de baixo carbono.

## 2.5 Resultados e Discussão

### 2.5.1 Incentivos para produção de energia renovável

Existem medidas, normalmente regulamentadas em cada país, para incentivar a inserção de Energia Renováveis (ER) na matriz energética. No Brasil, com objetivo de estimular os investimentos em fontes limpas e renováveis de energia elétrica, existe a possibilidade de se comprar energia limpa, no Ambiente de Contratação Livre (ACL), chamada

de energia incentivada, que possibilita um desconto subsidiado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição para empreendimentos solares, eólicos, à biomassa, a biogás e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). O nicho de consumidores que pode comprar essa energia é chamado de consumidores especiais, na modalidade tarifária A (média e alta tensão), cujo somatório das demandas do consumidor, em 2022, deve ser no mínimo de 500kW. Os consumidores na modalidade tarifária B (baixa tensão) possuem outro benefício, chamado de sistema de compensação ou *net metering*. Cada kWh gerado e injetado na rede pode ser compensado por kWh consumido. Por isso, desde 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede de distribuição local. Trata-se da Micro e da Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica, inovações que aliam economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (BRASIL, 2022).

Outra forma de incentivo, não utilizada no Brasil, mas que no passado foi disseminada em países desenvolvidos, é a Feed-in Tariff (FIT), considerada um benefício financeiro para quem produz ER. Ela é essencialmente um tipo de política que regula os preços, dentro de um determinado período de tempo, e exige que as empresas de rede comprem ER a esse preço. Esse subsídio foi originado nos EUA durante a crise do petróleo, em 1970, e, devido ao seu sucesso, foi replicado por outros países, como Alemanha, Espanha, Dinamarca, Japão e China. Seu entendimento é importante para contextualizar a aplicação de mecanismos como forma de incentivo através de políticas públicas para maior participação de ER na matriz energética, aderente ao MDL (DONG *et al.*, 2019).

Na Alemanha, seguindo uma tendência mundial de política pública por meio de subsídio temporário, a FIT durou 20 anos. Os pagamentos *feed-in* para ER foram introduzidos com a Lei de Energia Renovável (EEG) no ano 2000 e permitiram o pioneirismo alemão na reformulação de sua matriz energética através de ER. O fenômeno da energia na Alemanha atingiu seu pico em 2010, em grande parte, graças à FIT. A produção de ER acelerou e os preços das tecnologias renováveis caíram. Por isso, a Lei de Energia Renovável Alemã (EEG) foi reformulada em 2014, e o governo decidiu substituir as Tarifas FIT por leilões, sujeitando os empreendimentos em maturação a condições baseadas no mercado (SUTTON, 2021).

Na China, a tarifa FIT também teve grande influência. Zhang *et al.* (2022) citam que o governo chinês implementou uma série de políticas nas quais a FIT foi uma espécie de regulação de preços, onde os produtores receberam uma taxa fixa ou prêmio por sua ER. Em julho de 2012, por meio da Lei de Medidas Especiais de Energia Renovável, o Japão também

lançou sua versão do esquema FIT que exige que o governo compre eletricidade de fontes renováveis pelos próximos 20 anos a uma taxa fixa.

Os esquemas subsidiários na forma de tarifas FIT, analisados por Chuang *et al.* (2019), serviram como uma ferramenta política eficaz para impulsionar o crescimento das instalações de ER, embora o agravamento dos encargos financeiros tenha tornado este caminho insustentável. A dependência excessiva de esquemas de tarifas FIT também pode ter impedido a liberação de um mercado de energia essencial para o sucesso da elevação do portfólio de energias renováveis por meio de mecanismos de negociação.

Chuang *et al.* (2019) dizem que, quando reguladas pelo FIT, o subsídio tarifário fixo poderia desencadear uma relação de mudança inversa com o índice de energia verde, pois, em alguns casos, quando o custo de produção e o custo conectado à rede das usinas verdes aumentavam, o subsídio tarifário fixo do governo deveria ser aumentado para compensar o custo, garantir a operação normal das usinas e remunerar o investidor. Porém, quando o índice de energia verde é consolidado, o subsídio tarifário fixo pode ser reduzido adequadamente para reduzir a pressão do subsídio financeiro do governo.

Por isso, no estágio inicial, a política FIT desempenhou um papel significativo no crescimento da indústria de ER. Com o rápido progresso desses empreendimentos, a pressão sobre os subsídios financeiros do governo tornou-se cada vez mais proeminente. Zhang *et al.* (2022) dizem que, para aliviar essa pressão financeira, vários países, como o governo chinês, por exemplo, estão promovendo a construção de um padrão de portfólio renovável (*Renewable Portfolio Standards - RPS*).

### **2.5.2 Renewable Portfolio Standards – RPS**

Zhang *et al.* (2022) afirmam que, ao contrário do FIT, o RPS é um sistema de regulação quantitativa. Exige que a proporção mínima de ER seja incluída na energia gerada, distribuída ou consumida pelos produtores de energia, redes elétricas ou usuários (DONG *et al.*, 2012). Em suas análises, observaram que 29 países no mundo implementaram o RPS, sendo os mais representativos: Estados Unidos, Reino Unido, Holanda, Noruega, Suécia, Bélgica, Japão, Índia e a China.

Ying *et al.* (2021) citam que a mudança institucional do sistema de FIT para uma política governamental RPS gerará benefícios para o bem-estar social da China, por causa do aumento da concorrência, que reduzirá o oligopólio no mercado de energia Chinês e o custo da energia, além da transição energética para baixo carbono. Ao implementar o sistema RPS, o

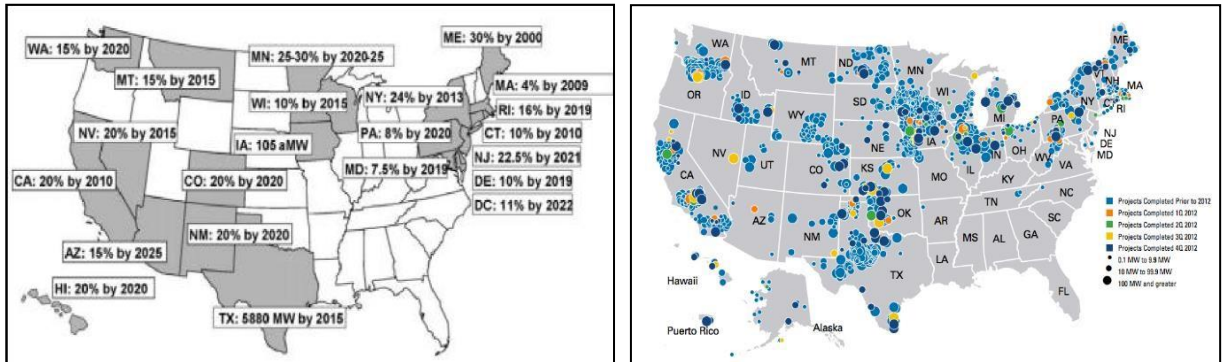
governo deve estabelecer cotas de forma racional e formular um mecanismo de supervisão científica e eficaz para tornar a operação de todo o mercado economicamente eficiente e evitar impactos negativos no mercado de energia elétrica de um país (YING *et al.*, 2021).

A política chinesa de RPS pode ser datada do Plano de Ação Estratégico para o Desenvolvimento Energético em 2014, sendo colocada em prática no início de 2020. Os estudos sobre o desempenho das políticas de RPS atraíram uma ampla gama de interesse. Com um modelo de equilíbrio geral computável e dinâmico, Li *et al.* (2019) investigaram os impactos do RPS em várias metas políticas. Eles concluíram que a implementação do RPS, em substituição ao modelo FIT, foi propícia à redução das emissões de carbono e ao ajuste da estrutura energética. Bento *et al.* (2018) também desenvolveram um modelo de equilíbrio geral da política de RPS e argumentaram que a política de RPS contribuiu para aumentos de recursos ou economia de emissões.

Wiser *et al.* (2007) definem, nos EUA, RPS como um requisito de que os fornecedores de eletricidade de varejo adquiram certa quantidade mínima de energia ou capacidade renovável elegível. Para Wiser *et al.* (2007), semelhantemente aos demais países citados nesta seção, as RPS foram projetadas para manter e/ou aumentar a contribuição de ER para o mix de fornecimento de energia, estabelecendo metas numéricas e incentivando a concorrência entre os desenvolvedores de ER para atingir as metas com o menor custo. As obrigações de compra de RPS, de modo geral, aumentam com o tempo, e os fornecedores de varejo, normalmente, devem demonstrar conformidade anualmente. Por isso, muitos programas RPS utilizam REC negociáveis para aumentar a flexibilidade e reduzir o custo de conformidade com o mandato de compra e para facilitar o rastreamento de conformidade. Portanto, a política RPS possibilita que os REC sejam gerados em um ambiente legal para o desenvolvimento de ER (ZHANG *et al.*, 2022).

Em 2007, a Figura 4, à esquerda, mostra os estados americanos com políticas de RPS, coloridos de cinza. À direita, são apresentados os projetos eólicos em 2013. Ao analisar os dois mapas, é possível afirmar que há uma concentração maior de projetos nos Estados com RPS que naqueles sem essa política de metas.

Figura 4 - Estados com RPS em 2007 e o reflexo de projetos de ER implementados



Fonte: adaptado de Wisser e outros, 2007.

Portanto, as políticas estaduais de RPS podem e são projetadas de várias maneiras, e a experiência de sua implementação tem sido mista. O crescimento da popularidade das políticas estaduais de RPS também gerou um crescimento substancial da geração renovável e de comercialização de REC, além de demonstrar a importância dos detalhes do projeto para alcançar os objetivos políticos declarados.

### 2.5.3 Certificados de energia renovável

Os certificados nos EUA são, normalmente, chamados de REC, do inglês *Renewable Energy Certificate*. Wisser *et al.* (2007), em seu estudo sobre a política RPS presente nos EUA desde o final da década de 1990, destacam a importância do uso de certificados com política de desenvolvimento de ER. Para Bird, Holt e Carrol (2008), existem vários motivos pelos quais os consumidores do EUA compram energia verde ou REC, incluindo benefícios ambientais e para saúde (redução de emissões de GEE), diversidade de combustíveis, segurança energética, desenvolvimento econômico local, incentivo ao desenvolvimento de novas tecnologias, proteção de recursos para as gerações futuras e estabilidade dos preços da energia; e, para consumidores não residenciais, benefícios de relações públicas (HOLT, 1999; HOLT *et al.*, 2001; BLANK *et al.*, 2002; HANSON, 2005, apud WISER *et al.* 2007). Bird, Holt e Carrol (2008) enfatizam também que, dentre várias motivações, existe um aumento na preocupação dos consumidores sobre as mudanças climáticas, e eles apontam para os benefícios de redução de GEE de suas compras em comunicados à imprensa, em seus sites ou em outros materiais que descrevem suas compras.

Em algumas partes dos Estados Unidos, a desregulamentação sobre o consumo de energia elétrica permitiu que os consumidores escolhessem o fornecedor de sua energia elétrica

e, assim, comprassem energia verde de seu fornecedor. Em mercados regulamentados, várias concessionárias agora oferecem a seus clientes a oportunidade de comprar energia verde por meio de programas de preços verdes. Mesmo em áreas onde os consumidores não podem comprar energia verde diretamente, os REC estão disponíveis a todos os consumidores. Embora nenhuma forma de geração de energia elétrica seja completamente isenta de impactos ambientais, a energia renovável, de origem solar, eólica, geotérmica, hídrica e biomassa, por exemplo, provaram ser ambientalmente preferíveis à eletricidade gerada a partir de fontes de energia convencionais, como carvão, petróleo, nuclear e gás natural (SANCHEZ, 2011).

Bistline, Santen e Young (2019) demonstram como as formulações comerciais com REC e ER podem impactar materialmente os resultados do setor de energia nos EUA, as decisões de planejamento de capacidade, os custos de conformidade e a distribuição regional do desenvolvimento renovável. Segundo eles, haverá ganhos substanciais de bem-estar de até US\$ 84 bilhões em termos de valor presente até 2050. Por isso, os REC são moedas negociáveis dos mercados de mandato renovável e oferecem flexibilidade de conformidade, permitindo que as entidades cobertas negociem atributos ambientais da energia gerada sem necessariamente receber a eletricidade associada.

As entidades obrigadas podem comprar REC por meio de contratos bilaterais, compras no mercado à vista ou compras de contratos renováveis. A fungibilidade das RECs significa que, quando o comércio total é permitido, os REC podem ser trocados entre regiões, dando origem à alocação regional de menor custo de geração renovável. Porém, as limitações na elegibilidade geográfica também podem levar a mercados de REC mais voláteis e menos líquidos (BISTLINE; SANTEN; YOUNG, 2019). A falta de uma legislação federal torna complexo o entendimento de REC nos EUA sob o ponto de vista da legislação de cada Estado. Existe, por exemplo, o conflito sobre a elegibilidade de fontes, abordado por Wisser *et al.* (2017), quando analisados alguns Estados dos EUA e organizações que limitam o uso da biomassa, incineração de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) e recursos hidrelétricos como elegíveis para obtenção de certificados. Já os recursos de energia eólica, solar, geotérmica, de gás de aterro e oceânicos são normalmente elegíveis para cumprir as obrigações de RPS em jurisdições onde tais recursos estão disponíveis (WISER *et al.*, 2007).

Como as políticas sobre ER existentes nos EUA variam significativamente entre os Estados em relação ao rigor de suas metas, prazos, entidades e outras considerações sobre o projeto de políticas, estes Estados têm definições diferentes, que exigem a implantação de tipos específicos de recursos (por exemplo, geração distribuída no Colorado, conversão de resíduos

em energia na Carolina do Norte) e/ou criação de multiplicadores de crédito para tecnologias favorecidas (BISTLINE; SANTEN; YOUNG, 2019).

Isso pode gerar um problema. Fluxos interregionais de REC não são triviais e nem sempre o intercâmbio seria a melhor solução (por exemplo, importando REC em vez de construir qualquer capacidade eólica ou solar em uma determinada região). Suponha que cada região cumpra suas obrigações de mandato renovável por meio de recursos talvez alocados em outra região, através de REC. Essa aparente solução refletiria em desincentivo para aumentar a capacidade eólica e solar no Estado importador se o valor marginal de uma determinada região, bem como restrições de transmissão e encargos de transporte, associados ao comércio inter-regional, forem baixos (BISTLINE; SANTEN; YOUNG, 2019).

A princípio, isso pode gerar um paradoxo. Bistline, Santen e Young (2019) citam como exemplo o estado do Texas, que é um exportador líquido de energia elétrica e vendedor de REC, devido à economia favorável do desenvolvimento eólico solar. As restrições ao comércio de REC ajudariam os geradores estaduais que, de outra forma, se aposentariam (carvão, nuclear) ou não seriam construídos sob mandatos renováveis com comércio de REC ilimitado, o que significa que o Texas busca construções eólicas e solares menos ambiciosas e limita o potencial conjunto de REC elegíveis no mercado nacional. Ao restringir o comércio, conseqüentemente, o valor dos geradores eólicos e solares do Texas será depreciado, levando a um menor investimento.

Por outro lado, importadores líquidos de REC (por exemplo, a região Sudeste Central) são impactados de forma diferente por mandatos com menos flexibilidade comercial. Por exemplo, as proibições de troca de REC levam a maiores construções renováveis na região que, de outra forma, importaria REC. Isso também sugere que uma fração substancial dos benefícios econômicos do intercâmbio REC pode gerar atraso na substituição da matriz energética em Estados específicos. Apesar deste problema, os autores citam que restringir o comércio de REC distorcerá a alocação de minimização de custos de ER e aumentará os custos de conformidade, especialmente sob mandatos eólicos e solares rigorosos. Nesse caso, sugerem-se políticas espacialmente coordenadas entre os Estados, com mercados que podem reduzir os custos totais de políticas de US\$ 148 bilhões, Valor Presente Líquido (VPL) até 2050 sem comércio de REC para US\$ 68 bilhões (com comércio de REC). Portanto, as políticas que apenas restringem ou omitem o comércio correm o risco de negligenciar oportunidades potencialmente significativas para reduzir custos e/ou emissões (BISTLINE; SANTEN; YOUNG, 2019).

Sobre certificados no Japão, em 2008, o Centro de Certificação de Energia Verde do Japão (GECCJ) foi estabelecido como um ramo de pesquisa de energia econômica, com uma entidade separada independente das empresas de eletricidade, proprietários e compradores. Suas principais responsabilidades estão relacionadas à gestão, verificação e planejamento de desenvolvimento de Certificados de Energia Verde do Japão (GECJ). O GECCJ emitiu mais de 2,7 milhões de MWh em GECJs, e mais de 2,6 milhões de MWh foram comercializados de 2008 a 2017 (CHUANG *et al.*, 2019). Portanto, o lançamento do esquema RPS+REC abriu o mercado de energia ao setor privado japonês.

Apesar de estar politicamente ausente do Protocolo de Kyoto, Taiwan também tem atuado em políticas para redução de GEE com a inserção de ER em sua matriz energética, devido à necessidade das empresas sediadas em seu território se manterem competitivas no mercado de comércio internacional. Por isso, a agência do governo de Taiwan emitiu o Programa Piloto Voluntário de Energia Verde (VGPPP), em 2014, para estabelecer canais voluntários de assinatura de aplicativos de energia limpa acessíveis ao público (CHUANG *et al.*, 2019).

Porém, semelhante ao que acontece no Brasil, como a eletricidade “verde” e a eletricidade “tradicional” são interligadas em uma rede unificada, os usuários finais que são legalmente obrigados a comprar eletricidade verde e conectados à rede elétrica de Taiwan não conseguiram verificar a quantidade de eletricidade verde que compraram para atender às necessidades de negócios ou demanda regulatória. Isso desencadeou no término do programa após apenas três anos de sua implementação. No lugar, a mesma agência adotou o sistema internacional de certificação (REC) e lançou sua própria versão, chamada Taiwan REC (ou TREC) em 2017. De acordo com o Centro de Certificação de ER de Taiwan, em maio de 2018, um total de 29.339 T-RECs foram emitidos, enquanto apenas 448 certificados foram comercializados.

A China iniciou a assinatura voluntária de REC em 2017. O “Plano de Desenvolvimento de Médio e Longo Prazo de Energia Renovável” exige que o consumo de ER represente mais de 15% do consumo total de energia e, por isso, para os consumidores, a aquisição do REC é uma forma importante de atingir esse objetivo. Desde a sua criação, até 16 de fevereiro de 2020, mais de 27 milhões de certificados verdes foram emitidos, porém apenas 36 mil foram vendidos, representando somente 0,13%. Um dos principais motivos é o alto custo – o preço médio do certificado é de 666,4 RMB para energia solar e 177,4 RMB para energia eólica – em comparação com os preços voluntários do REC, inferiores a US\$ 1/MWh (~7 RMB/MWh) nos EUA.

Para Tao *et al.* (2021), os compradores não podem decidir o tipo de energia que irão consumir, mas pagam dinheiro extra para apoiar a produção de ER e assumir responsabilidade social. Isso gera falta de motivação de compra e é o motivo pelo qual a taxa de assinatura de REC não é alta em alguns países, como Japão, China e Taiwan, citados acima e, por seu estudo realizado, na Austrália. Por isso, em sua análise, é proposto que os geradores térmicos comprem REC que são convertidos em cotas, o que irá reduzir a produção de geradores térmicos. Usando teoria dos jogos em seus estudos, Tao *et al.* (2021) reafirmaram o que foi citado por outros autores, que a comercialização de REC pode contribuir preferencialmente para a penetração de ER em larga escala. Do ponto de vista do retorno, os REC ajudariam as usinas de ER a aumentarem sua receita em 19,4% e, com a venda de REC, obterem um lucro extra de 36 milhões de dólares australianos (AU).

Apesar deste mecanismo ainda estar em fase de teste em muitos países, a motivação de compra tende a gerar mais REC e, no futuro, quando este mercado estiver bem desenvolvido, o preço dos REC dependerá totalmente da negociação no mercado, e não da formulação do governo. Cria-se, neste contexto, um mercado de REC junto com um mercado de compensação de carbono, que será discutido nas seções seguintes.

#### **2.5.4 União Europeia e a diretiva RES**

Diante da implementação na União Europeia da diretiva para a promoção de fontes de energia renováveis (chamada de “diretiva RES”) sob o nº 2009/28/CE, revisada em 2018, para o estabelecimento de uma meta comum, fixada em 32% para a quantidade de ER no consumo de energia da UE até 2030, Blindheim (2015) estudou como são emitidos os REC na Noruega e na Suécia. Embora a Noruega não seja membro da UE, ela está comprometida com os regulamentos da UE em questões de energia por meio do acordo do Espaço Econômico Europeu e possui uma meta doméstica separada de redução de GEE. Estes dois países introduziram um esquema comum de certificados de energia, chamados de “certificados verdes”, para promover a ER. O mercado comum é o primeiro exemplo europeu de dois países que implementaram um esquema de apoio comum para cumprir objetivos nacionais separados para as ER.

Em sua análise, Blindheim (2015) pretendia discutir a redução de emissões domésticas de GEE até 2020, e suas conclusões foram outras: apesar do impacto nas emissões domésticas ser limitado com a comercialização de certificados, o mercado de REC trouxe nova capacidade de produção renovável para o sistema energético. Por exemplo, o excedente de

eletricidade renovável na Noruega pode ser usado para eliminar gradualmente os combustíveis fósseis no setor de transporte. Além disso, especialmente na Suécia, o aumento da capacidade de produção renovável tem sido amplamente utilizado para cobrir o aumento de seu consumo de energia, garantindo o cumprimento de suas metas de redução de emissão de GEE.

Schusser e Jaraité (2018) também analisaram o Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU ETS) e o Sistema Sueco-Norueguês de Certificados Verdes Negociáveis (TGC), do inglês *Tradable Green Certificates*, e reafirmam o que já foi citado por outros autores: que os dois instrumentos são baseados no mercado que têm os objetivos sobrepostos, de mitigar as emissões de gases de efeito estufa (GEE) mudando as economias para fontes de energia mais limpas.

Também com base na diretiva da UE 2009/28/EC, Mysiac *et al.* (2015) revisaram a combinação de instrumentos de política econômica concebidos separadamente, mas que atuam em conjunto, para explorar o potencial de energia limpa na Itália. Eles citam novamente a FIT e certificados de energia verde especialmente negociáveis (*Green Energy Certificates - GEC*) como formas de aumentar a concorrência do lado da oferta entre as fontes de ER e reduzir custos. Embora os governos da UE tenham implantado distintas políticas domésticas para cumprir suas metas de ER para 2020 (e agora 2030) e, conseqüentemente, reduzir a dependência energética, os esquemas de Tarifas Feed-In (FIT) e Certificados Verdes Negociáveis (TGC) são os mais comuns.

Ao contrário de medidas de alguns países desativando o sistema FIT, o sistema de certificado verde da Itália (iniciado em 2001) passou para prêmios *feed-in* em 2015. A Polônia também se afastou da proposta de certificado verde (em vigor desde 2005) e o substituiu pelo sistema FIT para promover ER (SCHUSSER; JARAITÉ, 2018). Isso torna o sistema de certificados verdes negociáveis sueco-norueguês (sistema TGC) o maior e mais abrangente sistema de cotas verdes da Europa e o único que vem se expandindo de um sistema binacional para um sistema internacional. Como o mercado de eletricidade dos países nórdicos já é um mercado único integrado, houve uma discussão para expandir o sistema TGC sueco-norueguês, integrando nele a Dinamarca e a Finlândia (SCHUSSER; JARAITÉ, 2018).

Em seu estudo, caso o modelo sueco-norueguês se estenda à UE, o preço da compensação do carbono, praticado no mercado europeu, afetará positivamente os preços dos certificados, o que demonstra a correlação entre ER, REC e mercado de carbono. Portanto, a geração de energia baseada em ER afeta os preços da energia elétrica também por meio de sua influência nos preços do carbono. Conseqüentemente, o efeito direto da ordem de mérito do

sistema TGC incentiva a substituição da geração de energia baseada em combustível fóssil pela geração de energia baseada em fontes de ER (SCHUSSER; JARAITE, 2018).

Porém, como já apresentado em outros países neste estudo, o uso de certificados não resolve todos os problemas e requer atenção. Carton (2016) fez um estudo debatendo o que chamou de “neoliberalismo verde” para o campo da política de ER, analisando as experiências com o mercado de TGC em Flandres, Bélgica. Ele reafirma o conceito da diferença entre FIT e TGC. A primeira é uma política orientada por preço, e a segunda, por quantidade, que deixa a precificação para o próprio mercado. A neutralidade tecnológica foi uma das principais razões pelas quais o governo flamengo optou por um esquema TGC.

Segundo Carton (2016), os produtores de energia que participam nos mercados de TGC acumulam rendas consideráveis e são, geralmente, muito mais rentáveis do que os produtores que operam sob as políticas de FIT. A alegação de neutralidade tecnológica foi uma das principais construções ideológicas que sustentaram as práticas dos mercados de TGC. Ela permitiu que os produtores de ER capitalizassem as instalações existentes, ou seja, os investimentos históricos em energia a carvão há muito amortizados, como uma solução fácil, rápida e de baixo custo para alcançar as cotas de energia renovável do governo. Por isso, semelhantemente ao que foi exposto sobre a elegibilidade das fontes no EUA, há uma crítica neste estudo de caso ao se observar que a energia proveniente de biomassa (renovável), em substituição ao carvão, deriva em alguns casos da compatibilidade de uma determinada tecnologia com a infraestrutura energética existente, ou seja, no caso flamengo, com as instalações de produção, cadeias de distribuição e logística da energia do carvão. Em seu ponto de vista, há uma supervalorização do TGC que deve ser discutida. A correção dessas deficiências exigiu uma série de intervenções políticas por parte do governo flamengo que, fundamentalmente, afastaram o esquema do princípio da neutralidade tecnológica e adotaram um sistema de apoio de ER mais híbrido, sugerindo que a promoção da neutralidade tecnológica foi fundamentalmente equivocada (CARTON, 2016).

Sayago e Rodriguez (2012) explicam que o Mercado Europeu de Transação de Emissões (EUETS) é feito, em sua maioria, através de um sistema de *cap and trade*, o que significa que, se as emissões de uma determinada instalação excederem o limite máximo estabelecido pelas autoridades do seu país, a instalação deve comprar licenças de emissão no mercado. Países em desenvolvimento, por exemplo, a Colômbia, não possuem compromissos de redução de poluição no protocolo de Kyoto; porém, a redução e captura de emissões de GEE, por meio do MDL, oferecem ao país a oportunidade de cooperação e negócios com governos e

empresas de países industrializados, que contribuem para reduzir as causas do fenômeno das mudanças climáticas e coloquem o país no caminho do desenvolvimento sustentável.

### ***2.5.5 Mercado de carbono aliado ao REC***

Existem dois tipos principais de mercados de carbono: Mercados de Conformidade e Mercados Voluntários (MV). O primeiro é chamado de mercado de *compliance*, onde autoridade reguladora por regimes obrigatórios a redução de carbono, sejam nacionais, regionais ou internacionais, e estabelece limites no número de tCO<sub>2</sub> que podem ser emitidas durante determinado período. Essas licenças são negociadas (compradas e vendidas) entre as partes que devem cumprir seus compromissos, dando fluidez à troca de CO<sub>2</sub> (SAYAGO; RODRIGUEZ, 2012).

Para cumprir seus limites de emissão, as empresas em um mercado de *compliance* também podem adquirir outros tipos de créditos de carbono, dentre os quais se destacam os REC como os créditos de carbono mais negociados após as licenças (SAYAGO; RODRIGUEZ, 2012). Os MV são os mais utilizados e ocorrem principalmente em países que não ratificaram o Protocolo de Kyoto. Nele se incluem todas as trocas de compensação de carbono que não são exigidas por lei. O Brasil, neste caso, conforme introdução deste artigo, se enquadra neste mercado.

Tao *et al.* (2021) destacam que os principais compradores de REC são os consumidores de eletricidade e que, a princípio, os compradores não podem obter receitas econômicas diretas. Porém, como é restrita a permissão de emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) dos geradores térmicos convencionais, para controle de emissão de GEE, existe um Sistema de Comércio de Emissões (ETS) operado em muitos países, como Estados Unidos, Japão, Canadá e UE. Como resultado, as usinas de energia renovável tiveram um aumento acentuado nas últimas décadas, desencadeado pelo mercado de carbono e pelo uso de REC. Tao *et al.* (2021) ainda explicam que ETS e RECs são dois métodos, aparentemente independentes, cujas interações devem ser amplamente investigadas. Essa sinergia pode ser observada, por exemplo, na atual política pública chinesa.

Na China, as usinas a carvão precisam comprar TGC para cumprir sua obrigação de cotas; por isso, a implementação do RPS derivou na criação de novo mercado, chamado de mercado TGC. Chuang *et al.* (2019) analisaram algumas implementações de sistemas de REC que enfrentaram vários obstáculos e que levaram a falhas no mercado de certificados. Ao compreenderem os caminhos percorridos em cada um dos casos, os autores propõem uma

estratégia conceituada retratada pelo modelo consolidado para mostrar as ligações entre um mercado de renováveis e um mercado de carbono. Por isso, a fim de estimular a transformação de baixo carbono do setor de energia, a China também implementou recentemente a Emissão Nacional de Carbono Negociável de Licenças (TEP), do inglês *Tradable carbon emission permits*, e de Certificados de Eletricidade Renovável (REC) sob limites de carbono obrigatórios e metas de Padrões de Portfólio Renováveis (RPS) simultaneamente (WANG *et al.*, 2021). Os mercados maduros de TEP e REC são abertos não apenas aos responsáveis compradores, que têm a obrigação de adquirir licenças ou certificados para cumprirem suas metas políticas, mas também a indivíduos e empresas que estejam dispostos a comprar voluntariamente. Por exemplo, empresas técnicas como *Apple* e *Google* anunciaram uma meta de 100% de energia renovável para suas operações globais. Uma vez que a compra de eletricidade renovável não é suficiente ou pode ser mais onerosa para atingir sua meta, as empresas precisam comprar REC para atingir seus objetivos (WANG *et al.*, 2021). Essa regulação tenta corrigir uma prática malsucedida de emissão de REC voluntários da China, conforme Seção 3.1.

Em termos de excedente produzido, a implementação do sistema RPS pode não apenas reduzir o custo de produção dos fabricantes de energia verde alocados na indústria, mas também reduzir a influência externa negativa dos fabricantes de energia a carvão no meio ambiente. Além disso, a energia verde pode ser convertida em TGC e comercializada no mercado de TGC, reduzindo significativamente os custos conectados à rede das usinas verdes e os custos de transmissão e distribuição das usinas a carvão (YING *et al.*, 2021).

Por isso, para Wang *et al.* (2021), o REC deve ser incentivado com a política TEP, que possibilita um mercado de carbono. A implementação de dois mercados juntos pode reduzir significativamente o preço em ambos os mercados em comparação com cenários de mercado não coordenados. Portanto, a segunda vantagem da coordenação de mercado é a crescente acessibilidade para compradores, chamados de voluntários.

## **2.6 Considerações finais**

Os certificados de energia renovável podem ter diversas nomenclaturas: CER, REC (*Renewable Energy Certificates*), I-REC, certificados verdes, selos verdes, certificados verdes negociáveis, TGC (*Tradable Green Certificates*), certificados de energia verde, GEC (*Green Energy Certificates*). Todos, conforme revisão sistemática, regulados ou não, são mecanismos de fomento para a inserção de maior participação de energias renováveis em determinada matriz

energética e, em alguns casos, como moedas de créditos no mercado de carbono, através do *cap and trad*.

Um mecanismo historicamente importante é a tarifa de alimentação ou FIT (*Feed-in Tariff*). O mecanismo FIT demonstrou-se um benefício financeiro regulado por alguns países, em especial, a Alemanha e China, de forma subsidiada, como uma forma de incentivo à produção de ER. Seu sucesso como política pública não significa que ele seja isento de problemas. Quando a tecnologia de fontes de ER amadurece, esses subsídios podem se tornar custosos, mas, em contrapartida, deve-se considerar que eles já cumpriram o seu papel ao propiciar um custo de energia mais barato após incentivo de sua implementação, e, por isso, há a necessidade de sua supressão após um determinado tempo.

Um modelo cada vez mais implementado é o padrão de portfólio renovável, RPS (*Renewable Portfolio Standards*), como um processo de evolução e amadurecimento de mercado, também regulado, mas que possibilita criar metas ou cotas de percentuais ou quantidades de compra ou inserção de ER, como energia solar, eólica, biomassa, geotérmica e, em alguns casos, hidroelétricas, em substituição a fontes de energia não renováveis, emissoras de GEE. Esta política permite o desenvolvimento e a comercialização de certificados de energia renovável como forma de obtenção de cotas ou evidência rastreável entre produtores de ER e empresas que necessitam ou querem demonstrar que seu consumo de energia é limpo. Estes certificados também aceleram, salvo exceções, a inserção de mais fontes de ER e, conseqüentemente, a redução de custos com o desenvolvimento e maturação de novas tecnologias. Nos EUA, por exemplo, Estados com política RPS e com comercialização de REC demonstram maior inserção de ER que aqueles que não possuem essa política.

A UE, Suécia e Noruega também são bons modelos de sucesso no uso de certificados. Porém, percebe-se a necessidade de uma regulação bem ajustada, de acordo com a especificidade e assimetria de cada região; por isso, a dificuldade um único mecanismo global. Apesar da maioria dos casos ser benéfico, o uso de REC, por exemplo, de forma interestadual no EUA, pode incentivar negativamente Estados compradores de créditos a não investirem na implementação de empreendimentos de ER. Outros países, apesar de terem a opção do uso de certificados, normalmente de forma voluntária, demonstram ainda baixa aquisição quando comparada com o volume de oferta, por exemplo, Japão, Taiwan e China.

Porém, percebe-se que a relação entre os certificados com políticas de baixo carbono também pode gerar mecanismos, voluntário ou de compliance, através de um novo mercado híbrido, onde as políticas públicas estipulam suas metas ou cotas, e as demais partes, geradores e consumidores utilizam certificados pelo livre mercado. Como as metas estão

diretamente relacionadas à redução de emissões de GEE, um mercado de carbono com a possibilidade de uso de certificados de energia renovável parece ser promissor e necessita de constante análise devido à sua dinâmica. A China, de forma a propiciar sua transição energética sob uma economia de baixo carbono do setor de energia, implementou a política de emissão nacional de carbono negociável de licenças TEP (*Tradable Carbon Emission Permits*) e de REC sob limites de carbono obrigatórios e metas de Padrões de Portfólio Renováveis (RPS) simultaneamente, confirmando uma tendência a ser mais utilizada, como forma de amadurecimento de mercado.

Apesar de algumas críticas ou ponto de atenção elencados por alguns autores, principalmente sobre a necessidade de regulação, é possível afirmar, através desta revisão sistemática, que o uso de certificados de energia renovável proporcionou, até a presente data, nos países que o incentivam, o crescimento de fontes renováveis, o que revela sua importância e aderência a uma prática de desenvolvimento sustentável. Portanto, a estrutura de um comércio de certificados (i) alinhado ao mercado de carbono (ii) poderá acelerar o crescimento da participação de fontes de ER (iii) em substituição às energias convencionais e o consequente apoio ao alcance de metas redução de emissões de GEE. Os 3 itens, portanto, confirmam a concatenação dos 3 temas pesquisados na metodologia deste artigo.

Sobre o ponto de vista do Brasil, quando o REC é utilizado como crédito de carbono, para fins de compensação, este mercado ainda é voluntário e embrionário no Brasil, apesar da vigência da PNMC e do Decreto Federal nº 11.075/2022. Sugere-se como continuidade deste estudo o monitoramento de um mercado do tipo *cap and trade*, nos moldes do MDL, que poderá fazer com que as empresas se posicionem no mercado como propiciadoras de reduções de emissão, devido ao alto potencial de geração de energia renovável no Brasil, que trará consigo eventuais oportunidades de negócios potencializadas quando houver uma regulamentação no país sobre o tema.

### **3 ARTIGO 2: MÉTODO PARA ANALISAR COMO A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA ATRAVÉS DO COMERCIALIZADOR VAREJISTA PODE REDUZIR OS CUSTOS DE ENERGIA**

Thiago Filipe de Matos<sup>1</sup>; Ricardo Carrasco Carpio<sup>2</sup>

1. Engenheiro Eletricista e mestrando no Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental – Instituto Federal de Minas Gerais - IFMG Bambuí, thiagofmatos@gmail.com

2. Orientador, Doutor em Engenharia Mecânica, docente no Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental (MPSTA) – IFMG Bambuí, ricardo.carpio@ifmg.edu.br

#### **3.1 Resumo**

O mercado livre de energia permite a celebração de contratos de compra e venda de energia customizados, de acordo com as necessidades de cada cliente, inclusive as relacionadas ao ESG, regidos pela livre concorrência, com preços bilateralmente negociados entre as partes, podendo gerar uma economia financeira significativa em relação ao mercado de energia regulado. Para comprar energia e participar do mercado livre como consumidor, existem requisitos técnicos e regulatórios e duas modalidades de habilitação. A primeira é através da adesão à CCEE como agente consumidor, e a segunda, por meio da modelagem da unidade consumidora como um ativo pertencente a um agente comercializador, neste caso, o comercializador varejista. No ano de 2024, um importante marco regulatório passou a permitir quaisquer unidades consumidoras do grupo A, aquelas ligadas em média ou alta tensão, migrarem para o mercado livre através do comercializador varejista. Por isso, milhares de instalações que antes não atendiam aos requisitos para serem agentes consumidores passaram a ter essa opção de escolha. Diante dessa possibilidade, este trabalho apresenta uma metodologia de cálculo para se fazer o estudo de viabilidade que auxilia as empresas e consultores a verificarem ou projetarem a economia que a migração do ambiente regulado para o ambiente livre, via comercializador varejista, pode gerar e, conseqüentemente, subsidiá-los na escolha mais segura dos produtos ofertados pelo mercado.

**Palavras-chave:** Comercializador varejista. Estudo de viabilidade. Economia.

#### **3.2 Abstract**

The free energy market allows for the creation of customized energy purchase and sale contracts according to each client's needs, including those related to ESG, governed by free competition, with prices negotiated bilaterally between the parties, potentially resulting in significant financial savings compared to the regulated energy market. To purchase energy and participate in the free market as a consumer, there are technical and regulatory requirements and two modes of qualification. The first is through joining the CCEE as a consumer agent, and the second is by modeling the consuming unit as an asset belonging to a trading agent, in this case, the retail trader. In 2024, a significant regulatory milestone began allowing any high-voltage consumer units (Group A), those connected to medium or high voltage, to migrate to

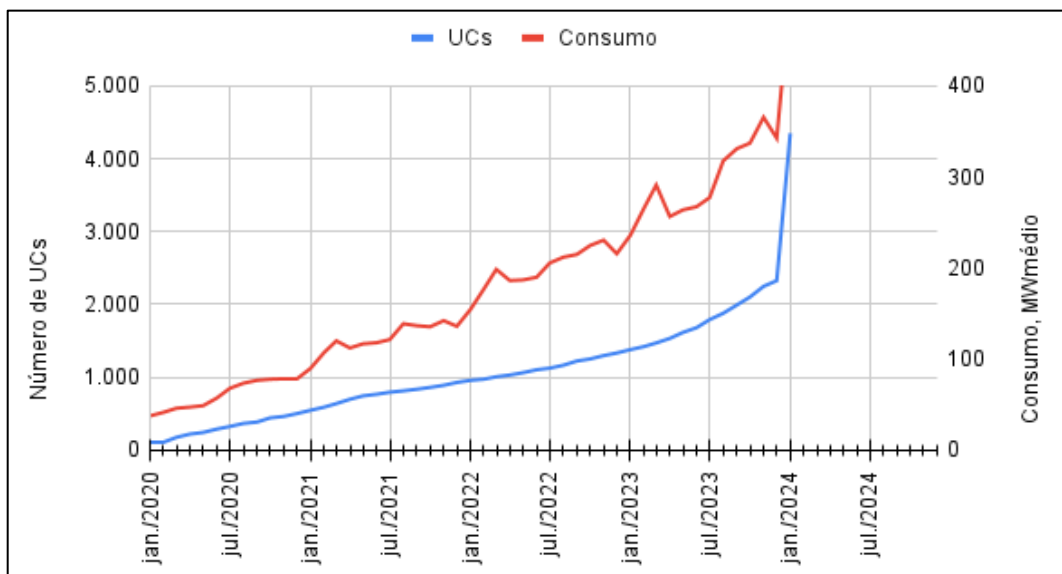
the free market through the retail trader. Consequently, thousands of installations that previously did not meet the requirements to be consumer agents now have this option. Given this possibility, this work presents a calculation methodology for conducting feasibility studies that helps companies and consultants verify or project the savings from migrating from the regulated environment to the free environment via the retail trader, and consequently supports them in making the safest choice of products offered by the market.

### 3.3 Introdução

O Comercializador Varejista teve sua primeira regulamentação publicada pela ANEEL (2013) através da Resolução Normativa nº 570/2013 e teve seu aperfeiçoamento após publicação da Lei 14.120, de 1º de março de 2021, que estabeleceu que os agentes habilitados pela CCEE poderão operar essa modalidade de comercialização em nome de pessoas físicas e jurídicas a quem seja facultado não aderir à CCEE (BRASIL, 2021).

Até o final do ano de 2023, conforme Gráfico 4, essa modalidade de comercialização teve crescimento inexpressivo, com menos de 3 mil unidades consumidoras modeladas, principalmente por causa da exigência de demanda mínima para elegibilidade e devido às responsabilidades transferidas do agente de consumo para o agente comercializador, elevando o risco do negócio para o vendedor em caso de inadimplência do comprador. Isso porque a regulação não permitia que o comercializador varejista solicitasse a interrupção do fornecimento de energia em caso de falta de pagamento (ALMEIDA, 2018).

Gráfico 4 - Evolução de unidades consumidoras e de consumo no comercializador varejista



Fonte: Thunders, 2024.

O cenário atual apresenta uma relevante alteração, inclusive perceptível no mês de referência jan/2024 do Gráfico 4, desencadeada pela publicação da Portaria nº 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME), que estabeleceu:

§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

§ 2º Os consumidores de que trata o § 1º com carga individual inferior a 500kW, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. (BRASIL, 2022, art. 1º).

Segundo dados do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado (SAMP), aproximadamente 170 mil unidades consumidoras poderão migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) devido a este marco legal e, de acordo com o diretor da ANEEL, Ricardo Tili, esse grupo de clientes “permitirá conduzir com mais conhecimento a abertura do mercado para os consumidores de baixa tensão” (BRASIL, 2023).

As comercializadoras e consultorias sempre desempenharam um papel importante no processo de análise e convencimento dos atuais agentes consumidores no processo decisório de migração. Porém, com o amadurecimento e crescimento do mercado, seria possível estabelecer um método de estudo de viabilidade acessível ao público geral, como vendedores, compradores, gestores e acadêmicos, que possibilite a compreensão e elaboração dos cálculos?

A legislação do setor elétrico é complexa, com dezenas de leis, resoluções, portarias e procedimentos de comercialização. A princípio, o seu conhecimento, historicamente, se restringe a pessoas especializadas que, normalmente, cobram por esse serviço. Essa dificuldade de acesso à informação e a falta de ferramentas de cálculo são contrárias às medidas do governo federal em simplificar e democratizar o acesso ao mercado livre, cujo objetivo principal é reduzir os custos da energia através da livre concorrência.

Ao exercer a opção de comprar energia de um outro fornecedor, deve-se considerar que essa energia representa apenas uma parte da fatura de energia que a distribuidora emite. O cliente que migra não perde o vínculo físico e contratual com sua distribuidora local e, apesar de passar a pagar o consumo de energia a outro fornecedor, ele ainda continuará pagando uma 2ª fatura pelo uso do sistema de distribuição, além de encargos, impostos e tributos.

A fatura da distribuidora, estando o cliente no mercado livre, poderá ter um desconto em sua tarifa caso a unidade consumidora compre energia oriunda de fontes incentivadas, o que pode tornar a análise confusa se não for bem entendida. Como exemplo dessa complexidade, é possível comprar uma energia mais cara no mercado livre que possibilite

um custo final de energia mais baixo, por causa de descontos subsidiados que serão gerados na fatura da distribuidora.

Junto ao benefício econômico, fator principal de decisão, devem-se ponderar os riscos do negócio, por causa do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), que deverá ser rescindido, e do Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), que deverá ser celebrado com várias condições livremente negociadas entre as partes, dentre elas, destacam-se: montante, preços, período e tipo de energia.

Diante do monopólio natural das concessionárias, permissionárias ou cooperativas de distribuição de energia que repassam aos seus consumidores o custo da energia adquirida por meio de leilões, oriunda de diversas fontes, o mercado livre abre uma excelente oportunidade para se comprar energia renovável e que demonstre práticas responsáveis alinhadas ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) nº 7 – Energia acessível e limpa. No mercado regulado, essa condição não é satisfeita, porque, no Sistema Interligado Nacional (SIN), há o despacho de usinas termelétricas e nucleares que compõem a matriz elétrica do Brasil, emissoras de CO<sub>2</sub> que afetam negativamente o fator de emissão a ser declarado sobre o consumo de energia nos inventários de emissões de GEE.

Cientes, gestores, compradores, vendedores, consultores e acadêmicos que queiram fazer estudos especializados e customizados para analisarem os benefícios que a contratação de energia na modalidade varejista pode gerar, devem, portanto, compreender as variáveis, os riscos, os produtos, as regras e os tipos de energia ofertados.

A capacidade técnica de avaliar os modelos de produtos ofertados de acordo com os perfis de consumo e risco do comprador possibilita uma contratação mais ágil, transparente e segura.

O objetivo desse artigo é sistematizar uma metodologia de cálculos que subsidie o estudo de viabilidade para unidades consumidoras que optarem por comprar energia no mercado livre, através do comercializador varejista, capaz de ser programado em softwares de aplicação. Para isso, foram considerados como objetivos específicos:

- Contextualizar o comercializador varejista através de análise histórica, requisitos técnicos e embasamento legal;
- Explicar conceitos, características e tipos de energia usualmente presentes em contratos de compra de energia no ambiente de contratação livre e indicar sua aplicabilidade ou não na modalidade varejista;
- Estabelecer os parâmetros relevantes que serão considerados para realizar o estudo de viabilidade;

- Indicar fórmulas cujos resultados sejam utilizados para sinalizar a melhor modalidade tarifária, o melhor tipo de energia, o custo global no ambiente de contratação regulada, a projeção do custo global no ambiente livre, a economia esperada e o preço da energia que deverá ser contratado para se obter um desconto previamente estabelecido.

### **3.4 Metodologia**

Com o intuito de compreender quais pontos podem ou devem ser considerados na análise para migração ao mercado livre, através do comercializador varejista, este artigo traz em seu desenvolvimento uma pesquisa explicativa, de natureza qualitativa, sobre a legislação vigente, regras de comercialização, conceitos e condições do produto estabelecido em contrato.

Após uma abordagem estruturada sobre esses fatores, é apresentado como resultado um método de cálculo que poderá ser utilizado para realizar estudo de viabilidade para migração de unidades consumidoras ao mercado livre de energia, na modalidade comercializador varejista.

#### ***3.4.1 Contextualização e arcabouço regulatório***

O mercado livre de energia brasileiro possui seu marco histórico a partir da publicação da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que estabelecia as normas para outorgas e prorrogações de concessões no setor elétrico. Naquele ano, apenas os consumidores existentes com demanda maior que 10.000 kW estavam autorizados a comprar energia de produtores independentes. Decorridos 3 anos da publicação, esses consumidores passaram a ter a opção de comprar energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado, de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 1995).

A mesma lei estabeleceu que, decorridos cinco anos de sua publicação, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderiam comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado, de energia elétrica do SIN, independentemente do tipo de fonte da energia. A lei também outorgou ao MME a possibilidade de estender o mesmo direito a todos os consumidores brasileiros após 8 anos de sua publicação, o que não aconteceu nesse período.

Novos critérios de migração para o mercado livre foram estabelecidos pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Caso a compra de energia fosse oriunda de aproveitamento de potencial hidráulico com potência instalada igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção

independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica (PCH), o consumidor poderia optar pelo mercado livre desde que tivesse uma demanda contratada maior ou igual a 500 kW (BRASIL, 1998). Para esse tipo de empreendimento, a ANEEL passou a estipular um percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição (TUSD), de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.

Devido ao desconto na TUSD, a comercialização de energia oriunda desses empreendimentos ficou conhecida como mercado incentivado e esse benefício possibilitou a venda de energia de várias PCHs com maior competitividade.

No ano 2000, a ANEEL publicou a Resolução nº 290/2000, que homologou as regras do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e fixou as diretrizes para a sua implantação gradual (ANEEL, 2000). Passados dois anos, a lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, acrescentou novas fontes para as quais a ANEEL deveria estipular percentual de redução, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos de empreendimentos a partir de fontes eólica, biomassa e de cogeração qualificada, dentro dos limites de potências de 30.000 kW (BRASIL, 2002). Além dessas fontes, a lei nº 10.762/2003, de 11 de novembro de 2003, acrescentou ao inciso os empreendimentos de origem solar e hidrelétricos pequenos que não precisavam de autorização (BRASIL, 2023).

Com a revisão do marco regulatório através da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, o governo federal estabeleceu a figura do Ambiente de Contratação Livre (ACL), aperfeiçoando e criando melhores condições para a atuação do consumidor livre e do consumidor especial, e substituiu o MAE por meio da criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que, dentre suas atribuições, assumiu a responsabilidade de implementar e divulgar as regras e procedimentos para viabilizar a comercialização de energia no Brasil (BRASIL, 2004).

Apesar da contratação especial com direito ao repasse do desconto ter surgido em 1998, que incentivava a contratação de energia oriunda de PCHs com potência entre 1.000 e 30.000 kW de potência, no final do ano de 2006, através da Resolução Normativa nº 247/2006, a ANEEL estabeleceu os conceitos de consumidores livre e especiais (ANEEL, 2006):

a) Consumidores livres: podem comprar energia de quaisquer fontes, sejam elas com direito ao repasse de desconto ou não. As fontes de energia que não possuem desconto são consideradas fonte de energia convencional, por exemplo, de grandes centrais hidrelétricas que, historicamente, possuem preços de energia mais baixos que as fontes incentivadas.

b) Consumidores especiais: esse segundo grupo pode escolher seu fornecedor de forma mais restrita, porque a fonte de energia deve ser oriunda de fontes incentivadas: PCH, Usinas de fontes Eólicas, Solares, de Biomassa ou de Sistemas de Cogeração Qualificada. Para isso, deve-se ter uma demanda contratada mínima de 500 kW.

Caso a demanda mínima individual não seja atingida, é possível estabelecer comunhão de cargas através de duas opções:

a) Comunhão de Direito: união entre unidades consumidoras com o mesmo CNPJ ou a mesma raiz de CNPJ (matriz e filiais) que estejam dentro do mesmo submercado de energia, cuja soma das demandas contratadas seja igual ou superior a 500 kW.

b) Comunhão de Fato: união entre as unidades consumidoras fisicamente contíguas, que não estejam separadas por vias públicas, mesmo que não compartilhem a mesma titularidade, devendo a soma das demandas contratadas ser igual ou superior a 500 kW.

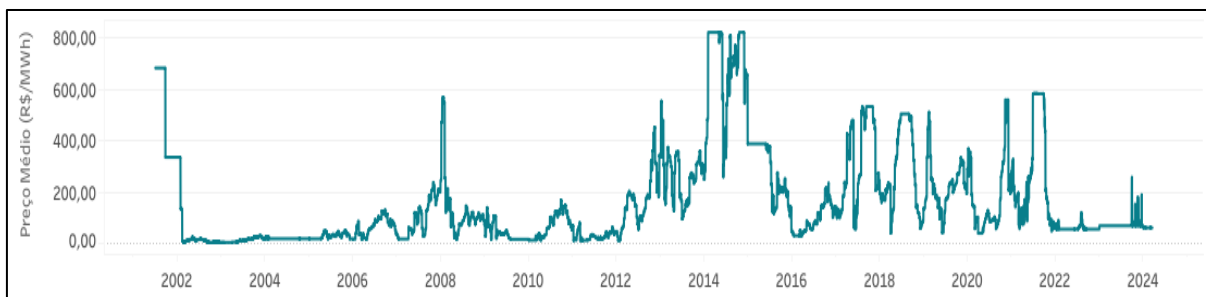
Paralelamente ao objetivo de viabilizar a migração de novos consumidores, o crescente número de novos consumidores à CCEE começou a evidenciar a complexidade operacional na gestão de dados, que incluem as contabilizações das diferenças entre os recursos e requisitos de um agente. A decisão por migração dos clientes menores nessa época era vista como algo complexo e de risco, visto que um agente na CCEE deve pagar contribuição associativa, encargos de serviços do sistema (ESS), encargos de energia de reserva (EER) e manter-se lastreado por contratos de energia para não sofrer penalidades na CCEE, conforme procedimentos de comercialização. Nessa época, o mercado livre ficou mais consolidado para as grandes empresas, que possuíam setores especializados na gestão de energia ou que fossem representadas por comercializadores de energia que faziam o papel de consultoria e gestora, normalmente remunerado.

Com o intuito de simplificar as regras e manter o propósito de maior abertura do mercado, a lei nº 14.120, de 17 de março de 2021, criou o comercializador varejista. Esse agente assumiu a responsabilidade por toda a operacionalização de seus representados no mercado livre e pela gestão dos procedimentos relacionados à modelagem, medição, contabilização e obrigações financeiras. Nessa época, não houve muita aderência de comercializadores a esse novo modelo, devido ao risco que eles teriam que assumir em caso de inadimplência de seus representados.

Como podemos ver por meio do histórico do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), demonstrado no Gráfico 5, em 2014, o preço da energia disparou, impactando

negativamente a performance dos contratos de vários consumidores livres, e o desejo dos clientes em negociar bilateralmente o custo de sua energia foi confrontado com o risco de volatilidade do preço.

Gráfico 5 - Volatilidade histórica do Preço de Liquidação das Diferenças



Fonte: Adaptado de CCEE, 2024.

Além do conceito sobre oferta e demanda, a precificação da energia no mercado brasileiro, principalmente no curto prazo, considere ano vigente e ano seguinte, tem relação com a projeção do custo marginal da operação (CMO), que, por sua vez, tem em sua formulação a verificação dos níveis e acoplamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, a carga demandada pelo sistema, a verificação e a expectativa de chuvas, o despacho de usinas térmicas, dentre outros fatores (CEPEL, 2020).

Para mitigar as oscilações de preços, além da lógica de se comprar energia com preço mais baixo que o custo da energia pago no ambiente regulado, normalmente, o mercado opta por fazer contratações de longo prazo, em geral, entre 3 e 5 anos, com preços previamente estabelecidos e reajustados pelo IPCA ou IGPM. Esses indicadores são publicados mensalmente e, por isso, há maior previsibilidade dos valores que serão pagos no futuro.

Apesar da previsibilidade, o risco de preços altos não é totalmente mitigado pela contratação de longo prazo, por causa da inflação, que poderá ficar alta e também porque sempre haverá necessidade de contratações futuras, sob o risco de o preço da energia naquele momento estar alto. Se isso acontecer e o cliente decidir voltar para o mercado regulado, a distribuidora tem um prazo de até cinco anos para aceitar seu retorno. Essa regra aumenta o receio do cliente em seu processo decisório de migração e reforça a necessidade de estudos de viabilidade.

Em 2015, o limite de injeção de potência de 30.000 kW dos empreendimentos de energia incentivada aumentou para 300.000 kW, desde que esses empreendimentos fossem leiloados ou autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016, o que aumentou a oferta estrutural de energia incentivada ao mercado. Apesar dessa energia gerar o benefício de repasse de desconto

na TUSD, somente clientes livres podem adquiri-la, por isso é denominada energia incentivada não especial, ou seja, clientes especiais não podem comprar energia desses empreendimentos.

Em 2016, a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, acrescentou na lista de empreendimentos de energia incentivada a cogeração qualificada por resíduos sólidos urbanos e rurais. Com todas as alterações citadas acima, entre 1996 e 2016, o artigo 26 da lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece, a partir do item V:

Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004).

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica; (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016).

II - a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador; (Redação dada pela Lei nº 9.648, de 1998).

III - a importação e exportação de energia elétrica, bem como a implantação das respectivas instalações de transmissão associadas, ressalvado o disposto no § 6º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; (Redação dada pela Lei nº 12.111, de 2009).

IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica. (Incluído pela Lei nº 9.648, de 1998).

V - os acréscimos de capacidade de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico. (Incluído pela Lei nº 10.438, de 2002).

VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidroelétrica. (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016).

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do **caput** deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia: (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016).

I – comercializada pelos aproveitamentos; e (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015).

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015).

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios: (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015).

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015).

II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016. (Incluído pela Lei nº 13.203, de 2015).

§ 1º-B. Os aproveitamentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que não atendam aos critérios definidos no § 1º-A, bem como aqueles previstos no inciso VI do **caput**, terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição previsto no § 1º, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição. (Incluído pela Lei nº 13.299, de 2016) (BRASIL, 2021).

Na Figura 5, é possível identificar os tipos de fontes e os limites de potência que permitem ser classificados como incentivada especial, incentivada não especial e convencional não especial, considerando se o ano de autorização foi antes ou após 2016.

Figura 5 - Classificação dos tipos fontes de energia incentivada especial, incentivada não especial e convencional não especial

Fonte	Data de Autorização / Participação em	Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST)*			
		0	30	50	300
Solar	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	A partir 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Eólica	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	A partir 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Biomassa	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	A partir 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Hidráulica*	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	A partir 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
Cogeração Qualificada	Anterior a 2016	Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial		
	A partir 2016	Incentivada Não Especial			Convencional Não Especial
Demais Fontes	-	Convencional Não Especial			

Fonte: CCEE, 2023.

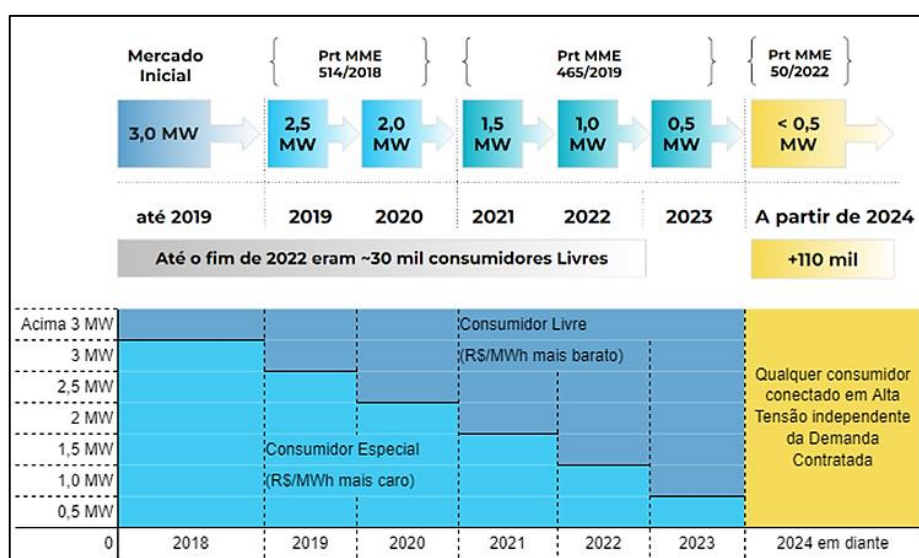
Com o aperfeiçoamento da legislação, aumento da oferta de energia incentivada e, coincidentemente, a queda dos preços após um período chuvoso favorável, que pode ser vista no Gráfico 5, o mercado livre cresceu de forma mais acelerada, principalmente através da adesão de unidades com demandas menores que 500 kW, modeladas na CCEE como especiais.

Visando a uma maior acessibilidade à energia convencional para clientes com demandas menores, por exemplo, indústrias de médio porte, shoppings e supermercados, iniciou-se a preparação do mercado para a redução dos requisitos mínimos de demanda para caracterização de consumidores livres. Esse grupo, até 2018, era composto pelas unidades consumidoras com carga maior ou igual a 3000 kW, atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV, mas, em janeiro de 2019, também se tornaram livres para escolher seu fornecedor novas unidades consumidoras instaladas após 07 de julho de 1995, com demanda maior ou igual a

3.000 kW e atendidas em qualquer tensão. Gradativamente, o valor mínimo de demanda foi reduzido, por meio das Portarias 514/2018 e 465/2019 do MME, chegando em 500 kW em 2023 (BRASIL, 2018; BRASIL 2019).

Em fevereiro de 2023, a Resolução Normativa nº 1000, alterada pela Resolução Normativa nº 1.059, em seu Art. 160, passou a considerar que, a partir de 2024, o consumidor do grupo A atendido em qualquer tensão pode optar pela compra de energia elétrica no ACL (ANEEL, 2023). O resumo da redução dos critérios de demanda pode ser verificado na Figura 6.

Figura 6 - Histórico de redução de demanda mínima para migração

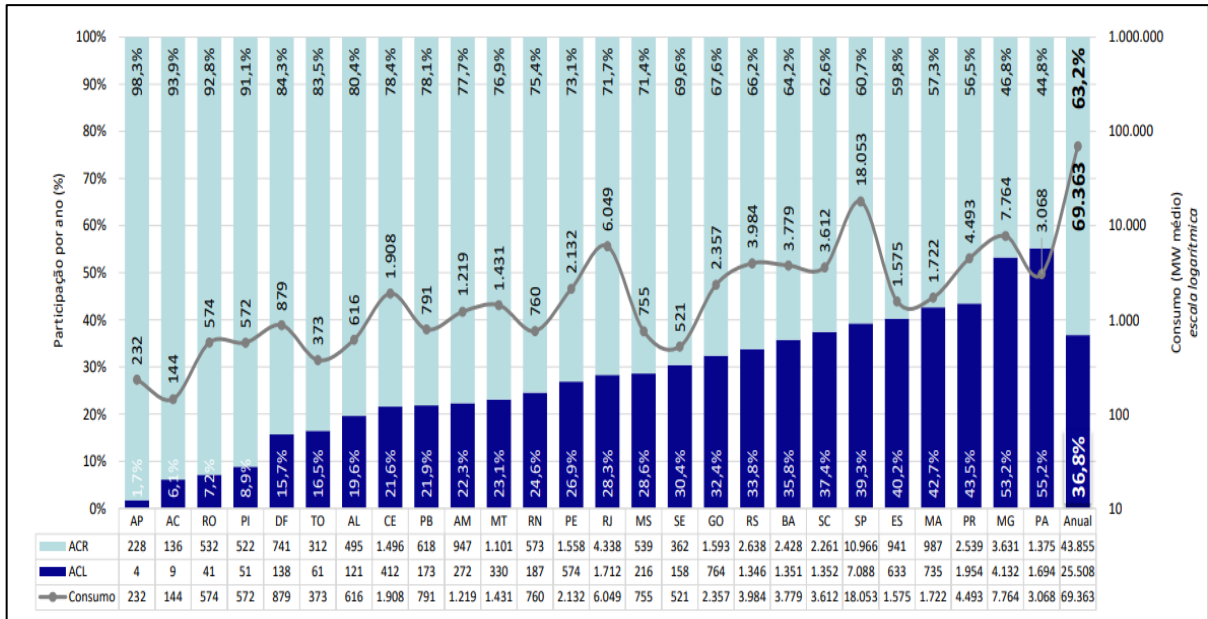


Fonte: PowerBay, 2024.

Na Figura 6, as unidades consumidoras com demandas contratadas inferiores a 500 kW (0,5 MW) têm a opção de serem agentes na CCEE como consumidores especiais desde que haja duas ou mais unidades reunidas através da comunhão de fato ou de direito. Caso contrário, desde janeiro de 2024, quaisquer unidades consumidoras do grupo A com demanda inferior a 500 kW podem migrar para o ACL, desde que seja representada por uma agente varejista.

Devido a toda a evolução da legislação e ao amadurecimento do mercado, a representatividade do ACL tem sido crescente, conforme Gráfico 6, sendo que, no ano de 2023, representou 36,8% do consumo no SIN. Em alguns Estados, esse valor já ultrapassou os 40%.

Gráfico 6 - Representatividade de consumo ACL e ACR



Fonte: CCEE, 2024.

O crescimento continuará nos próximos anos. Apenas no 1º bimestre de 2024, as novas unidades migradas representaram 52% do total de ingressos verificados em todo o ano de 2023, principalmente através da modalidade varejista (VALOR, 2024).

No subitem a seguir, serão apresentados e explicados os principais pontos que devem ser avaliados no processo de contratação de energia no ACL, e, do ponto de vista do comercializador varejista, como esses itens serão considerados no estudo de viabilidade.

### 3.4.2 Principais fatores a serem analisados para contratação de energia através do comercializador varejista

Para análise da contratação de energia, existem itens que são essenciais para um estudo de viabilidade mais assertivo e itens que, apesar de comporem o produto vendido pelas comercializadoras, podem ser opcionais ou desconsiderados se a delimitação que será explicada a seguir for considerada de baixo impacto.

#### 3.4.2.1 Distribuidora de energia

As distribuidoras de energia elétrica são responsáveis pela disponibilidade e entrega da energia demandada por unidades consumidoras, sejam elas cativas, livres ou especiais. Elas possuem concessão, permissão ou autorização, dependendo de seu tamanho, com área

geográfica definida. As tarifas que essas distribuidoras aplicam possuem valores específicos e são determinadas pela ANEEL. Para análise dos custos da energia de um cliente, seja no ACR ou no ACL, o nome da distribuidora de energia é um dado obrigatório para obtenção da resolução homologatória que determina as tarifas de aplicação vigentes.

### 3.4.2.2 Grupo e subgrupo tarifário

Apesar da legislação não citar mais o critério de nível de tensão para migrar para o mercado livre, somente clientes do grupo A podem exercer essa opção. O Quadro 1 descreve os grupos e subgrupos tarifários.

Quadro 1 - Grupos e subgrupos tarifários

Grupo A			Grupo B	
Subgrupo	Tensão	Modalidade	Subgrupo	Tensão < 2,3 kV
A1	>230 kV	Azul	B1	Classe residencial
A2	88 a 138 kV	Azul	B2	Classe rural
A3	69 kV	Azul	B3	Classe Industrial, comercial e serviços
A3a	30 a 44 kV	Azul ou Verde	B4	Iluminação pública
A4	2,3 a 25 kV	Azul ou Verde	-	-
AS	Subterrâneo	Azul ou Verde	-	-

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2021.

Os clientes do grupo A, popularmente chamado de alta tensão, tem como característica sua tensão de alimentação ser igual ou superior a 2,3 kV, exceto se ele for do subgrupo AS (ligados por rede subterrânea e optantes por serem tarifados pela tarifa binômia).

Para o grupo A, há uma cobrança de tarifa binômia em sua fatura de energia; isso significa que uma tarifa será paga por uma parcela fixa, e outra, proporcional ao seu consumo de energia.

Cada subgrupo tarifário, por causa de seu nível de tensão distinto, terá uma tarifa específica. Portanto, para realização do estudo, é obrigatória a informação do subgrupo tarifário ao qual a unidade consumidora pertence (AS, A4, A3a, A3, A2 ou A1).

Os clientes do grupo B (baixa tensão), normalmente, no Brasil, atendidos em 127 e 220 V, possuem tarifas monômias cuja pagamento da tarifa é proporcional ao seu consumo, em kWh. Sua contratação é pelo modelo de adesão através do Contrato de Prestação de Serviço Público de Energia Elétrica, e não serão analisados por ainda não poderem comprar energia no ACL.

### ***3.4.2.3 Modalidade tarifária e demanda contratada***

Clientes do grupo A, obrigatoriamente, possuem demanda contratada, em kW. Se a demanda contratada for única, sem distinção de posto tarifário horário fora de ponta (HFP) e horário de ponta (HP), o cliente será considerado como modalidade tarifária verde. A modalidade verde só pode ser escolhida caso a unidade consumidora seja dos Subgrupos A3a, A4 ou AS. Nessa modalidade, apesar de haver uma demanda única cuja tarifa a ser cobrada pela distribuidora é R\$/kW, a distribuidora também será remunerada pelo uso do sistema de distribuição durante o consumo da unidade no horário de ponta, em R\$/MWh.

Caso o consumidor dos subgrupos A3a, A4 e AS opte por contratar demanda com distinção do posto tarifário, ou a contratação seja por um consumidor dos subgrupos A3, A2 ou A1, ele terá que contratar duas demandas, uma no posto HFP e a outra no posto HP. Neste caso, ele é considerado como modalidade tarifária azul, e a distribuidora será remunerada pelo uso do sistema de distribuição através da cobrança das duas demandas contratadas, em R\$/kW.

As tarifas que remuneram a distribuidora pelo uso do sistema são chamadas de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e, conforme legislação, elas são passíveis de aplicação de desconto dependendo do tipo de energia a ser contratada.

Portanto, os seguintes dados são obrigatórios para o estudo de viabilidade:

- Se modalidade tarifária azul: demanda contratada no horário fora de ponta (HFP) e demanda contratada no horário de ponta (HP), ambas em kW.
- Se modalidade tarifária verde: demanda contratada única, sem posto tarifário em kW.

As informações do cliente pertencentes ao grupo A, seu subgrupo tarifário e sua modalidade tarifária estão na sua fatura de energia, emitida por sua distribuidora, ou podem ser obtidas em seu Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD).

### ***3.4.2.4 Consumo ou quantidade de energia***

A unidade de medida vinculada ao consumo é dada em kWh e todo cliente do grupo A terá sua medição expressa na fatura mensal de energia. Independentemente da modalidade tarifária, os consumos possuem distinção do posto tarifário. Ou seja, as faturas de energia emitidas pela distribuidora, obrigatoriamente, possuem a informação mensal de consumos HFP e HP. Somando-se os dois consumos, será obtido o valor do consumo total. Devido à hipótese

de sazonalidade de consumo mensal, recomenda-se considerar o consumo médio em um período de 12 meses no estudo de viabilidade.

O consumo total, em kWh, pode ser expresso em uma outra linguagem que é comum nos contratos de energia, chamado de montante e expressa em MWm. O montante não utiliza a relação do consumo em um período específico de tempo (horário, mensal ou anual). Por não ter essa relação, o consumo pode ser transformado em MWm médio se o valor do consumo de energia, expresso em MWh, for dividido pelo nº de horas do período analisado.

$$MWm = \frac{MWh \text{ do período}}{n^{\circ} \text{ de horas do período}} \quad (1)$$

Exemplos: um cliente com consumo anual de 500.000 kWh deverá contratar 500 MWh/8760 h, ou seja, 0,057 MWm. O consumo total de 100.000 kWh verificado em um mês de 30 dias representa o montante de 100 MWh/ 720 h, ou seja, 0,137 MWm.

#### **3.4.2.4 Impostos e tributos**

As faturas de energia no ambiente regulado possuem a cobrança de:

ICMS - imposto estadual, cuja alíquota, quando aplicável, dependerá da legislação de cada Estado e com o ramo de atividade da unidade consumidora, por exemplo, rural, industrial e comercial. Quando a unidade for isenta de cobrança, deve-se considerar esse valor igual a zero.

PIS e COFINS - Impostos federais. O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) variam na fatura de energia porque são calculados sobre a receita e faturamento das distribuidoras de energia e são repassados aos consumidores finais.

Iluminação pública – tributo municipal, cuja valor depende de legislação de cada município.

Quando se migra, na fatura vinculada ao CUSD, continuarão incidindo os impostos e tributos habituais que eram cobrados na fatura da distribuidora quando o cliente estava no ambiente regulado. Porém, na fatura vinculada ao CCEAL, deve-se considerar apenas a cobrança de ICMS, quando aplicável. Não há cobrança de iluminação pública e não há incidência de PIS e COFINS, pois, sobre o preço da energia comprada, já estará incluído esse imposto.

### 3.4.2.5 Tipo de energia a ser contratada

A energia convencional é oriunda de fontes de geração consolidadas no mercado, sem incentivos especiais, para que tenham viabilidade econômica. A principal parcela de energia convencional no Brasil, comercializada no mercado livre, é proveniente das grandes centrais hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW. Outra característica da energia convencional é a existência de maior impacto ambiental, principalmente quando a fonte é de origem térmica. Devido ao baixo custo, a principal energia comercializada no Brasil é a das grandes usinas hidrelétricas.

Como os requisitos de demanda mínima foram reduzidos nos últimos anos para que os clientes menores pudessem comprar energia convencional, desde janeiro de 2024, os únicos consumidores que não podem comprar esse tipo de energia são aqueles que possuem comunhão de cargas de, no mínimo, 500 kW, chamados de consumidores especiais.

O aumento de clientes aptos a comprar energia convencional não elimina a necessidade de avaliar se é mais vantajoso para esses clientes comprar energia incentivada.

O mercado incentivado, impulsionado nos últimos dez anos pela compra de energia dos consumidores especiais que não podiam comprar energia convencional, tem atingido seu propósito em proporcionar um amadurecimento tecnológico e tornar os custos da energia renovável de PCH, biomassa, solar e eólica com custos menores.

Mesmo que, ainda, o preço da energia convencional seja menor, a energia incentivada, além do seu benefício ambiental, é competitiva com a energia convencional por causa do benefício subsidiado que repassa ao comprador. Esse benefício garante um desconto de 50%, 80% ou 100% na TUSD da unidade consumidora que adquirir essa energia, exceto na parcela de encargos, conforme definido no Quadro 2.

Quadro 2 – Siglas para os tipos de energia e seus respectivos descontos

<b>Sigla</b>	<b>Tipo de energia</b>
Convencional	Energia convencional não especial
I0	Energia convencional especial
I5	Energia incentivada especial (50% de desconto)
I1	Energia incentivada especial (100% de desconto)
I8	Energia incentivada especial (80% de desconto)
CQ5	Energia incentivada não especial (50% de desconto)
CQ1	Energia incentivada não especial (100% de desconto)

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

### **3.4.2.6 Preço da energia**

Como no mercado livre o preço da energia não é determinado em resolução homologatória, é necessário saber o preço da energia em questão que está sendo adquirida ou simulada. Existem referências que podem ser obtidas em plataformas, por exemplo: o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE); a CCEE, que publica o PLD que norteia o custo da energia no curto prazo; e a DCIDE, que possui um boletim de curva *Forward* com preços do trimestre e no longo prazo. Apesar de serem boas referências, recomenda-se que o preço a ser analisado seja obtido junto ao comercializador que está ofertando a energia ou solicitar uma cotação com preços atualizados na data vigente.

Os subitens supracitados, enumerados de 3.4.2.1 até 3.4.2.7, são suficientes para se calcular e comparar os custos de um faturamento mensal nos ambientes de contratação regulado e livre. Normalmente, o que mais chama a atenção do comprador é saber o quanto ele economizará ou está economizando com a migração para o mercado livre, mas, abaixo, serão listados outros itens que, apesar de não serem essenciais para o cálculo, ao serem conhecidos, enriquecem o estudo.

### **3.4.2.8 Encargos**

Os encargos no ambiente regulado são cobrados por dentro das tarifas homologadas pela Aneel. Quando se migra para o mercado livre, além das faturas referentes ao CUSD e ao CCEAL, o consumidor ainda precisa pagar os encargos cobrados pela CCEE, chamados de Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER).

O ESS se destina ao ressarcimento dos agentes de geração dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do Sistema por Restrições de Operação e Serviços Ancilares.

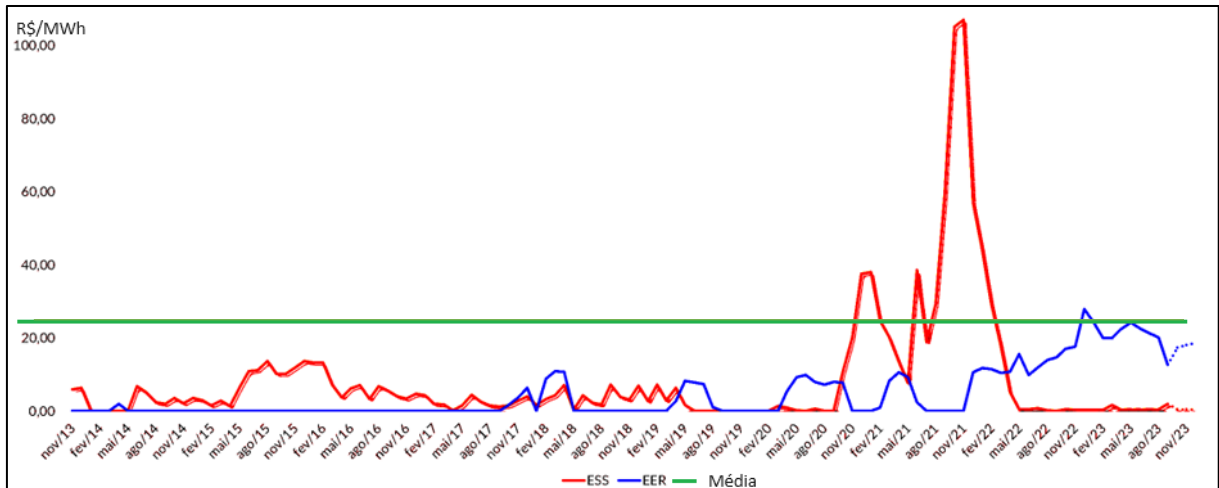
O EER tem por objetivo viabilizar e aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN por meio da contratação de Energia de Reserva oriunda de empreendimentos de geração especificamente destinados para esta finalidade.

No comercializador varejista, como o agente responsável pelo pagamento desses encargos é o vendedor, é importante estabelecer no contrato de energia que os encargos ficarão sob responsabilidade do vendedor e se, conseqüentemente, o preço da energia cobrado já considera esses custos ou se o vendedor poderá repassá-los para o comprador.

Quando o agente consumidor é responsável pelo pagamento de encargos no mercado livre, o risco de volatilidade desses valores, representado no Gráfico 7, fica com ele,

sendo aconselhável que a média histórica desse valor (aproximadamente R\$ 25,00/ MWh) seja considerada no custo global da energia no mercado livre, para se comparar com o custo global da energia no mercado regulado.

Gráfico 7 - Variação histórica dos encargos ESS e EER



Fonte: Clarke, 2024.

Do ponto de vista do comercializador varejista, como o agente responsável não é mais o consumidor, e sim o comercializador, nos procedimentos de comercialização, a responsabilidade do pagamento dos encargos ESS e ERR será do comercializador. Um ponto de atenção importante a ser observado na proposta/contrato do vendedor é se ele garante que o preço cobrado já inclui o dever de o encargo ser pago pelo vendedor ou se ele repassará os custos que serão cobrados pela CCEE ao comprador. Caso isso ocorra, os valores dos encargos devem ser considerados como Custo no ACL, impactando a economia projetada.

### 3.4.2.9 Contratos

Ao migrar para o mercado livre, o CUSD permanece vigente, e as tarifas TUSD que são cobradas para remunerar a distribuidora permanecem reguladas.

Além do CUSD, o cliente do grupo A que está no ACR também possui um 2º contrato, chamado de Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER). As tarifas cobradas proporcionais ao consumo HFP e HP, em R\$/MWh, para remunerar o mix de compras realizado pela distribuidora através de leilões, não aquelas relacionadas ao uso do sistema, são chamadas de Tarifa de Energia (TE). A migração para o mercado livre representa exatamente a extinção de cobrança por parte da distribuidora da TE, já que o consumidor passará a pagar um valor

livremente negociado com seu novo fornecedor. Essa alteração deve ser formalizada por meio da rescisão do CCER.

Não se pode confundir a rescisão do CCER, que extinguirá a cobrança da TE, com o pagamento da TUSD, que continuará a ser feito junto à distribuidora quando houver a migração. Isso significa que o cliente passará a ter duas faturas, que chamaremos de:

Fatura CUSD – referente à remuneração da TUSD junto à distribuidora local;

Fatura ENERGIA – referente ao pagamento da energia ao novo fornecedor. No lugar de TE, chamaremos o valor cobrado apenas de “preço”, e a regra de faturamento estará no Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre CCEAL.

Portanto, quando utilizado o termo Custo ACR, entende-se que a unidade consumidora possui apenas uma fatura e dois contratos – CUSD e CCER.

Quando utilizado o termo de Custo ACL, entende-se que a unidade consumidora possui duas faturas e dois contratos – CUSD e CCEAL.

Um ponto de atenção é que a rescisão do CCER precisa ser comunicada com um prazo mínimo de 180 dias de antecedência. Até dezembro de 2023, os CCER possuíam renovação automática por 12 meses e, caso o cliente não manifestasse sua intenção de não renovar o contrato com esse prazo mínimo, o contrato era renovado automaticamente por mais um ano, postergando a migração.

Desde janeiro de 2024, incluído pela REN ANEEL nº1.081, de 12 de dezembro de 2023, a REN nº 1000 prevê que o prazo de prorrogação do CCER passou a ser indeterminado, sem renovação automática. Portanto, deve-se considerar que, após a formalização da rescisão, chamada de denúncia, o cliente estará apto para migrar após 180 dias (ANEEL, 2024).

No estudo de viabilidade, não é obrigatória a informação sobre a rescisão do CCER nem a celebração prévia do CCEAL, mas esses pontos são importantes de serem conhecidos para que a data de migração do estudo seja a mais precisa possível.

#### ***3.4.2.10 Data de migração***

A data de migração pode ser apenas com o mês/ano, pois sempre o dia do mês a ser considerado será o dia 1º, por causa do calendário da CCEE, que considera o ciclo de faturamento sempre no mês civil. O ideal é que a data de migração que comporá o estudo de viabilidade seja conhecida, considerando que, após comunicado de rescisão, o CCER ainda vigera por, no mínimo, 180 dias. Porém, é comum que os estudos de viabilidade sejam feitos antes da decisão de migração, ou seja, antes de rescisão do CCER. Neste caso, a data a ser

indicada no estudo poderá ser o 1º dia do mês subsequente, após transcorridos 6 meses da data da análise. Observadas as questões acima, outra data poderá ser indicada, de acordo com as especificidades de cada estudo.

Devido aos prazos e volatilidade de preços, considera-se prudente o comunicado de resilição do CCER ser feito junto com a contratação de energia no mercado livre previamente analisada, para não correr o risco de o preço da energia analisado subir e a economia projetada reduzir.

Conforme art. 168 da REN nº 1000, se houver a resilição do CCER e o processo de migração do cliente não se concluir, o faturamento a ser realizado pela distribuidora será calculado pela multiplicação da energia fornecida pela diferença, se positiva, entre o PLD médio mensal publicado pela CCEE e o custo médio de aquisição de energia pela distribuidora, incluindo os tributos incidentes. Portanto, o consumidor estará sujeito à volatilidade do PLD quando este estiver maior que o custo médio de aquisição de energia da distribuidora.

Como o CCEAL é um contrato bilateral, o vendedor pode penalizar o comprador caso a migração atrase. Por isso, alguns fornecedores oferecem um período de carência, habitualmente de 3 meses, sem penalizações. Apesar dessa condição não ser objeto do estudo de viabilidade, o prazo de carência para atraso pode ser um diferencial do produto ofertado por alguns comercializadores.

#### ***3.4.2.11 Período de contratação***

A livre negociação permite a celebração do CCEAL por períodos diversos, desde uma contratação de apenas um mês até seis, considerada como curto prazo, a períodos considerados de longo prazo, por exemplo, 3, 5 ou 10 anos. Esse período pode ser negociado de acordo com a necessidade do comprador e/ou oferta do vendedor. Alguns vendedores, com o intuito de vincular o cliente por vários anos e garantir o financiamento de seus projetos, colocam preços menores nas contratações de longo prazo.

Contratações de longo prazo possuem como característica a previsibilidade de preços, por causa dos índices de correção normalmente conhecidos, como IPCA ou IGPM. Essa previsibilidade pode ser questionada por causa do risco da inflação.

Contratos com prazo menor reduzem o risco de inflação e podem abrir janelas de oportunidade de negociações em momentos de preços mais baixos, normalmente, em períodos mais chuvosos. Porém, o risco desse tipo de contratação se dá por causa da volatilidade dos preços, historicamente conhecida no mercado de energia e fundamentada pelo princípio da

oferta vs demanda. Quando, por exemplo, as projeções de períodos chuvosos não se concretizam e/ou reservatórios não ficam com níveis satisfatórios, o Operador Nacional do Sistema passa a despachar usinas térmicas, que possuem preço de energia normalmente maiores, para garantir a confiabilidade do sistema, e os preços tendem a subir. Após uma crise hídrica intensa em 2021, as projeções de preços atingiram o valor máximo do PLD; em menos de um ano, o PLD caiu para seu valor mínimo, após um bom período de chuvas em 2022.

#### **3.4.2.12 Benefício na TUSD**

Conforme regulamentação específica, os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus aos percentuais de 50%, 80% ou 100% de redução a serem aplicados às tarifas de transporte, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, cabendo à Aneel emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto a que a usina terá direito (CCEE, 2022).

Apenas analisar o preço da energia convencional com o preço da energia incentivada para se decidir a melhor contratação pode desencadear um erro de análise, principalmente para clientes menores, que possuem um baixo fator de carga. Essa relação se dá porque o baixo fator de carga representa baixo consumo em relação à demanda contratada e, conseqüentemente, o custo da fatura de CUSD tem um peso significativo no custo global. Desse modo, ter a aplicação de desconto sobre essa parcela pode ser mais vantajoso.

O preço da energia convencional, historicamente, é aproximadamente R\$ 35/MWh menor que a energia incentivada com 50% de desconto e R\$ 70/MWh menor que a energia incentivada com 100% de desconto. Essa diferença é conhecida como *spread* entre os tipos de energia. A análise correta do *spread* específico para cada cliente deve considerar se o benefício da energia incentivada na fatura da distribuidora, que será o desconto na TUSD, é maior ou menor que o valor a mais que será pago na fatura de energia no mercado livre.

Essa comparação pode ser feita verificando-se o valor financeiro, em R\$, que o cliente pagará a mais na fatura de energia em relação ao valor que ele deixará de pagar na fatura da distribuidora ao receber o desconto na TUSD por ter comprado energia incentivada. De forma análoga, a comparação pode ser feita verificando-se o valor financeiro, em R\$, que o cliente pagará a menos na fatura de energia em relação ao valor que ele pagará a mais na fatura da distribuidora ao não ter o desconto na TUSD por ter comprado energia convencional.

Como o *spread* entre os tipos de energia é dado em R\$/MWh e esse valor é dinâmico em função da liquidez de mercado, outra forma simples de realizar a comparação é

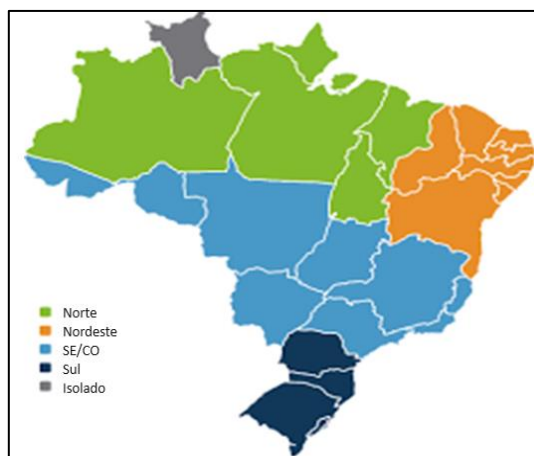
transformar o desconto que o cliente terá em R\$/MWh ao comprar energia incentivada. Neste caso, basta pegar o valor do desconto, em R\$, e dividir pela quantidade de energia, em MWh.

Se o benefício da energia incentivada (R\$/MWh) for maior que o *spread* (preço da energia incentivada menos o preço da energia convencional), significa que é melhor comprar a energia incentivada.

### 3.4.2.13 Submercado de entrega

O sistema interligado nacional (SIN) atende todos os Estados brasileiros, com exceção de Roraima. Conforme Figura 7, sua subdivisão é definida, devido à presença de restrições de transmissão aos fluxos de energia, em 4 submercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Figura 7 - Submercados de energia



Fonte: Adaptada de CCEE, 2023.

É possível realizar intercâmbio (importação e exportação) de energia elétrica quando há excessos ou necessidades regionais; por isso, cada submercado tem um PLD específico. É possível, por exemplo, um gerador estar localizado no Nordeste e vender energia a um consumidor localizado no Sul. Porém, se o PLD do submercado Nordeste for menor que o PLD do submercado Sul, na contabilização realizada pela CCEE, o agente comprador receberá uma cobrança desencadeada por um balanço energético positivo no submercado Nordeste, valorado a um valor menor que o balanço energético com déficit no submercado Sul, por causa da falta de energia registrada pelo vendedor.

Em uma contratação, normalmente, o risco de submercado é assumido pelo vendedor, que deverá, neste caso, garantir que a entrega da energia será feita no submercado

em que o comprador está localizado. Portanto, o estudo de viabilidade proposto considerará que o submercado de entrega da energia será o mesmo da unidade consumidora, sem risco de custos sobre esse item.

#### ***3.4.2.13 Análise de crédito e garantias***

O vendedor poderá exigir garantias de pagamento e colocar essas condições no contrato a ser celebrado com o comprador. As modalidades de garantias mais comuns são seguro garantia, carta fiança e caução em espécie, entre 1 e 3 ciclos do valor do faturamento mensal estimado. O rigor da garantia dependerá dos critérios de crédito do vendedor, podendo o vendedor também dispensar essa apresentação, principalmente quando o comprador tem uma classificação de baixo risco de crédito.

Para se comparar ofertas de energia entre fornecedores, é necessário avaliar quanto o valor da garantia reduzirá na economia esperada com a migração. Como no ambiente regulado não há cobrança de garantias, caso haja essa cobrança no mercado livre, deve-se pegar o valor anual da garantia, em R\$, e dividir pela quantidade de energia no período de um ano de contratação, em MWh, obtendo-se um valor em R\$/MWh que deverá ser somado ao custo global da energia no mercado livre para comparação com o custo global no mercado cativo.

#### ***3.4.2.15 Forma de apuração***

No processo de contabilização, a CCEE apura os requisitos da unidade consumidora, que consiste na medição de consumo apurada pela distribuidora disponibilizada no Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), somados de um percentual de apuração das perdas reais da rede básica. Para se estabelecer o balanço energético, o requisito (medição acrescida das perdas reais) será comparado com todos os registros de energia realizados a favor do comprador. Esses registros são denominados recursos.

Os recursos são contratos de energia registrados em nome do comprador, normalmente registrados mensalmente pelo (s) vendedor (es) e pela cota que a unidade consumidora tem do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Como a cota do Proinfa é um direito da unidade consumidora, ela é utilizada como recurso no balanço. Por isso, o (s) vendedor (es) poderá (ão) oferecer a opção de registrar a energia considerando a seguinte regra de apuração: requisito medido da unidade consumidora, acrescentado de perdas estimadas da rede básica (normalmente 3%) e deduzido do montante

alocado ao comprador pelo Proinfa. Essa não é uma regra absoluta, apesar de ser a mais comum de mercado. Considerando um período de 12 meses, a média das perdas da rede básica tende a ser menor que 3% e, por isso, considerando essa janela móvel de 12 ciclos, os recursos registrados tendem a ficar com sobra de energia em relação ao requisito apurado, evitando exposições e penalidades na CCEE quando o balanço fica negativo.

A cota do Proinfa, dada em MWh, é um valor variável e somente é publicada no mês subsequente ao consumo porque seu percentual é calculado pela relação da energia gerada pelas usinas do programa sob o consumo, ambos mensais. Perante um consumo de 175.769.443,518 MWh, no ano de 2022, a CCEE divulgou o valor de 4.179.138,773 MWh da cota de geração, o que representou, em média, um valor de 2,4% (CCEE, 2023).

As perdas técnicas na Rede Básica são calculadas pela diferença da energia gerada e entregue nas redes de distribuição. Essas perdas são apuradas mensalmente pela CCEE, e o seu custo é rateado em 50% para geração e para os consumidores. Essas perdas representaram, aproximadamente, 2,6% da energia gerada em 2022 (CCEE, 2023).

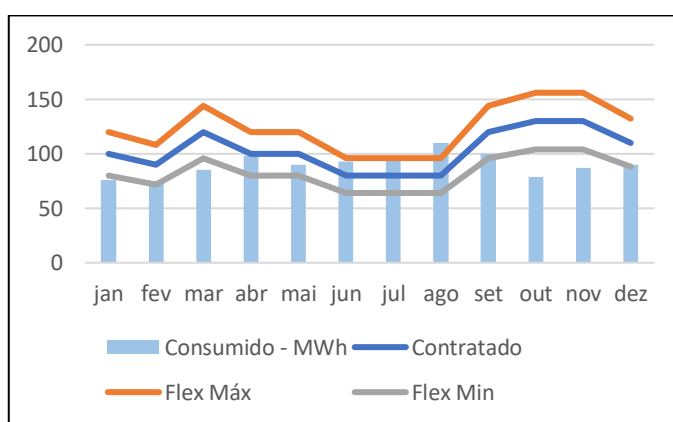
Como as perdas da rede básica e as cotas do Proinfa são valores variáveis, desconhecidos no momento da contratação e semelhantes (no ano de 2022, por exemplo, a diferença foi de 0,2%), pode-se considerar, no estudo de viabilidade proposto, que esses valores são desprezíveis ou que se anulam. Neste caso, a fatura de energia calculada terá apenas o montante medido. Além da irrelevância da diferença percentual entre as grandezas, deve-se considerar que, para o comercializador varejista, o risco de penalidades em caso de balanço negativo é do agente, neste caso, o vendedor.

#### **3.4.2.15 Flexibilidade e Sazonalização**

O montante de energia, conforme explicado na regra de apuração, pode ser simplificado pela energia medida, em KWh. Porém, por se tratar de contratos bilaterais, o vendedor pode restringir a quantidade de energia a ser registrada mensalmente, estabelecendo um limite, chamado de flexibilidade superior. Desta forma, o risco de o cliente consumir uma quantidade de energia maior que o projetado é mitigado pelo vendedor e compartilhado com o comprador, que passará a ter um risco de déficit de energia apurado pela CCEE caso o consumo dele fique acima do limite superior estabelecido em contrato. Neste caso, existem mecanismos para repor esse déficit, que são denominadas operações de curto prazo, com preços de energia mais voláteis por causa do PLD vigente no momento.

A quantidade mínima de energia a ser consumida também poderá ser determinada em contrato, chamada de flexibilidade inferior. Isso significa que, se o cliente não consumir o mínimo estabelecido na regra do contrato, o vendedor poderá cobrar esse valor mínimo, o que gerará no balanço feito pela CCEE uma sobra de energia ao cliente, valorado ao valor do PLD do mês correspondente caso o cliente não faça a venda de suas sobras nas operações de curto prazo. O Gráfico 8 é um exemplo do conceito de flexibilidade, onde, nos meses de março, outubro e novembro, houve sobra de energia e, no mês de agosto, déficit.

Gráfico 8 - Flexibilidade mensal superior e inferior da energia contratada



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

A flexibilidade é um parâmetro de variação de consumo mensal. Quando a energia contratada no ano pode ser alocada com diferentes valores mensais, conforme representado pela linha azul, isso é chamado de sazonalização. Caso o contrato de energia não permita que o montante contratado possa ser sazonalizado mensalmente, isso significa que a sazonalidade será *flat*, o que pode aumentar o risco do comprador caso ele tenha um perfil de consumo sazonal.

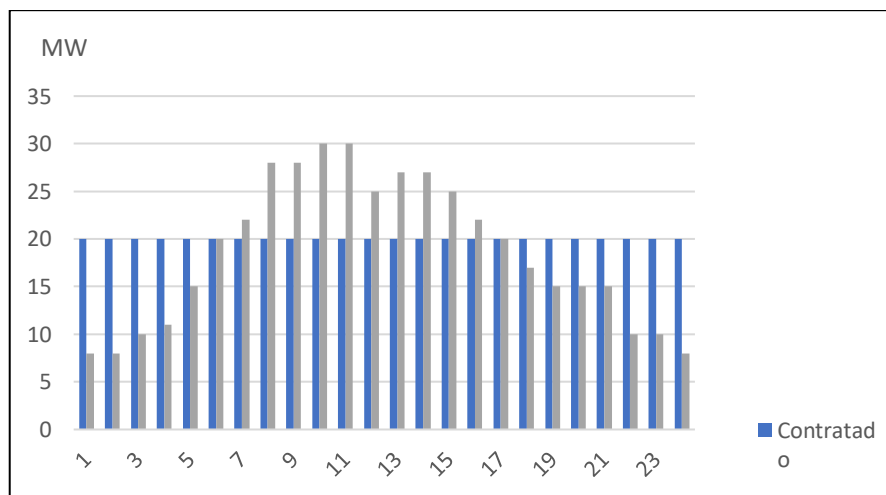
Do ponto de vista da modalidade varejista, a CCEE considera que todas as sobras e déficits são de responsabilidade do comercializador, o que simplifica a análise do ponto de vista do comprador, desde que a flexibilidade e a sazonalização não sejam restritas pelo vendedor no contrato de energia ou que esses limites impostos pelo vendedor estejam aderentes à curva de carga do cliente. No estudo de viabilidade, não há necessidade de se identificar o valor de variação permitido de flexibilidade mensal e sazonalização anual, mas esse ponto deve ser levado em consideração na escolha do fornecedor, que pode estabelecer uma regra de penalização caso o consumo não fique dentro de eventuais restrições desses parâmetros colocados no produto vendido.

### 3.4.2.16 Modulação

A modulação estabelece os valores de energia que serão registrados pelo vendedor na CCEE, hora a hora. Como o balanço energético contabilizado pela CCEE verifica os recursos e requisitos de forma horária, caso o vendedor registre a energia conforme perfil de consumo, essa modulação horária pode ser chamada de modulação conforme curva de carga. Porém, alguns vendedores, para não assumirem o risco de modulação da carga do comprador ou com a intenção de entregar a energia conforme o seu perfil de geração, oferecem a modulação ajustada, podendo estabelecer limites na modulação ou estabelecer um valor médio do montante total apurado dividido pelo número de horas do período em questão. Essa modulação é considerada como perfil *flat*, conforme ilustrado no Gráfico 9.

No perfil *flat*, as diferenças positivas ou negativas entre os requisitos e recursos horários serão apuradas no processo de contabilização pela CCEE de acordo com o PLD horário. Para o cliente que compra energia do comercializador varejista, o balanço horário da modulação é apurado em nome do vendedor, o que elimina o risco ao comprador desde que, no contrato de energia, não haja o repasse de eventuais custos do vendedor sobre esse quesito.

Gráfico 9 - Modulação conforme consumo ou *flat*



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

### 3.4.2.17 Fator de carga no horário ponta

Como os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS podem escolher entre a modalidade tarifária verde ou azul, a opção de menor custo está diretamente relacionada ao fator de carga da unidade no horário de ponta. Para se calcular o fator de carga no horário de ponta, devem-se ter as seguintes variáveis:

a) O horário ponta considerado pela distribuidora que atende a unidade consumidora. Esse horário é um período de três horas consecutivas contido entre 17 e 21 horas, excluindo sábados, domingos e feriados. A maioria das distribuidoras no Brasil considera o intervalo entre 18 e 20 horas. Em média, a quantidade de horas no horário ponta é de 3 horas em 5 dias da semana, durante 4 semanas, o que corresponde a 65 horas mensais.

b) O consumo, em kWh, durante o horário ponta. Esse dado pode ser obtido no histórico de consumo fornecido pela fatura da distribuidora de energia. Recomenda-se utilizar a média mensal dos últimos 12 meses caso não haja projeção de alteração de consumo futuro.

c) A demanda contratada, em kW, ou a que precisaria ser contratada durante o horário de ponta caso o cliente fosse azul. É necessário lembrar que o valor da demanda contratada não deve ser menor que a demanda máxima verificada, para que não haja cobrança de ultrapassagem, pois, se a demanda medida tiver um valor acima 105% em relação à demanda contratada, haverá a cobrança em dobro sobre a parcela ultrapassada. Sobre o pagamento de penalidade na parcela de demanda ultrapassada, não há benefício de desconto, independentemente do tipo de energia comprada. Portanto, não é comum considerar, nos estudos de viabilidade, que o cliente esteja pagando ultrapassagem.

O fator de carga no horário ponta (FChp) poderá ser calculado da seguinte forma:

$$FChp = \frac{\text{consumo } HP_{kWh}}{\text{demanda } HP_{kW} \times 65h} \quad (2)$$

Conforme a Nota Técnica n.º 311/2011–SRE-SRD, há uma adoção de um valor padrão do fator de carga de cruzamento das retas tarifárias verde e azul em 66% (ANEEL, 2011). Para um FChp menor que 66%, o menor custo de energia será através da opção da modalidade verde. Se o FChp for maior que 66%, a modalidade azul terá menor custo. Por isso, grandes indústrias, que possuem produção à noite, normalmente, são da modalidade azul, pois elas utilizam mais o sistema no horário de ponta, e o custo extra em pagar por uma demanda HP, em R\$/kW, é compensado pela redução da TUSD em R\$/MWh cobrada sobre o consumo desse intervalo de HP.

Os clientes comerciais e de pequeno porte tendem a ter um consumo proporcionalmente pequeno no horário de ponta. Por isso, se confirmado que o FChp é menor que 66%, será melhor a modalidade tarifária verde. Apesar da TUSD R\$/MWh cobrada durante o consumo HP ser muito maior em comparação com a modalidade azul, esse custo elevado com a energia no HP é compensado com o pagamento de apenas uma demanda única.

Como no horário de ponta a tarifa de energia e a demanda são maiores se comparadas aos valores cobrados nas demais horas do dia, alguns clientes utilizam gerador a diesel nesse intervalo. Quando se migra para o mercado livre, o custo da energia não tem distinção horária, apenas a TUSD continua a ter essa distinção. Considerando-se que, habitualmente, o custo, em R\$/MWh, da geração a diesel é maior que o custo da energia no mercado livre, desliga-se o gerador a diesel para uso no dia a dia e se mantém ele instalado apenas para emergências. Na hipótese de se ter gerador a diesel, é importante ter o valor do consumo e custo estimados nesse horário, somados ao custo no ACR.

### **3.4.2.18 Bandeiras tarifárias**

Quando os níveis de reservatórios das usinas hidrelétricas estão baixos e o consumo alto, é necessário ativar mais usinas termelétricas para garantir a confiabilidade do sistema, cujo custo de operação, normalmente, é maior que o das hidroelétricas. Por isso, é preciso sinalizar aos consumidores o custo real de geração para que eles adaptem seu perfil de consumo.

O sistema de bandeiras tarifárias é aquele que indica o aumento do valor da geração de energia, e é mantido pela ANEEL desde 2015. As bandeiras tarifárias, com seus respectivos acréscimos no ano de 2024, são:

- a) Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não tem acréscimo.
- b) Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. Acréscimo na TE de R\$ 18,8/ MWh.
- c) Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. Acréscimo na TE de R\$ 44,6/ MWh.
- d) Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. Acréscimo na TE de R\$ 78,7/ MWh.

Esses valores são passíveis de revisão pela ANEEL e devem ser consultados no momento do estudo. No mercado livre, o acionamento de bandeiras não é um custo para o consumidor, devendo ser desconsiderado no cálculo do custo de energia no ACL. Porém, no ACR, ele deve ser somado às parcelas de TE\_HP e TE\_HFP, podendo ser um risco de elevação significativo no cálculo do custo de energia no ACR. Ao se comparar a economia a ser verificada no ambiente de contratação livre, pode-se ter um estudo identificando a economia em relação a todas as bandeiras, mas o mais comum, quando se trata de uma projeção futura, é

considerar a bandeira verde para que a economia projetada seja um cálculo conservador. Quanto maior o custo da bandeira, maior será a economia do ACL em relação ao ACR.

### 3.4.3 Método de cálculo da fatura no ambiente de contratação regulada (ACR)

Para fins de cálculo do custo global no ACR (custo cativo), serão considerados o pagamento pelo uso do sistema de distribuição, que pode ser subdividido entre transporte e encargos, mais o pagamento da energia, acrescido das alíquotas dos impostos PIS, COFINS e ICMS, quando aplicável à unidade consumidora.

As tarifas relacionadas ao CUSD são denominadas TUSD, e aqueles referentes ao CCER, TE. Apesar de dois contratos, existe uma única fatura que utiliza em seu cálculo essas tarifas.

A forma como as distribuidoras apresentam o extrato de faturamento não é padronizada, o que dificulta o entendimento de alguns consumidores quando eles pegam a fatura e precisam realizar uma análise mais detalhada sobre o que terá alteração quando houver a migração. Para construir um raciocínio lógico dos custos no mercado livre, o custo no mercado cativo será calculado considerando-se os componentes TUSD e TE, em R\$/MWh, separadamente, o que, em seguida, será a base para melhor compreensão de como será feito o cálculo no mercado livre. Seguem, abaixo, as fórmulas do custo no ACR para clientes do grupo A, de acordo com a modalidade tarifária:

#### 3.4.3.1 Custo ACR modalidade tarifária AZUL

$$\begin{aligned} \text{Custo ACR} = & \\ & \frac{D_{fp} \times TUSD_{fp} + D_p \times TUSD_p + \frac{(E_{fp} \times TUSDe_{fp\ azul} + E_p \times TUSDe_{p\ azul}) + E_{fp} \times (TE_{fp} + TE_b) + E_p \times (TE_p + TE_b)}{1000}}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)} \end{aligned} \quad (3)$$

#### 3.4.3.2 Custo ACR modalidade tarifária VERDE

$$\begin{aligned} \text{Custo ACR} = & \\ & \frac{D_u \times TUSD_u + \frac{(E_{fp} \times TUSDe_{fp\ verde} + E_p \times TUSDe_{p\ verde}) + E_{fp} \times (TE_{fp} + TE_b) + E_p \times (TE_p + TE_b)}{1000}}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)} \end{aligned} \quad (4)$$

Onde:

$E_{fp}$  = Energia ativa no posto tarifário fora ponta, expressa em kWh;  
 $E_p$  = Energia ativa no posto tarifário ponta, expressa em kWh;  
 $E_t$  = Energia ativa total, cujo valor é composto pela soma de  $E_{fp}$  e  $E_p$ , expressa em kWh;  
 $D_{fp}$  = Demanda no posto tarifário fora ponta, expressa em kW;  
 $D_p$  = Demanda no posto tarifário ponta, expressa kW;  
 $D_u$  = Demanda no posto tarifário único, expressa kW;  
 $TUSD_{fp}$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição no posto tarifário fora ponta da modalidade tarifária azul, expressa R\$/kW;  
 $TUSD_p$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição no posto tarifário ponta, da modalidade tarifária azul, expressa R\$/kW;  
 $TUSD_u$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição aplicável ao posto tarifário único da modalidade tarifária verde (posto tarifário NA), expressa R\$/kW;  
 $TUSDe_{fp\_azul}$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição no posto tarifário fora ponta da modalidade tarifária azul, expressa em R\$/MWh;  
 $TUSDe_p\_azul$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição no posto tarifário ponta da modalidade tarifária azul, expressa em R\$/MWh;  
 $TUSDe_{fp\_verde}$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição no posto tarifário fora ponta da modalidade tarifária verde, expressa em R\$/MWh;  
 $TUSDe_p\_verde$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição no posto tarifário ponta da modalidade tarifária verde, expressa em R\$/MWh;  
 $TUSDe$  = Tarifa de uso do sistema de distribuição, calculada através da diferença entre a  $TUSDe_p\_verde$  e  $TUSDe_{fp\_verde}$  da modalidade tarifária verde, expressa em R\$/MWh;  
 $TE_{fp}$  = Tarifa de energia no posto tarifário fora ponta da modalidade tarifária azul ou verde, expressa R\$/MWh, respeitando a bandeira tarifária em análise;  
 $TE_p$  = Tarifa de energia no posto tarifário ponta da modalidade tarifária azul ou verde, expressa R\$/MWh, respeitando a bandeira tarifária em análise;  
 $TE_b$  = Tarifa de energia referente ao acréscimo que deverá ser feito proporcional ao consumo em caso de bandeira tarifária diferente da bandeira verde, em R\$/MWh;  
PIS = imposto federal, sendo ele o PIS ou PASEP, indicado na fatura da distribuidora, expresso em valor percentual (%);  
COFINS = imposto federal indicado na fatura da distribuidora, expresso em valor percentual (%);  
ICMS = imposto estadual, quando aplicável, indicado na fatura da distribuidora, expresso em valor percentual (%).

Todas as tarifas TUSD e TE são determinadas pela ANEEL para a distribuidora de energia à qual a unidade consumidora em análise é acessante. Esses valores de tarifas aplicáveis serão atualizados anualmente, conforme revisão ou reajuste tarifário previsto para a distribuidora em questão. Essas tarifas podem ser obtidas na fatura da distribuidora ou no site da ANEEL conforme resolução homologatória vigente no período da análise. As tarifas de energia  $TE_p$  e  $TE_{fp}$  podem ser acrescidas de valores, em R\$/MWh, de acordo com a bandeira tarifária vigente que seja diferente da bandeira tarifária verde.

A iluminação pública, que é um tributo municipal que pode ser cobrado na fatura de energia, juntamente com os itens relacionados a restituições ou penalidades, não será considerada nos cálculos que serão propostos neste trabalho, sendo eles: ultrapassagem de

demanda, pagamento de demanda e energia reativa por violação do fator de potência; juros e mora por pagamento em atraso e recebimentos por violação de indicadores da distribuidora de DIC, FIC e DMIC. Caso em algum momento a soma desses valores financeiros seja considerada na composição do custo global da energia no ambiente regulado, essa soma também deverá compor o cálculo do custo global da energia no ambiente livre, já que, quando existirem, em ambos os ambientes de contratação, esses valores são idênticos.

### 3.4.4 Método de cálculo da fatura no ambiente de contratação livre (ACL)

Diferentemente do mercado cativo, no mercado livre, o cliente passará a pagar duas faturas, uma relacionada ao CCEAL, que será chamada de fatura de ENERGIA, e a outra relacionada ao CUSD. A energia comprada referente ao CCEAL já tem o PIS e COFINS incluídos no preço da energia; por isso, sobre a fatura de energia, incide apenas ICMS, quando aplicável à unidade consumidora. Sobre a fatura que remunerará a distribuidora referente ao CUSD, a regra do PIS e COFINS não se altera, e o ICMS, quando aplicável à unidade consumidora, também deve ser aplicado.

Sobre a fatura do CUSD, deve-se observar que haverá incidência de desconto sobre a TUSD, caso a energia contratada seja de fonte incentivada, que tenha direito ao repasse desse desconto (50%, 80% ou 100%), sem a incidência de impostos.

#### 3.4.4.1 Modalidade tarifária AZUL

Custo ACL = fatura de CUSD + fatura de ENERGIA

Fatura CUSD =

$$\frac{D_{fp} \times TUSD_{fp} + D_p \times TUSD_p + \frac{(E_{fp} \times TUSD_{e_{fp} azul} + E_p \times TUSD_{e_p azul}) + E_t \times (Enc_{covid} + Enc_{eschid})}{1000}}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)} - (D_{fp} \times TUSD_{fp} + D_p \times TUSD_p) \times Desconto\% \quad (5)$$

$$Fatura ENERGIA = \frac{\frac{E_t}{1000} \times P}{1 - ICMS} \quad (6)$$

### 3.4.4.1 Modalidade tarifária VERDE

Custo ACL = fatura de CUSD + fatura de ENERGIA

$$\begin{aligned}
 \text{Fatura CUSD} = & \\
 & \frac{D_u \times TUSD_u + \frac{(E_{fp} \times TUSD_{efp\ verde} + E_p \times TUSD_{ep\ verde}) + E_t \times (Enc_{covid} + Enc_{EscHid})}{1000}}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)} - \\
 & - (D_u \times TUSD_u + E_p \times TUSD_e) \times Desconto\% \quad (7)
 \end{aligned}$$

Fatura ENERGIA = equação (6)

Onde,

P = Preço da Energia comprada, expresso em R\$/MWh, estabelecido no CCEAL

Desconto% = Desconto percentual (%) na TUSD estabelecido através do tipo de energia a ser comprada ou estabelecida no CCEAL; Este valor será 50%, 80% ou 100%, de acordo com o tipo de energia incentivada comprada. Se convencional o Desconto% será zero.

Enc\_covid = Encargo da conta COVID aplicável aos consumidores migrantes ao ACL, nos termos do § 4º do ART. 10 da REN Nº 885/2020 e conforme resolução homologatória da distribuidora a qual a unidade é acessante, expressa R\$/MWh. Quando este encargo não for mais cobrado, o valor a ser considerado na equação será zero.

Enc\_EscHid = Encargo da conta de Escassez Hídrica aplicável aos consumidores migrantes ao ACL, nos termos do §4º do ART. 8º da REN Nº 1.008/2022 e conforme resolução homologatória da distribuidora a qual a unidade é acessante, expressa R\$/MWh. Quando este encargo não for mais cobrado, o valor a ser considerado na equação será zero.

No cálculo da fatura de energia, poderia ser considerada a energia total medida, acrescida do percentual para cobertura das perdas da rede básica (em valor percentual) e deduzida da cota do proinfa, em MWh. Neste caso, a fórmula ficaria assim:

$$\text{Fatura Energia} = \frac{\left( \left( \frac{E_t}{1000} \right) \times (1 + Perdas) - Proinfa \right) \times P}{1 - ICMS} \quad (8)$$

### 3.4.5 Métodos para comparar o custo ACR com o custo ACL

#### 3.4.6.1 Ponto de equilíbrio

O valor de preço da energia, de acordo com o tipo de energia previamente escolhido, que não gerará economia nem prejuízo ao cliente, será chamado de preço de equilíbrio ( $P_{eq}$ ), conforme equação a seguir, onde o custo ACL é igual ao custo ACR:

$$Fatura\ de\ ENERGIA + Fatura\ CUSD = Fatura\ ACR$$

$$\frac{\frac{E_t}{1000} \times P}{1 - ICMS} = Fatura\ ACR - Fatura\ CUSD$$

$$Peq \left( \frac{R\$}{MWh} \right) = \frac{(Fatura\ ACR - Fatura\ CUSD) \times (1 - ICMS)}{\frac{E_t}{1000}} \quad (9)$$

Para quaisquer preços de energia menor que  $Peq$ , haverá redução de custos em relação ao mercado regulado.

#### 3.4.6.2 Comparação do valor global da energia

O valor da energia, em R\$/MWh, considerando-se todos os custos do ambiente de contratação com a energia, encargos e pagamentos relacionados ao uso do sistema de distribuição, pode ser um indicativo para se comparar qual ambiente de contratação está com performance melhor.

Por isso, o valor global da energia no ACR será:

$$Preço\ global\ ACR \left( \frac{R\$}{MWh} \right) = \left( \frac{Fatura_{ACR}}{E_t} \right) \times 1000 \quad (10)$$

O valor global da energia no ACL será:

$$Preço\ global\ ACL \left( \frac{R\$}{MWh} \right) = \left( \frac{Fatura_{ACL}}{E_t} \right) \times 1000 \quad (11)$$

#### 3.4.6.3 Economia

A economia mensal que se tem ao migrar para o mercado livre em R\$, em R\$/MWh ou em valor percentual, pode ser calculada pelas seguintes equações:

$$Economia\ (R\$) = Custo\ ACR - Custo\ ACL \quad (12)$$

$$Economia\ (R\$/MWh) = Preço\ global\ ACR - Preço\ global\ ACL \quad (13)$$

$$Economia\ (\%) = 1 - \frac{Custo\ ACL}{Custo\ ACR};\ ou \quad (14)$$

$$Economia\ (\%) = 1 - \frac{Preço\ global\ ACL}{Preço\ global\ ACR} \quad (15)$$

#### 3.4.6.4 Preço da energia para se garantir um percentual de economia

Caso a análise queira saber o preço da energia a ser pago no CCEAL para se obter um percentual de economia desejado, previamente conhecendo o tipo da energia a ser contratada, a equação a ser considerada será:

$$\begin{aligned}
 \text{Custo ACL} &= \text{Custo ACR} * (1 - \text{Percentual de Economia}) \\
 \text{Fatura CUSD} + \text{Fatura ENERGI} &= \text{Custo ACR} * (1 - \text{Economia}_{\%}) \\
 \text{Fatura ENERGIA} &= \text{Custo ACR} * (1 - \text{Economia}_{\%}) - \text{Fatura CUSD} \\
 [(Et * P)/1000]/(1 - \text{ICMS}) &= \text{Custo ACR} * (1 - \text{Economia}_{\%}) - \text{Fatura CUSD} \\
 P &= \frac{\{[\text{Custo ACR} * (1 - \text{Economia}_{\%}) - \text{Fatura CUSD}] * (1 - \text{ICMS})\}}{\frac{Et}{1000}} \quad (16)
 \end{aligned}$$

#### 3.4.6.5 Benefício na TUSD caso haja compra de energia incentivada

Para se calcular o quanto a unidade consumidora se beneficia, em R\$/MWh, pela compra de energia incentivada, devem-se considerar as seguintes equações:

##### 3.4.6.5.1 Modalidade tarifária AZUL

$$\text{Benef}_{TUSD} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{[(Dfp \times TUSDfp + Dp \times TUSDp) \times \text{Desconto\%}]}{\frac{Et}{1000}} \quad (17)$$

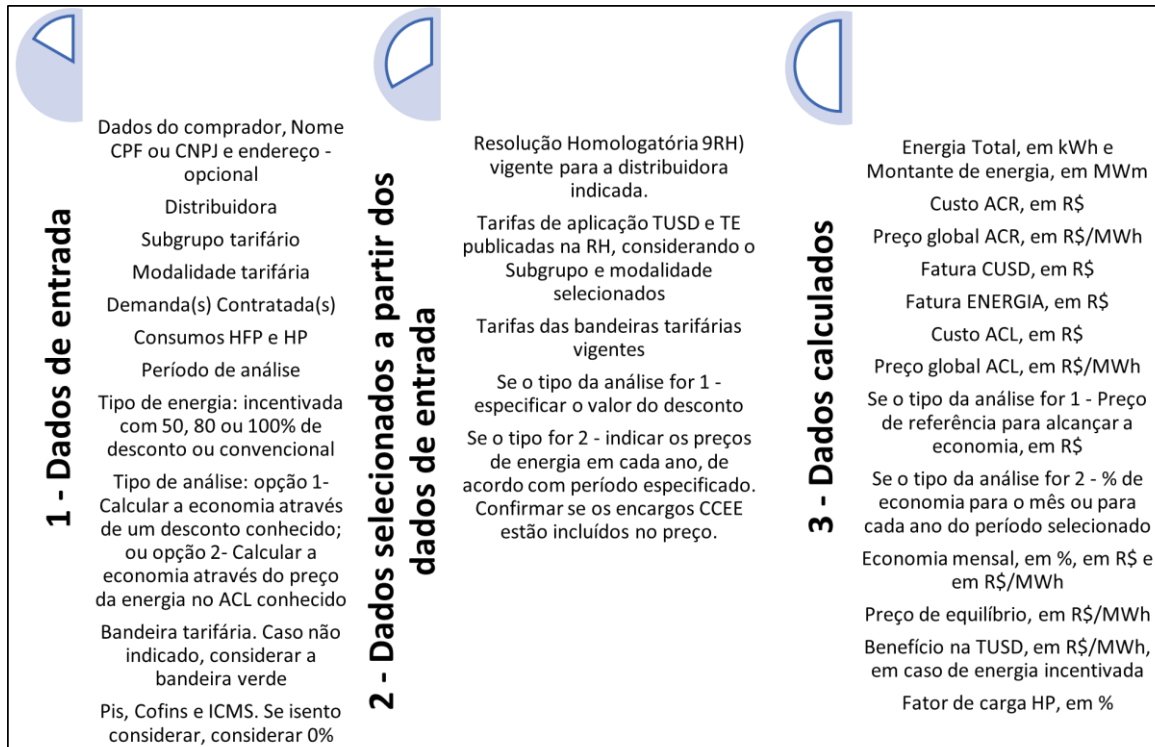
##### 3.4.6.5.2 Modalidade tarifária VERDE

$$\text{Benef}_{TUSD} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{[(Du \times TUSDu + Ep \times TUSDe) \times \text{Desconto\%}]}{\frac{Et}{1000}} \quad (18)$$

### 3.5 Resultados e discussão

Na migração de uma unidade consumidora, via comercializadora varejista, o estudo de viabilidade será considerado com o fluxo de dados em três etapas sucessivas, conforme Quadro 3, a seguir:

Quadro 3 - Fluxo de dados para o estudo de viabilidade



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

### 3.5.1 Exemplo 1: Cálculo de economia no ACL com o preço de energia preestabelecido

Etapa 1:

Empresa: Fictícia LTDA	CNPJ: 000.000.0001/00
Endereço: Rua A, nº 10, Cidade B, Minas Gerais.	Distribuidora: CEMIG
Subgrupo: A4	Modalidade: Azul
Demanda HFP: 350 kW	Demanda HP: 300 kW
Consumo HFP: 180.000 kW	Consumo HP: 15.000 kWh
Tipo de energia: incentivada com 50% de desconto na TUSD	Tipo de análise: preço especificado: R\$179/MWh, com encargos CCEE incluídos no preço e com certificado de energia renovável (REC) fornecido pelo por R\$1,00/MWh
Mês de referência: abril/2024.	Bandeira tarifária: verde
PIS: 1%	COFINS: 4%
ICMS: 18%	

Etapa 2:

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA: Nº 3.202, DE 23 DE MAIO DE 2023

Tarifas vigentes para A4 Azul:

TUSD <sub>fp</sub> = 19,19 R\$/kW	TUSD <sub>p</sub> = 58,51 R\$/kW
TUSDe <sub>fp_azul</sub> = 115,30 R\$/MWh	TUSDe <sub>p_azul</sub> = 115,30 R\$/MWh
TE <sub>fp</sub> = 298,38 R\$/MWh	TE <sub>p</sub> = 467,46 R\$/MWh
Enc <sub>covid</sub> = 9,48 R\$/MWh	Enc <sub>EscHid</sub> = 4,03 R\$/MWh
TE <sub>b</sub> = 0 R\$/MWh	

Etapa 3:

Resultados utilizando as fórmulas do método:

Energia Total: 195.000 kWh/mês

Montante: 195.000 kWh/ 1000/ 720h = 0,271 MWm

Custo ACR =

$$\frac{D_{fp} \times TUSD_{fp} + D_p \times TUSD_p + \frac{(E_{fp} \times TUSDe_{fp\_azul} + E_p \times TUSDe_{p\_azul}) + E_{fp} \times (TE_{fp} + TE_b) + E_p \times (TE_p + TE_b)}{1000}}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)}$$

Custo ACR =

$$= ((350 \times 19,19 + 300 \times 58,51 + (180000 \times 115,3 + 15000 \times 115,3 + 180000 \times (298,38 + 0) + 15000 \times (467,46 + 0)) / 1000) / (1 - (0,01 + 0,04) \times (1 - 0,18)) = R\$ 137.963,16$$

Custo ACL = Fatura de CUSD + Fatura de ENERGIA

Fatura CUSD =

$$\frac{D_{fp} \times TUSD_{fp} + D_p \times TUSD_p + \frac{(E_{fp} \times TUSDe_{fp\_azul} + E_p \times TUSDe_{p\_azul}) + E_t \times (Enc_{covid} + Enc_{EscHid})}{1000}}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)} - (D_{fp} \times TUSD_{fp} + D_p \times TUSD_p) \times Desconto\%$$

Fatura CUSD =

$$((350 \times 19,19 + 300 \times 58,51 + (180000 \times 115,3 + 15000 \times 115,3 + 195000 \times (9,48 + 4,03)) / 1000) / (1 - (0,01 + 0,04) \times (1 - 0,18)) - (350 \times 19,19 + 300 \times 58,51) \times 0,5 = R\$ 51.263,77$$

$$Fatura ENERGIA = \frac{E_t \times P}{1 - ICMS}$$

$$Fatura de ENERGIA = [(195000 \times (179 + 1) / 1000) / (1 - 0,18)] = R\$ 42.804,88$$

$$Custo ACL = R\$ 51.263,77 + R\$ 42.804,88 = R\$ 94.068,65$$

$$\text{Preço global ACR} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \left( \frac{\text{Fatura}_{ACR}}{E_t} \right) \times 1000$$

$$\text{Preço global ACR} = (137.963,16/195000) \times 1000 = \text{R\$ } 707,50 / \text{MWh}$$

$$\text{Preço global ACL} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \left( \frac{\text{Fatura}_{ACL}}{E_t} \right) \times 1000$$

$$\text{Preço global ACL} = (94.068,65/195000) \times 1000 = \text{R\$ } 482,40 / \text{MWh}$$

$$\text{Economia (R\$)} = \text{Custo ACR} - \text{Custo ACL}$$

$$\text{Economia (R\$)} = 137.963,16 - 94.068,65 = \text{R\$ } 43.894,51$$

$$\text{Economia (R\$/MWh)} = \text{Preço global ACR} - \text{Preço global ACL}$$

$$\text{Economia (R\$/MWh)} = 707,50 - 482,40 = \text{R\$ } 225,10 / \text{MWh}$$

$$\text{Economia (\%)} = 1 - (\text{Custo ACL} / \text{Custo ACR})$$

$$\text{Economia (\%)} = 1 - (94.068,65 / 137.963,16) = 31,82\%$$

$$P_{eq} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{(\text{Fatura ARC} - \text{Fatura CUSD}) \times (1 - \text{ICMS})}{\frac{E_t}{1000}}$$

$$P_{eq} = ((137.963,16 - 51.263,77) * (1 - 0,18) * 1000) / (195000) = \text{R\$ } 364,58$$

$$P_{eq} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{(\text{Fatura ARC} - \text{Fatura CUSD}) \times (1 - \text{ICMS})}{\frac{E_t}{1000}}$$

$$\text{Benef\_TUSD} = [(350 * 19,19 + 300 * 58,51) * 0,5] / (195000 / 1000) = \text{R\$ } 62,23 / \text{MWh}$$

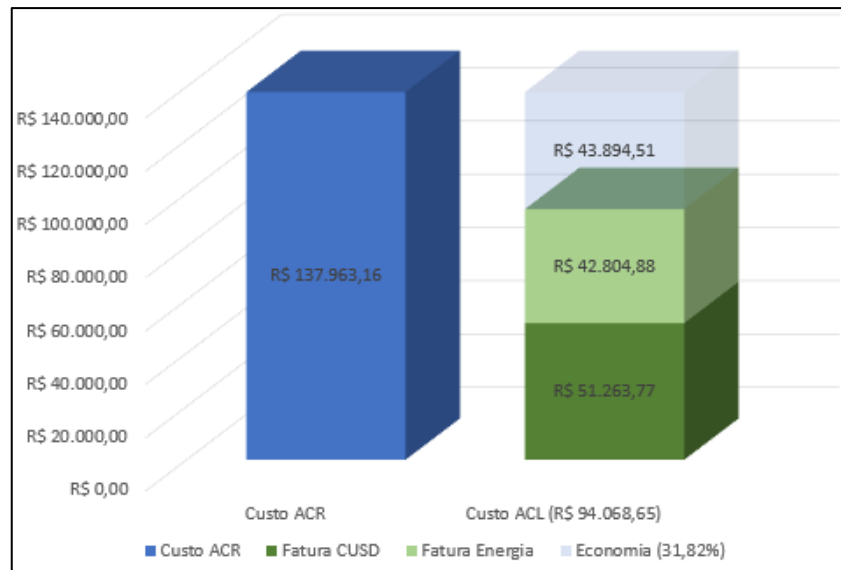
$$F_{Chp} = \frac{(\text{consumo HP}_{kWh})}{(\text{demanda HP}_{kW} \times 65h)}$$

$$F_{Chp} = (15000) / (300 \times 65) = 76,92\%$$

### 3.5.1.1 Resultado da análise do exemplo nº 1

Ao comprar energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (i5), considerando o perfil de consumo apresentado, ao preço de R\$ 180/MWh (preço da energia com certificado de energia renovável), o cliente teve uma economia mensal de 31,82%, o que representa R\$ 43.894,51 de redução de custos com a energia mensal em relação ao ACR, conforme Gráfico 10.

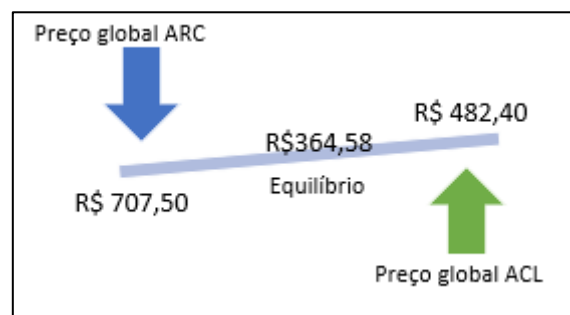
Gráfico 10 – Comparação e valor de economia entre os custos ACR e ACL, exemplo 1



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

No mês de referência da análise, seu custo global com energia no ACR seria de R\$ 707,50/MWh, e, no ACL, R\$ 482,40/MWh. Isso significa que, a cada MWh consumido, o cliente economizou R\$ 225,10. Conforme Figura 8, considerando o perfil de consumo informado, para preços de energia I5 no ACL menores que o ponto de equilíbrio, R\$ 364,58, o cliente garantirá um percentual de economia no ACL em relação ao ACR.

Figura 8 – Custo global e ponto de equilíbrio



Fonte: Elaborado pelo autor, 2023.

Hipóteses de *swap* de energia: a energia incentivada i5 está beneficiando o cliente em R\$ 62,23/MWh; por isso, comprar energia convencional só será vantajoso se o preço dela estiver abaixo do preço de compra de i5 menos esse benefício, ou seja, R\$ 117,77/MWh. Somente será vantajoso ao cliente comprar energia com 100% de desconto na TUSD se o preço dessa energia estiver abaixo do preço de compra de i5 mais o benefício, ou seja, R\$ 242,23/MWh. Sua modalidade tarifária azul está bem contratada, pois seu fator de carga no horário ponta é maior que 66%.

Caso haja despesas do comprador no ACL que ele não teria no ACR, por exemplo, pagamento de gestão de energia e custo com garantias financeiras, esses valores, com referência de custo mensal, deverão ser somados ao Custo ACL, reduzindo, assim, a economia indicada no estudo.

### 3.5.2 Exemplo 2: Cálculo do preço a ser pago considerando um percentual de desconto preestabelecido

Etapa 1: Dados de Entrada

Empresa: Fictícia 2 LTDA	CNPJ: 000.000.0002/00
Endereço: Rua B, nº 10, Cidade C, São Paulo.	Distribuidora: CPFL Paulista
Subgrupo: A3b	Modalidade: Verde
Demanda única: 250 kW	Consumo HFP: 50.000 kW
Consumo HP: 4.000 kWh	Tipo de energia: incentivada com 50% de desconto na TUSD
Tipo de análise: desconto especificado: 25%	Mês de referência: abril/2024.
Bandeira tarifária: amarela	PIS: 1,5%
COFINS: 3,5%	ICMS: 18%

Etapa 2:

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA: Nº 3.183, DE 4 DE ABRIL DE 2023

Tarifas vigentes para A3a Verde:

TUSDu = 16,66 R\$/kW	TUSDe_fp_verde = 110,49 R\$/MWh
TUSDe_p_verde = 1.273,65 R\$/MWh	TUSDe = 1.273,65 - 110,49 = 1.163,16 R\$/MWh
TEfp = 302,56 R\$/MWh	TEp = 484,11 R\$/MWh
Enc_covid = 8,66 R\$/MWh	Enc_EscHid = 3,61 R\$/MWh
TEb = R\$18,85 R\$/MWh	

Etapa 3: Resultados utilizando as fórmulas do método:

Energia Total: 54.000 kWh/mês

Montante: 54.000 kWh/ 1000/ 720h = 0,075 MWm

Custo ACR =

$$D_u \times TUSD_u + \frac{(E_{fp} \times TUSDe_{fp\_verde} + E_p \times TUSDe_{p\_verde}) + E_{fp} \times (TE_{fp} + TE_b) + E_p \times (TE_p + TE_b)}{1000} \\ (1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)$$

$$\text{Custo ACR} = ((250 \times 16,66 + (50000 \times 110,49 + 4000 \times 1273,65 + 50000 \times (302,56 + 18,85) + 4000 \times (484,11 + 18,85)) / 1000) / (1 - (0,015 + 0,035)) \times (1 - 0,18)) = \text{R\$ } 42.190,55$$

Custo ACL = Fatura de CUSD + Fatura de ENERGIA

Fatura CUSD =

$$\frac{D_{f_p} \times TUSD_{f_p} + D_p \times TUSD_p + \frac{(E_{f_p} \times TUSDe_{f_p} \text{ azul} + E_p \times TUSDe_p \text{ azul})}{1000} + Et \times (Enc_{c \text{ ovid}} + Enc_{E \text{ schid}})}{(1 - (Pis + Cofins)) \times (1 - ICMS)} - (D_{f_p} \times TUSD_{f_p} + D_p \times TUSD_p) \times Desconto\%$$

$$\text{Fatura CUSD} = ((250 \times 16,66 + (50000 \times 110,49 + 4000 \times 1273,65 + 54000 \times (8,66 + 3,61)) / 1000) / (1 - (0,015 + 0,035))) / (1 - 0,18) - ((250 \times 16,66 + 4000 / 1000 \times 1163,16) \times 0,5) = \text{R\$ } 15.420,04$$

$$\text{Economia (\%)} = 1 - (\text{Custo ACL} / \text{Custo ACR})$$

como o produto garante 25% de desconto, deve-se considerar:

$$25\% = 1 - (\text{Custo ACL} / 42.190,55)$$

$$\text{Custo ACL} = (1 - 0,25) \times 42.190,55 = \text{R\$ } 31.642,91$$

Custo ACL = Fatura CUSD + Fatura ENERGIA

Fatura ENERGIA = Custo ACL - Fatura CUSD

$$\text{Fatura ENERGIA} = 31.642,91 - 15.420,04 = \text{R\$ } 16.222,87$$

$$P = (\text{Fatura ENERGIA} \times (1 - ICMS) \times 1000) / (Et)$$

$$P = 16.222,87 \times (1 - 0,18) \times 1000 / (54000) = \text{R\$ } 246,35$$

$$\text{Preço global ACR} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \left( \frac{\text{Fatura}_{ACR}}{Et} \right) \times 1000$$

$$\text{Preço global ACR} = (42.190,55 / 54000) \times 1000 = \text{R\$ } 781,31 / \text{MWh}$$

$$\text{Preço global ACL} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \left( \frac{\text{Fatura}_{ACL}}{Et} \right) \times 1000$$

$$\text{Preço global ACL} = (31.642,91 / 54000) \times 1000 = \text{R\$ } 585,98 / \text{MWh}$$

Economia (R\$) = Custo ACR - Custo ACL

$$\text{Economia} = 42.190,55 - 31.642,91 = \text{R\$ } 10.547,64$$

Economia (R\$/MWh) = Preço global ACR - Preço global ACL

$$\text{Economia} = 781,31 - 585,98 = \text{R\$ } 195,33 / \text{MWh}$$

$$Peq \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{(\text{Fatura}_{ARC} - \text{Fatura}_{CUSD}) \times (1 - ICMS)}{\frac{Et}{1000}}$$

$$Peq = (42.190,55 - 15.420,04) \times (1 - 0,18) / (54000 / 1000) = \text{R\$ } 406,52$$

$$\text{Benef}_{TUSD} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \frac{[(Du \times TUSD_u + Ep \times TUSD_e) \times Desconto\%]}{\frac{Et}{1000}}$$

$$\text{Benef}_{TUSD} = (250 \times 16,66 + (4000 / 1000 \times 1163,16)) \times 0,5 / (54000 / 1000)$$

$$\text{Benef}_{TUSD} = \text{R\$ } 81,65 / \text{MWh}$$

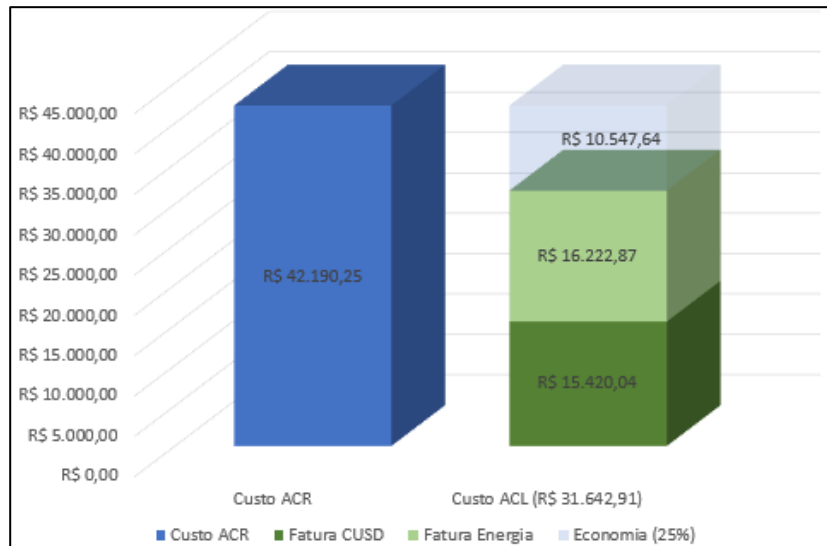
$$F_{Chp} = \frac{(\text{consumo}_{HP_{kWh}})}{(\text{demanda}_{HP_{kW}} \times 65h)}$$

$$F_{Chp} = 4000 / (250 \times 65) = 24,62\%$$

### 3.5.1.2 Resultado da análise do exemplo n° 2

Ao comprar energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (i5) considerando o perfil de consumo apresentado, com desconto de 20% em relação ao custo que o cliente teria no ACR, o cliente teve uma economia mensal R\$ 10.547,64, conforme Gráfico 11.

Gráfico 11 – Comparação e valor de economia entre os custos ACR e ACL, exemplo 2



Fonte: Elaborado pelo autor. 2023.

No mês de referência da análise, seu custo global com energia no ACR seria de R\$ 781,31 /MWh e, no ACL, R\$ 585,98/MWh. Isso significa que, a cada MWh consumido, o cliente economizou R\$ 195,33. Considerando o perfil de consumo informado, para preços de energia I5 no ACL menores que o ponto de equilíbrio, R\$ 408,52, o cliente garantirá um percentual de economia no ACL em relação ao ACR.

Hipóteses de *swap* de energia: a energia incentivada i5 está beneficiando o cliente em R\$ 81,65/MWh; por isso, comprar energia convencional só será vantajoso se o preço dela estiver abaixo do preço de compra de i5 menos esse benefício, ou seja, R\$ 98,35 /MWh. Somente será vantajoso ao cliente comprar energia com 100% de desconto na TUSD se o preço dessa energia estiver abaixo do preço de compra de i5 mais o benefício, ou seja, R\$ 261,65/MWh.

Sua modalidade tarifária verde está bem contratada, pois seu fator de carga no horário ponta é menor que 66%.

Caso haja despesas do comprador no ACL que ele não teria no ACR, por exemplo, pagamento de gestão de energia e custo com garantias financeiras e encargos da CCEE cobrados

por fora do preço, esses valores, com referência de custo mensal, deverão ser somados ao Custo ACL e reduzirão a economia indicada no estudo.

### ***3.5.3 Fatores que poderão alterar o estudo de viabilidade***

Os dados de entrada, principalmente relacionados ao consumo, normalmente são obtidos pela média dos últimos 12 meses, mas eles, juntamente com a demanda, podem ser projetados caso haja previsão de alteração do perfil de consumo. Ao migrar, o consumidor pode ter alguns custos, como garantias financeiras, repasse do encargo CCEE pelo comercializador varejista e pagamentos relacionados à remuneração de consultorias, que podem estabelecer contratos de gestão com pagamento mensal. Todos esses custos podem ser calculados como um gasto mensal somado ao Custo ACL ou transformados em R\$/MWh ao serem divididos pelo consumo total para compor o preço da energia.

Supondo que, no exemplo 1, o custo com um seguro-garantia seja de R\$ 5.000,00 ao ano, a gestão da energia seja de R\$ 2.000,00 por mês e os encargos não estejam incluídos no preço da energia com o respectivo repasse de R\$ 30/MWh. Podemos considerar que o valor mensal a ser acrescentado seria R\$5000 dividido por 12 meses, mais R\$ 2000 e mais R\$ 30/MWh multiplicado 195MWh, o que totalizaria R\$ 8.266,67. Isso representaria um acréscimo no preço de R\$ 42,39 (R\$ 8.266, 67/195MWh) e a redução do desconto de 31,82% para:

$$\text{Economia (\%)} = 1 - (\text{Custo ACL}/\text{Custo ACR})$$

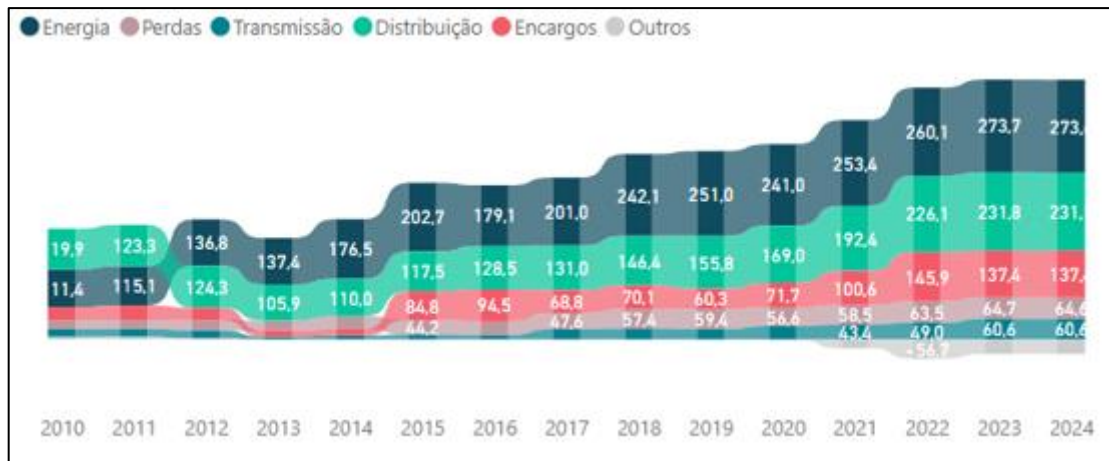
$$\text{Economia} = 1 - ((94.068,65+8.266,67)/137.963,16) = 25,82\%$$

Apesar de ser simples alterar toda a análise mensal para períodos anuais ao considerar os custos mensais multiplicados por doze, quando se projetam os custos para mais de um ano, a análise pode ficar comprometida por causa das tarifas da distribuidora, que possuem reajuste a cada 12 meses e revisão a cada 4 anos, e por causa da variação do índice (normalmente IPCA), que corrige o preço da energia no CCEAL.

Em 2010, a tarifa média de energia, conforme Gráfico 8, era de R\$ 328,38/MWh.

Em 2024, este valor corresponde a R\$ 725,00/MWh, o que representa uma variação de 5,4% a.a. A inflação, neste mesmo período, teve uma variação média de 5,5% a.a.

Gráfico 12 - Preço médio da energia no ACR, considerando sua composição



Fonte: ANEEL, 2024.

Em janeiro de 2024, a ANEEL informou que o reajuste médio para o ano de 2024 será de 5,6%, valor sem diferença significativa com a média dos últimos 15 anos. Considerando que os valores de correção futura não são conhecidos, que o histórico dos preços da energia comprada no mercado livre tende a ter uma correção pela inflação semelhante à correção das tarifas no ambiente regulado e que o objetivo de análise não é encontrar um valor exato para o futuro, e sim uma estimativa, as eventuais diferenças não invalidam o estudo e as projeções futuras de preços e tarifas podem ser desconsideradas.

Se o período de análise histórica se estender de 15 para 20 anos, o Tribunal de Contas da União (2023) constatou que o valor médio da tarifa de energia elétrica no Brasil subiu 351,1%, enquanto a inflação, medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), subiu 230,3% no mesmo período. Esse valor histórico representa um reajuste tarifário em média de 6,48% a.a. e uma inflação de 4,26% a.a. Nesta segunda hipótese, onde a média do reajuste no ambiente regulado é maior que a inflação, o valor da economia calculada nos anos futuros tenderia a ser ligeiramente maior, o que torna o cenário de migração mais otimista. Mesmo assim, isso não elimina o risco da inflação verificada em um determinado ano ser maior que o índice de reajuste tarifário.

Se mesmo assim, houver interesse em considerar as projeções de correção das tarifas, juntamente com as projeções do índice de correção do preço, basta ajustar as tarifas TUSD e TE pela projeção anual do reajuste ou revisão tarifária e considerar o preço da energia reajustado pela projeção anual do índice contratado. Neste caso, considerando que o Custo ACR seja chamado de “C” e que o índice de projeção dos reajustes tarifários no ACR, com possibilidade de variação a cada ano, seja chamado de “I”, quando houver contratação para períodos superiores a um ano, pode-se considerar:

$$\text{Custo ACR} = C + C \left( \sum_{k=2}^{n+1} (1+i)^{k-1} \right) \quad (19)$$

Onde:

(C): Valor Inicial que representa o Custo ACR no ano 1.

(1 + i): Correção de Juros Compostos - representa o fator de correção de juros compostos ou a taxa de correção das tarifas onde *i* é a taxa de correção anual expressa como uma porcentagem.

$\left( \sum_{k=2}^{n+1} (1+i)^{k-1} \right)$ : Somatório dos Valores Corrigidos cada ano, começando do segundo ano até o último ano especificado (*n*). A expressão (*k*) representa o número do ano (começando do 2º ano, por isso o limite inferior é 2, e (*n* + 1) é o último ano a ser considerado. A cada ano, o valor é corrigido pela taxa de juros compostos.

Custo ACR: O valor inicial (C) é somado ao resultado do somatório dos valores corrigidos, dando o valor final do investimento após os anos especificados. Portanto, a fórmula representa o cálculo do valor final após um determinado número de anos, levando em conta uma taxa de projeção de correção da tarifa.

De posse desse valor final do Custo ACR, que representa o valor futuro, para se comparar com o Custo ACL, deve-se aplicar uma taxa de desconto a ser escolhida e trazer o resultado para o valor presente:

$$\text{Custo ACR}_{PV} = \frac{\text{Custo ACR}_{FV}}{(1+r)^n} \quad (20)$$

Onde:

Custo ACR\_PV = Valor Presente

Custo ACR\_FV = Valor Futuro

r = Taxa de Desconto (expressa como uma fração decimal)

n = Número de períodos

O Custo ACL, em cada ano, é calculado com preços anuais de energia no valor presente, o que tira a necessidade de se calcular o valor futuro desse custo. Portanto, o somatório dos Custos ACL em cada ano pode ser comparado com o somatório do Custo ACR\_PV, e a análise proposta na Seção 3.4 pode ser feita.

De acordo com TR Soluções, a projeção tarifária depende de mais de 140 parâmetros que podem variar ao longo do tempo e não possuem uma correlação linear, o que torna a projeção dinâmica (2024). Além da diversidade de parâmetros, há o risco de alterações regulatórias, que incluem mudanças na estrutura tarifária, principalmente nos encargos sociais, e as incertezas de mercado, como a variação de commodities, taxas de câmbio, inflação e condições climáticas.

Apesar da previsibilidade de preços futuros no ambiente livre ser maior por causa da publicidade mensal da inflação, as incertezas de índices futuros exatos, mesmo que eles não

estejam nos cálculos, deverão ser consideradas como um risco inerente ao ambiente de contratação que possui índice de correção distinto na parcela de energia. Caso o comprador seja totalmente averso a esse risco, recomenda-se que ele compre o produto de desconto garantido, como demonstrado no exemplo 2.

### **3.6 Considerações finais**

O mercado de energia brasileiro tem sido aperfeiçoado continuamente através de diversas mudanças na legislação nos últimos 30 anos e, após a publicação da Portaria nº 50/2022, do MME, um importante marco legal permitiu, desde janeiro de 2024, quaisquer unidades consumidoras do grupo A optarem em comprar energia no ambiente de contratação livre, independentemente do valor de sua demanda contratada. Quando essa unidade consumidora não tem demanda igual ou maior que 500 kW ou não pode estabelecer uma comunhão de fato ou de direito com outras unidades para alcançar esse valor, ficou estabelecido que essa unidade deverá ser representada por agente varejista perante a CCEE.

O comercializador varejista tem por objetivo simplificar o processo de gestão, contabilização e procedimentos de comercialização da CCEE, mas, por ser uma modalidade de contratação pouco conhecida, o desconhecimento da legislação e a assimetria de informações podem gerar contratações inadequadas ou enganosas para os consumidores. De posse do embasamento legal do mercado livre e do comercializador varejista, é possível estabelecer os principais fatores que devem ser considerados para se realizar um estudo de viabilidade, cujo objetivo principal é sinalizar a economia estimada que o consumidor terá ao alterar sua contratação de energia no ambiente regulado para o livre. Ao conhecer esses fatores, é possível conhecer os riscos e entender como funciona o processo de cálculo e faturamento, dando maior segurança ao processo decisório e de escolha dos produtos ofertados por diversos comercializadores.

A explicação do método de cálculo auxilia não apenas os compradores, mas também vendedores, que precisam demonstrar a seus clientes os benefícios que seu produto tem a oferecer, e os gestores, que desejam monitorar e apresentar o resultado de suas decisões.

Matematicamente, o cálculo não é complexo, desde que o conhecimento das regras esteja claro e sistematizado. A migração não pode ser interpretada como uma simples portabilidade na qual se compara apenas o novo preço de energia a ser pago ao comercializador, porque o vínculo com a distribuidora que fornece a energia continuará e a prestação deste serviço também será cobrada. Se o tipo da energia escolhida for incentivado, além do benefício

ambiental que essa energia traz por ser oriunda de empreendimentos de fonte eólica, solar, biomassa, PCH ou cogeração qualificada, haverá também um benefício chamado de desconto na TUSD de, no mínimo, 50%. Ou seja, a energia registrada pelo comercializador em nome de seu representado, se incentivada, impactará o valor a ser cobrado na fatura da distribuidora. No método proposto, a relação desse benefício auxilia a identificar o melhor tipo de energia a ser comprado.

O resultado do estudo depende de vários dados individuais da unidade consumidora e das tarifas de aplicação de acordo com o subgrupo, modalidade e distribuidora, o que torna o estudo personalizado, mas é possível ter um sistema com todas essas regras e fórmulas propostas, com um banco de dados com todas as tarifas, automatizando o cálculo e aumentando a agilidade do estudo.

A estimativa de economia, apesar de não ser exata e considerar premissas que podem ser alteradas e possuírem riscos, é um importante balizador no processo decisório de compra de energia, principalmente nesses primeiros anos, em que o mercado varejista ainda não está consolidado e não possui produtos padronizados entre os concorrentes.

A evolução recente do setor elétrico, especialmente em meio à crescente volatilidade dos preços, aumenta os desafios enfrentados na gestão de riscos. Torna-se crucial a habilidade de prever os custos futuros, ressaltando a importância de ferramentas analíticas avançadas para embasar decisões estratégicas. A iminência de mudanças regulatórias, expressa em novas medidas provisórias e projetos de lei direcionados ao setor elétrico, intensifica ainda mais a necessidade de se compreender profundamente as tarifas e regulamentações atuais. Estas mudanças têm o poder de transformar o cenário do setor elétrico a qualquer momento, exigindo que as empresas se adaptem rapidamente diante do novo ambiente de mercado.

## 4 PRODUTO TÉCNICO-TECNOLÓGICO

O Produto Técnico-Tecnológico (PTT) desenvolvido foi um *Software*, como uma aplicação *web*, denominado “Calculadora”, para realizar o estudo de viabilidade para migração ao mercado livre de energia, via comercializador varejista, de unidades consumidoras do Grupo A.

Tradicionalmente, o estudo, cuja base principal se dá por regras de cálculos, é feito por especialistas na área de comercialização de energia, sem um padrão de cálculo, em planilhas de Excel que precisam de configurações personalizadas, sem acesso ao público em geral. Essas planilhas precisam constantemente serem atualizadas com os dados de mais de 100 resoluções homologatórias das distribuidoras de energia, com tabulações de milhares de tarifas que possuem datas de reajustes anuais diferentes. Muitas propostas de vendedores de energia sequer demonstram a projeção de economia, tornando o mercado mais complexo e com a necessidade de se pagar consultores para fazer a análise caso o comprador queira maior segurança ao comprar o produto. A assimetria de informações pode gerar erros e enganos no processo de contratação, e a calculadora possibilita publicidade, transparência, simplificação, acessibilidade, precisão e captura de potenciais clientes.

Com o intuito de automatizar o cálculo, reduzir a possibilidade de erros, aumentar a escalabilidade, manter todas as tarifas atualizadas, digitalizar processos, democratizar e facilitar o acesso à informação através da web, as fórmulas descritas no Capítulo 3 deste trabalho foram configuradas em uma calculadora, por meio de linguagem de programação amplamente usada em aplicações da Web, chamada *Python*, que facilita o desenvolvimento de software e ciência de dados. A escolha dessa linguagem considerou sua eficiência, facilidade e por poder ser executada em muitas plataformas diferentes.

A calculadora pode ser considerada como PTT, segundo a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), devido à sua natureza de combinar tecnologia e funcionalidade para atender às necessidades dos usuários, contribuindo para o avanço da ciência e da educação. Nesse contexto, a calculadora foi desenvolvida com base em conhecimentos regulatórios, técnicos e tecnológicos, envolvendo programação, algoritmos matemáticos, interfaces de usuário e emissão de resultados. Ela foi projetada para oferecer recursos avançados de cálculo, através de uma estrutura metodológica previamente definida, facilitando a execução de estudos personalizados e complexos, com precisão e eficiência.

#### **4.1 Critérios para o Produto Técnico-Tecnológico (PTT)**

Conforme a Capes (2019), são cinco critérios para a avaliação de um PTT: aderência (obrigatório), impacto, aplicabilidade, inovação e complexidade. É fundamental a harmonia entre a linha de pesquisa e o projeto para se obter um produto técnico-tecnológico qualificado e aderente ao Programa de Mestrado, cujo projeto estruturante é Educação e Sustentabilidade.

A aderência de um PTT está relacionada com a afinidade do produto à área de concentração do MPSTA e à linha de pesquisa desenvolvida no MPSTA. A linha de pesquisa nº 2 do MPSTA é Tecnologias Ambientais e, dentre os estudos e pesquisas propostos, incluem-se aqueles voltados à análise de alternativas energéticas renováveis e adequadas ao contexto socioambiental. O acesso à energia 100% limpa e renovável em uma matriz predominantemente hidrotérmica se dá pela autoprodução de energia ou através da compra de energia no Ambiente de Contratação Livre. Essa energia pode ser certificada, conforme explicado no Capítulo 2, e gerar economia. Quanto ao projeto estruturante, o PTT está aderente ao item 2, Educação e Sustentabilidade, que prevê o desenvolvimento de metodologias e materiais didáticos voltados para educação da população sobre as diversas temáticas abarcadas na perspectiva do desenvolvimento sustentável, com foco nos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS). No caso específico deste PTT, a ODS relacionada é a nº 07: Energia limpa e acessível.

O impacto causado pelo PTT pode ser mensurado pela conscientização sobre a economia que a energia incentivada pode trazer ao possuir o benefício de desconto na tarifa de uso do sistema por ser oriunda de fonte solar, eólica, PCH, biomassa ou geração qualificada. O sistema possibilita empresas e pessoas a identificarem maneiras de reduzir custos com energia e, ao comprar energia de empreendimentos de energia renovável certificada, fomentar o crescimento dessa oferta ao mercado de energia. A compra de energia certificada possibilita empresas a cumprir metas de sustentabilidade estabelecidas por governos, organizações e iniciativas globais.

A aplicabilidade do PTT se dá a vendedores, consultores, estudantes e a milhares de consumidores que, a partir de 2024, podem migrar para o mercado livre com a condição de serem representados por uma gente varejista quando não atingido o critério de demanda mínima contratada de 500 kW. Além disso, é um sistema que poderá ser ajustado para novas versões quando o mercado livre for aberto para todas as unidades consumidoras do grupo B, sendo que a previsão é que isso ocorra nos próximos anos.

Essa aplicação *web*, além da funcionalidade de um método de cálculo, permite um constante aprimoramento, com atualizações e novas versões a serem lançadas para incorporar novas funcionalidades, melhorar o desempenho e atender às demandas do mercado e dos usuários. Como a regra de abertura de mercado via comercializador varejista é recente, sem sistema de cálculo aberto ao público, e o comercializador varejista, por sua característica intrínseca, não tem um padrão único de produto, a calculadora pode ser considerada como inovadora por automatizar, sistematizar e padronizar o cálculo de quaisquer distribuidoras e clientes do grupo A que forneçam os dados de entrada solicitados. Além de projeção de economia, caso os dados sejam de um mês de faturamento já realizado, o sistema também funciona como um validador de cálculo.

A calculadora, desenvolvida na linguagem Python, possibilita atualização com periodicidade programável para obtenção de todas as tarifas publicadas pela ANEEL <sup>1</sup>. Está disponível no endereço [www.calculadoramercadolivre.com.br](http://www.calculadoramercadolivre.com.br) e está hospedada na web por meio do PythonAnywhere <sup>2</sup>, que utiliza o framework web Flask <sup>3</sup>. Considerando as diferentes áreas de conhecimento, como mercado de energia, tributação de energia, regras de comercialização, regras de faturamento, arcabouço regulatório, sistema de dados, linguagem de programação, atributos ambientais de energia renovável e o alinhamento dos temas para alcançar o objetivo deste trabalho, o PTT possui média complexidade.

Respalhada nesses cinco critérios, está a documentação, juntamente com a programação utilizada para desenvolver a ferramenta, no Apêndice deste trabalho.

---

<sup>1</sup><https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/5a583f3e-1646-4f67-bf0f-69db4203e89e/resource/fcf2906c-7c32-4b9b-a637-054e7a5234f4/download/tarifas-homologadas-distribuidoras-energia-eletrica.csv>

<sup>2</sup> <https://pythonanywhere.com>

<sup>3</sup> <https://flask.palletsprojects.com/en/2.0.x/changes/>

## 5 CONCLUSÃO

O principal objetivo do mercado livre de energia é possibilitar a economia nos custos com a energia através da livre concorrência, que tende a oferecer energia com preços menores que as tarifas de energia no ambiente de contratação regulado.

Além do benefício econômico, o ambiente de contratação livre permite o consumidor comprar energia de empreendimentos de fontes renováveis, normalmente de baixo impacto ambiental, que recebem incentivos governamentais ou tarifas diferenciadas para sua produção e utilização. Esses incentivos visam promover a diversificação da matriz energética, estimular a inovação tecnológica, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e estimular o desenvolvimento sustentável. Caso essa energia possua um certificado de energia renovável, é possível também declarar no inventário de gases de efeito estufa que o fator de emissão de CO<sub>2</sub> é igual a zero, referente ao consumo de energia declarado no certificado, o que tem se tornado uma prática comum no Brasil, conforme apresentado no Capítulo 2.

Mesmo que as energias incentivadas de origem eólica, solar, biomassa, pequena central hidrelétrica e cogeração qualificada tenham um custo maior que o das de fontes tracionais, normalmente de grandes hidrelétricas, chamadas de energia convencional, existe um benefício que permite à unidade consumidora que adquire essa energia um desconto de 50, 80 ou 100% na tarifa de uso do sistema de distribuição, exclusivamente no ambiente de contratação livre, que torna esse tipo de energia ainda mais atrativa e competitiva.

Apesar do mercado livre de energia representar 36,8% do consumo de energia no Sistema Interligado Nacional no ano de 2023, os requisitos técnicos para se tornar apto a adquirir energia nesse ambiente de contratação se restringiu a apenas 38.274 unidades consumidoras. Com o intuito de possibilitar maior abertura de mercado, o governo brasileiro, através do Ministério de Minas e Energia, publicou a Portaria nº 50, de 2022, que garantiu o direito a todos os consumidores de alta tensão (grupo A) poderem migrar para o ambiente de livre contratação desde janeiro de 2024, contanto que as unidades consumidoras que não atingirem o critério de demanda mínima de 500 kW, individualmente ou por comunhão, sejam representadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica por uma agente varejista.

Portanto, todas as unidades consumidoras do Grupo A podem estabelecer uma prática sustentável ao comprar energia renovável no mercado livre que possibilite benefícios econômicos, ambientais e sociais, alinhados ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável nº 7 da ONU: Energia limpa e acessível.

O comercializador varejista passou, então, a ser um importante tema a ser estudado e, além da fundamentação regulatória, se fez necessário explicar como pode ser estabelecido um método de análise e cálculo para realizado um estudo de viabilidade que sinalize a economia que as unidades consumidoras poderão ter ao migrar para o mercado livre através dessa modalidade.

Os contratos de compra de energia no ambiente livre são bilaterais, customizados e com regras que podem gerar riscos e receios ao comprador. Ao explicar os principais fatores e dados a serem considerados, facilitando o entendimento das partes interessadas, foi possível estabelecer um método de cálculo que estimasse a economia esperada e que pudesse comparar os custos de energia no ambiente regulado com o ambiente livre, subsidiando o comprador em seu processo decisório, inclusive sobre qual tipo energia será melhor comprar.

O método explicado no Capítulo 3 possibilitou o desenvolvimento do produto técnico-tecnológico, denominado calculadora, que automatizou o cálculo e permitiu maior publicidade, acessibilidade, segurança e escalabilidade.

Devido à aplicação web, é possível fazer aperfeiçoamentos e novas versões que permitam interações do usuário com propostas de venda, publicidade, abas que possam ter explicação de temas relacionados ao mercado livre, acompanhamento de preços e projeções e, inclusive, comparações de produtos e ofertas.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relatório Técnico**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2011464.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa ANEEL nº 2.059. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 12 mar. 2024.

ALMEIDA, Andréia. **Abordagem sobre o comercializador varejista no mercado brasileiro de energia elétrica**. Trabalho de Conclusão de Curso, Instituto Federal de Santa Catarina, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ifsc.edu.br/handle/123456789/412>. Acesso em: 16 mar. 2024.

ANEEL. **Consulta Pública discutirá a comercialização varejista sob a ótica de abertura do mercado livre**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/consulta-publica-discutira-a-comercializacao-varejista-sob-a-otica-de-abertura-do-mercado-livre>. Acesso em: 15 mar. 2024.

ANEEL. **Consultas Públicas**. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideDocumento=52609&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=52609&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp). Acesso em: 12 fev. 2024.

ANEEL. **Relatório de Perdas de Energia**. Disponível em: [https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioeindicadores/tarifaeconomico/relatorio\\_perdas\\_energia.pdf](https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioeindicadores/tarifaeconomico/relatorio_perdas_energia.pdf).

ANEEL. **Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000**. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (Regras do MAE) e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2000290.pdf>.

ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL nº 579, de 23 de julho de 2013**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013570.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 247, de 26 de dezembro de 2006**. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, no âmbito do Sistema Interligado Nacional - SIN. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2024.

BIRD, Lori A.; HOLT, Edward; CARROLL, Ghita Levenstein. Implications of carbon cap-and-trade for US voluntary renewable energy markets. **Energy Policy**, [S.L.], v. 36, n. 6, p.

2063-2073, jun. 2008. Elsevier BV. Disponível em:  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.02.009>. Acesso em: 19 jul. 2023.

BISTLINE, John; SANTEN, Nidhi; YOUNG, David. The economic geography of variable renewable energy and impacts of trade formulations for renewable mandates. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 106, p. 79-96, maio 2019. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.026>. Acesso em: 19 jul. 2022.

BLINDHEIM, Bernt. A missing link? The case of Norway and Sweden: does increased renewable energy production impact domestic greenhouse gas emissions? **Energy Policy**, [S.L.], v. 77, p. 207215, fev. 2015. Elsevier BV. Disponível em:  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.10.019>. Acesso em: 10 jul. 2022.

BRASIL. Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica. MME (org.). **Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 09 jul. 2022.

BRASIL. **Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 29 abr. 2002.

BRASIL. **Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003**. Dispõe sobre a criação do Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, altera as Leis nº 8.631, de 4 de março de 1993, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 12 nov. 2003.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, autoriza a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 mar. 2004.

BRASIL. **Lei nº 14.120, de 17 de março de 2021**. Altera a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016; e revoga dispositivos da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 mar. 2021. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm). Acesso em: 05 mar. 2024.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 jul. 1995.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998**. Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, a Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 maio 1998.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria Normativa nº 50/GM/MME**. Disponível em: <[www.gov.br](http://www.gov.br)>. Acesso em: 10 mar. de 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. (2022). **Cálculo do Desconto Aplicado à TUSDTUST\_2022.5.0** (abr-22). Recuperado de <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 18 mar. 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Dados Proinfa [Online]**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/dados-e-analises/dados-proinfa>>. Acesso em: 17 mar. 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Documento CCEE\_1141901**. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE\\_1141901](https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/CCEE_1141901). Acesso em: 10 mar. 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Nossos Associados**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/nossos-associados>. Acesso em: 16 mar. de 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Painel de Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>. Acesso em: 16 mar. 2024.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Perda\_RB\_MES - Dados CCEE**. Disponível em: [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda\\_rb\\_mes](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/perda_rb_mes). Acesso em: 17 mar. 2024.

CARTON, Wim. Money for nothin' and coal for free: technology neutrality' and biomass development under the flemish tradable green certificate scheme. **Geoforum**, [S.L.], v. 70, p. 69-78, mar. 2016. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.geoforum.2016.02.010>. Acesso em: 20 jul. 2022.

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modelo Dessem**. Programação diária da operação e formação de preço horário de sistemas hidrotérmicos com representação detalhada das unidades geradoras, fontes intermitentes, consideração da rede elétrica e restrições de segurança. v. 19.0.24.3. Rio de Janeiro: Cepel, 2020.

CHUANG, Jules et al. Consolidated Climate Markets Mechanism Analysis—Case Studies of China, Japan, and Taiwan. **Sustainability**, [S.L.], v. 11, n. 22, 6478, 18 nov. 2019. MDPI AG.

CLARKE. **Encargos setoriais: conheça o histórico e projeções futuras**. Disponível em: <https://clarke.com.br/encargos-setoriais-conheca-o-historico-de-ess-e-eer-e-projecoes-futuras/>. Acesso em: 10 mar. 2024.

DONG, Fugui *et al.* Study on China's Renewable Energy Policy Reform and Improved Design of Renewable Portfolio Standard. **Energies**, [S.L.], v. 12, n. 11, 2147, 4 jun. 2019.

MDPI AG. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.3390/en12112147>. Acesso em: 20 jul. 2022.

ELSEVIERLAS. **Scopus Guia de Referência Rápida**. Disponível em: [https://www.periodicos.capes.gov.br/images/documents/Scopus\\_Guia%20de%20refer%C3%Aancia%20r%C3%A1pida\\_10.08.2016.pdf](https://www.periodicos.capes.gov.br/images/documents/Scopus_Guia%20de%20refer%C3%Aancia%20r%C3%A1pida_10.08.2016.pdf). Acesso em: 15 nov. 2023.

EPOWERBAY. **Entenda tudo sobre o mercado livre de energia**. Disponível em: <https://www.epowerbay.com/single-post/entenda-tudo-sobre-o-mercado-livre-de-energia>. Acesso em: 16 mar. 2024.

GODOY, Sara Gurfinkel Marques de; PAMPLONA, João Batista. O PROTOCOLO DE KYOTO E OS PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO. **Pesquisa & Debate**, São Paulo, v. 18, n. 2, p. 329-353, 27 ago. 2007. Semestral. Disponível em: <https://revistas.pucsp.br/index.php/rpe/article/view/11774/8496>. Acesso em: 21 jul. 2022. <http://dx.doi.org/10.3390/su11226478>. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su11226478>. Acesso em: 21 jul. 2022.

INSTITUTO TOTUM (Brasil) (org.). **I-REC**. 2021. Disponível em: <https://www.institutototum.com.br/index.php/servicos/273-i-rec?jjj=1659554972520>. Acesso em: 09 jul. 2022.

LI, Ting-Ting *et al.* ESG: Progresso da Pesquisa e Perspectivas Futuras. **Sustainability**, [s. l.], v. 13, n. 21, p. 1-28, 21 out. 2021. 11663. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su132111663>. Acesso em: 10 jul. 2022.

Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 465, de 2019**. Disponível em: <http://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 14 mar. 2024.

Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 514, de 2018**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/view>. Acesso em: 14 mar. 2024.

MYSIAK, Jaroslav *et al.* Green Energy Certificates and Compliance Market. **Use Of Economic Instruments In Water Policy**, [S.L.], v. 14, n. [], p. 171-184, jan. 2015. Springer International Publishing. Disponível em: [http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-18287-2\\_12](http://dx.doi.org/10.1007/978-3-319-18287-2_12). Acesso em: 25 jul. 2022.

REC BRAZIL. Instituto Totum. **BENCHMARKING I-REC E REC BRAZIL**. 2021. Disponível em: [https://www.recbrazil.com.br/images/abeolica/documentos/Benchmarking\\_2021.pdf](https://www.recbrazil.com.br/images/abeolica/documentos/Benchmarking_2021.pdf). Acesso em: 15 jul. 2022.

REDECKER, Ana Cláudia; TRINDADE, Luiza de Medeiros. Práticas de ESG em Sociedades Anônimas de capital aberto: Um diálogo entre a função social instituída pela lei nº 6.404/76 e a geração de valor. **Revista Jurídica Luso-Brasileira**, Lisboa, v. 2, n. 7, p. 59-126, abr. 2021. Bimestral. Disponível em: [https://www.cidp.pt/revistas/rjlb/2021/2/2021\\_02\\_0059\\_0125.pdf](https://www.cidp.pt/revistas/rjlb/2021/2/2021_02_0059_0125.pdf). Acesso em: 19 jul. 2022.

SAYAGO, Jhon Alexander Méndez; RODRIGUEZ, Carol Andrea Perugache. Causalidad y sensibilidad entre precios de los derechos de emisión europeos y los certificados de reducción de emisiones de mecanismos de desarrollo limpio en el mercado europeo de transacción de emisiones. **Estudios Gerenciales**, [S.L.], v. 28, n. 124, p. 141-167, jul. 2012. Universidad Icesi. [http://dx.doi.org/10.1016/s0123-5923\(12\)70220-6](http://dx.doi.org/10.1016/s0123-5923(12)70220-6). Disponível em: [http://dx.doi.org/10.1016/s01235923\(12\)70220-6](http://dx.doi.org/10.1016/s01235923(12)70220-6). Acesso em: 10 jul. 2022.

SCHUSSER, Sandra; JARAITÈ, Jūratė. Explaining the interplay of three markets: green certificates, carbon emissions and electricity. **Energy Economics**, [S.L.], v. 71, p. 1-13, mar. 2018. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2018.01.012>. Acesso em: 20 jul. 2022

TAO, Yuechuan et al. Renewable energy certificates and electricity trading models: bi-level game approach. **International Journal Of Electrical Power & Energy Systems**, [S.L.], v. 130, 106940, p. 1-13, set. 2021. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106940>. Acesso em: 23 jul. 2022.

THUNDERS. **Ranking Varejistas Thunders - dados referente a dezembro/23 - Blog Thunders**. Disponível em: <https://blog.thunders.com.br/ranking-varejistas-thunders/>. Acesso em: 18 mar. 2024.

VALOR. **Migração para mercado livre no 1º bimestre corresponde à metade do verificado em 2023, diz CCEE**. Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/noticia/2024/03/07/migracao-para-mercado-livre-no-1o-bimestre-corresponde-a-metade-do-verificado-em-2023-diz-ccce.ghtml>. Acesso em: 15 mar. 2024.

WANG, Ge et al. Coordination of tradable carbon emission permits market and renewable electricity certificates market in China. **Energy Economics**, [S.L.], v. 93, 105038, p. 1-12, jan. 2021. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2020.105038>. Acesso em: 22 jul. 2022.

WISER, Ryan et al. The Experience with Renewable Portfolio Standards in the United States. **The Electricity Journal**, [S.L.], v. 20, n. 4, p. 8-20, maio 2007. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2007.03.009>. Acesso em: 20 jul. 2022.

YING, Zhou et al. Can the Renewable Portfolio Standards improve social welfare in China's electricity market?. **Energy Policy**, [S.L.], v. 152, 112242, maio 2021. Elsevier BV. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112242>. Acesso em: 19 jul. 2022.

ZHANG, Yidi et al. Impacts of renewable portfolio standard on carbon emission peaking and tradable green certificate market: a system dynamics analysis method. **Frontiers In Energy Research**, [S.L.], v. 10, p. 1-13, 22 jul. 2022. Frontiers Media SA. <http://dx.doi.org/10.3389/fenrg.2022.963177>. Disponível em: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.963177/full>. Acesso em: 20 jul. 2022.

**APÊNDICE – Programação da calculadora**

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS  
GERAIS - *CAMPUS BAMBUI*  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SUSTENTABILIDADE E TECNOLOGIA  
AMBIENTAL

Thiago Filipe De Matos

**PRODUTO TÉCNICO – TECNOLÓGICO**  
***SOFTWARE, COMO UMA APLICAÇÃO WEB, DENOMINADO “CALCULADORA”***

Bambuí – MG

2024

**PRODUTO TÉCNICO – TECNOLÓGICO**  
***SOFTWARE, COMO UMA APLICAÇÃO WEB, DENOMINADO “CALCULADORA”***

Produto Técnico-Tecnológico apresentado junto ao Trabalho Final de Curso (TFC) do Programa de Mestrado em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus Bambuí* como requisito para o título de Mestre em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental.

Orientador: Dr. Ricardo Carrasco Carpio

Linha de pesquisa: Tecnologias Ambientais  
Projeto Estruturante: Educação e Sustentabilidade  
III – Sistemas Energéticos

## **FICHA TÉCNICA PARA A PRODUÇÃO TÉCNICA E TECNOLÓGICA**

2024. MESTRADO PROFISSIONAL EM SUSTENTABILIDADE E TECNOLOGIA AMBIENTAL (MPSTA) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais (IFMG).

Não há direitos reservados. A reprodução está autorizada, no todo ou em parte, desde que a obra original seja devidamente referenciada.

### **INFORMAÇÕES E CONTATOS**

IFMG/BAMBUÍ – Fazenda Varginha – Rodovia Bambuí/Medeiros – Km 05

Caixa Postal 05 – Bambuí – MG - 38900-000 - <[www.bambui.ifmg.edu.br](http://www.bambui.ifmg.edu.br)>

**REITOR DO IFMG** - Rafael Bastos Teixeira

**PRÓ-REITOR DE PESQUISA, INOVAÇÃO E PÓS-GRADUAÇÃO** - Gislayne Elisana Gonçalves

**DIRETOR GERAL DO IFMG – BAMBUÍ** - Humberto Garcia de Carvalho

**COORDENADORA DO MPSTA – BAMBUÍ** - Ana Cardoso C. Filha Ferreira de Paula

### **AUTORES**

Thiago Filipe de Matos (aluno)

Ricardo Carrasco Carpio (orientador)

#### Catálogo na Fonte Biblioteca IFMG - Campus Bambuí

M433p Matos, Thiago Filipe De.  
Produto técnico – tecnológico: software, como uma aplicação web, denominado “calculadora”. / Thiago Filipe De Matos, Ricardo Carrasco Carpio. – Bambuí, 2024.  
22 p. : il. ; color.

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – Campus Bambuí, MG, Curso Mestrado Profissional em Sustentabilidade e Tecnologia Ambiental, 2024.

1. Software. 2. Calculadora. 2. Produção técnica e tecnológica. I. Carpio, Ricardo Carrasco. II. Título.

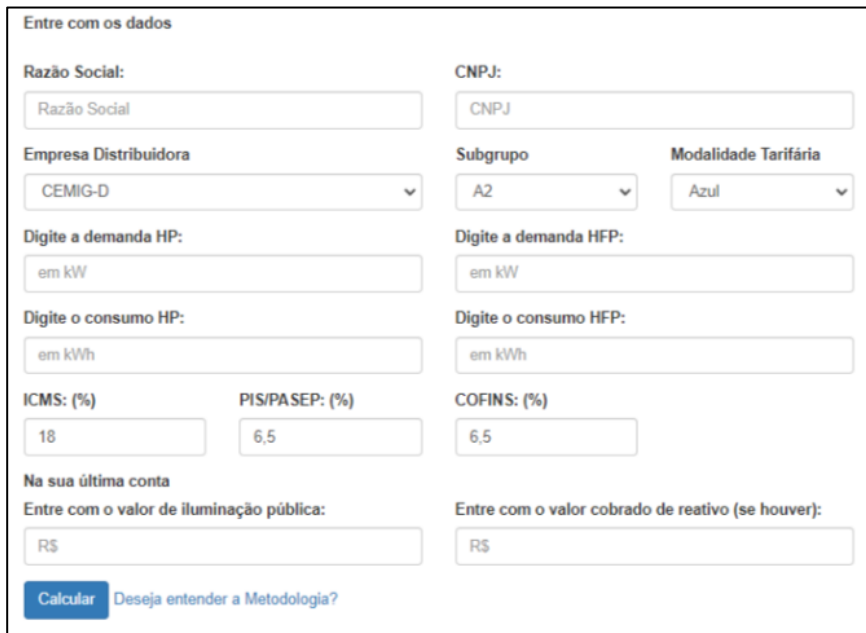
CDD 005.3

## PRODUTO TÉCNICO-TECNOLÓGICO

Essa Produção Técnica e Tecnológica é fruto da Dissertação de Mestrado do aluno Thiago Filipe De Matos, sob a orientação do prof. Dr. Ricardo Carrasco Carpio, intitulada “A ABERTURA DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA VIA COMERCIALIZADOR VAREJISTA SOB A ÓTICA DA SUSTENTABILIDADE: certificado de energia renovável, economia e calculadora de viabilidade”. O Produto Técnico-Tecnológico (PTT) desenvolvido foi um *Software*, como uma aplicação *web*, denominado “Calculadora”, para realizar o estudo de viabilidade para migração ao mercado livre de energia, via comercializador varejista, de unidades consumidoras do Grupo A.

A calculadora, desenvolvida na linguagem Python, possibilita atualização com periodicidade programável para obtenção de todas as tarifas publicadas pela ANEEL (2024). Está disponível no endereço [www.calculadoramercadolivre.com.br](http://www.calculadoramercadolivre.com.br) e está hospedada na web por meio do PythonAnywhere (2024), que utiliza o framework web Flask (2024). A versão 1, representada pela Figura 1, solicita ao usuário os valores dos dados de entrada. Este formulário está sujeito a adaptações de acordo com novas versões que possam ser lançadas.

Figura 9- Tela de entrada de dados, versão 1



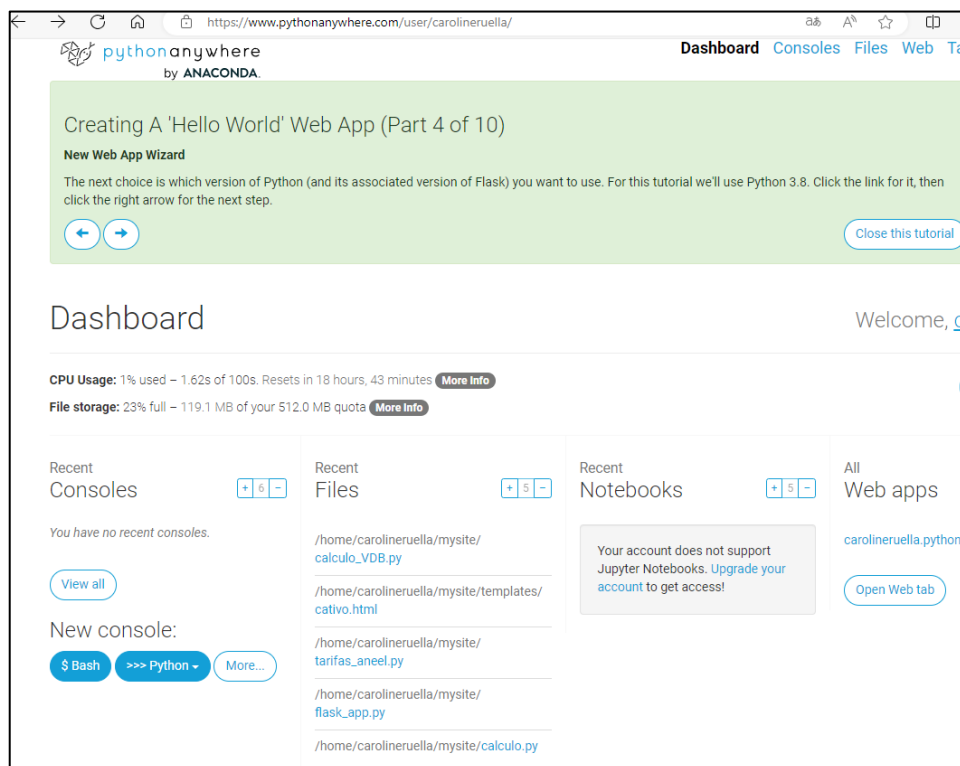
Entre com os dados

Razão Social: <input type="text" value="Razão Social"/>	CNPJ: <input type="text" value="CNPJ"/>	
Empresa Distribuidora <input type="text" value="CEMIG-D"/>	Subgrupo <input type="text" value="A2"/>	Modalidade Tarifária <input type="text" value="Azul"/>
Digite a demanda HP: <input type="text" value="em kW"/>	Digite a demanda HFP: <input type="text" value="em kW"/>	
Digite o consumo HP: <input type="text" value="em kWh"/>	Digite o consumo HFP: <input type="text" value="em kWh"/>	
ICMS: (%) <input type="text" value="18"/>	PIS/PASEP: (%) <input type="text" value="6,5"/>	COFINS: (%) <input type="text" value="6,5"/>
Na sua última conta		
Entre com o valor de iluminação pública: <input type="text" value="R\$"/>	Entre com o valor cobrado de reativo (se houver): <input type="text" value="R\$"/>	
<input type="button" value="Calcular"/> <a href="#">Deseja entender a Metodologia?</a>		

Fonte: dados da pesquisa, 2023.

Foi utilizado o sistema PythonAnywhere *by* ANACONDA (2024), para hospedagem de outros sites com programação específica, conforme Figura 2.

Figura 10 - Site Anaconda



Fonte: dados da pesquisa, 2023.

Tradicionalmente, o estudo, cuja base principal se dá por regras de cálculos, é feito por especialistas na área de comercialização de energia, sem um padrão de cálculo, em planilhas de Excel que precisam de configurações personalizadas, sem acesso ao público em geral. Essas planilhas precisam constantemente serem atualizadas com os dados de mais de 100 resoluções homologatórias das distribuidoras de energia, com tabulações de milhares de tarifas que possuem datas de reajustes anuais diferentes. Muitas propostas de vendedores de energia sequer demonstram a projeção de economia, tornando o mercado mais complexo e com a necessidade de se pagar consultores para fazer a análise caso o comprador queira maior segurança ao comprar o produto. A assimetria de informações pode gerar erros e enganos no processo de contratação, e a calculadora possibilita publicidade, transparência, simplificação, acessibilidade, precisão e captura de potenciais clientes.

Com o intuito de automatizar o cálculo, reduzir a possibilidade de erros, aumentar a escalabilidade, manter todas as tarifas atualizadas, digitalizar processos, democratizar e facilitar o acesso à informação através da web, as fórmulas descritas no Capítulo 3 da dissertação foram configuradas em uma calculadora, por meio de linguagem de programação

amplamente usada em aplicações da Web, chamada *Python*, que facilita o desenvolvimento de software e ciência de dados. A escolha dessa linguagem considerou sua eficiência, facilidade e por poder ser executada em muitas plataformas diferentes.

A calculadora é considerada como PTT, segundo a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES, 2019), devido à sua natureza de combinar tecnologia e funcionalidade para atender às necessidades dos usuários, contribuindo para o avanço da ciência e da educação. Nesse contexto, a calculadora foi desenvolvida com base em conhecimentos regulatórios, técnicos e tecnológicos, envolvendo programação, algoritmos matemáticos, interfaces de usuário e emissão de resultados. Ela foi projetada para oferecer recursos avançados de cálculo, através de uma estrutura metodológica previamente definida, facilitando a execução de estudos personalizados e complexos, com precisão e eficiência.

Foram considerados cinco critérios para elaboração e entrega do PTT: aderência, impacto, aplicabilidade, inovação e complexidade (CAPES, 2019). É fundamental a harmonia entre a linha de pesquisa e o projeto para se obter um produto técnico-tecnológico qualificado e aderente ao Programa de Mestrado, cujo projeto estruturante é Educação e Sustentabilidade.

A aderência de um PTT está relacionada com a afinidade do produto à área de concentração do MPSTA e à linha de pesquisa desenvolvida no MPSTA. A linha de pesquisa nº 2 do MPSTA é Tecnologias Ambientais e, dentre os estudos e pesquisas propostos, incluem-se aqueles voltados à análise de alternativas energéticas renováveis e adequadas ao contexto socioambiental. O acesso à energia 100% limpa e renovável em uma matriz predominantemente hidrotérmica se dá pela autoprodução de energia ou através da compra de energia no Ambiente de Contratação Livre. Essa energia pode ser certificada, conforme explicado no Capítulo 2 da dissertação, e gerar economia. Quanto ao projeto estruturante, o PTT está aderente ao item 2, Educação e Sustentabilidade, que prevê o desenvolvimento de metodologias e materiais didáticos voltados para educação da população sobre as diversas temáticas abarcadas na perspectiva do desenvolvimento sustentável, com foco nos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável – ODS (Organização das Nações Unidas, 2023). No caso específico deste PTT, a ODS relacionada é a nº 07: Energia limpa e acessível.

O impacto causado pelo PTT pode ser mensurado pela conscientização sobre a economia que a energia incentivada pode trazer ao possuir o benefício de desconto na tarifa de uso do sistema por ser oriunda de fonte solar, eólica, PCH, biomassa ou geração qualificada. O sistema possibilita empresas e pessoas a identificarem maneiras de reduzir custos com energia e, ao comprar energia de empreendimentos de energia renovável certificada, fomentar o

crescimento dessa oferta ao mercado de energia. A compra de energia certificada possibilita empresas a cumprir metas de sustentabilidade estabelecidas por governos, organizações e iniciativas globais.

A aplicabilidade do PTT se dá a vendedores, consultores, estudantes e a milhares de consumidores que, a partir de 2024, podem migrar para o mercado livre com a condição de serem representados por uma gente varejista quando não atingido o critério de demanda mínima contratada de 500 kW. Além disso, é um sistema que poderá ser ajustado para novas versões quando o mercado livre for aberto para todas as unidades consumidoras do grupo B, sendo que a previsão é que isso ocorra nos próximos anos.

Essa aplicação *web*, além da funcionalidade de um método de cálculo, permite um constante aprimoramento, com atualizações e novas versões a serem lançadas para incorporar novas funcionalidades, melhorar o desempenho e atender às demandas do mercado e dos usuários. Como a regra de abertura de mercado via comercializador varejista é recente, sem sistema de cálculo aberto ao público, e o comercializador varejista, por sua característica intrínseca, não tem um padrão único de produto, a calculadora pode ser considerada como inovadora por automatizar, sistematizar e padronizar o cálculo de quaisquer distribuidoras e clientes do grupo A que forneçam os dados de entrada solicitados. Além de projeção de economia, caso os dados sejam de um mês de faturamento já realizado, o sistema também funciona como um validador de cálculo.

### Programação da calculadora

1) Para o `/home/carolineruella/mysite/tarifas_aneel.py`, foi feita a seguinte programação:

```
#!/usr/bin/env python
# coding: utf-8
import pandas as pd
from datetime import datetime

#url = 'https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/5a583f3e-1646-4f67-bf0f-69db4203e89e/resource/fcf2906c-7c32-4b9b-a637-054e7a5234f4/download/tarifas-homologadas-distribuidoras-energia-eletrica.csv'
#tarifas = pd.read_csv(url, low_memory=False,encoding='latin-1',sep=';')
tarifas = pd.read_csv('/home/carolineruella/mysite/tarifas.csv',
low_memory=False,encoding='latin-1',sep=';')

distribuidoras =tarifas['SigAgente'].dropna().unique().tolist()

tarifas = tarifas[(tarifas['DscBaseTarifaria'] == "Tarifa de Aplicação")]
tarifas = tarifas[(tarifas['SigAgenteAcessante'] == "Não se aplica")]
tarifas = tarifas[(tarifas['DscDetalhe'] == "Não se aplica")]
tarifas = tarifas[(tarifas['DscModalidadeTarifaria'] == "Azul")|(tarifas['DscModalidadeTarifaria'] == "Verde")]
```

```

tarifas = tarifas[(tarifas['DscSubGrupo'] == "A2")|(tarifas['DscSubGrupo'] ==
"A3")|(tarifas['DscSubGrupo'] == "A3a")|(tarifas['DscSubGrupo'] ==
"A4")|(tarifas['DscSubGrupo'] == "AS")]
tarifas = tarifas.reset_index(drop=True)

tarifas['VlrTUSD']=tarifas['VlrTUSD'].str.replace(',','.')
tarifas['VlrTE']=tarifas['VlrTE'].str.replace(',','.')

for a in range(0,len(tarifas)):
    tarifas.loc[a,'DatFimVigencia']=datetime.strptime(tarifas.loc[a,'DatFimVigencia'], '%Y-%M-%d')
dict_types = {"DatFimVigencia": "datetime64[ns]"}
tarifas = tarifas.astype(dict_types)

for a in range(0,len(tarifas)):
    tarifas.loc[a,'AnoVigencia']=tarifas.loc[a,'DatFimVigencia'].year
tarifas = tarifas[(tarifas['AnoVigencia'] > 2023)]

tarifas = tarifas.reset_index(drop=True)
tarifas.set_index(['SigAgente','DscSubGrupo','DscModalidadeTarifaria','NomPostoTarifario','DscUnidadeTerciaria'], inplace=True)
tarifas.sort_index()

def tarifa_atual(distribuidora,subgrupo,modalidade):
    """
    Retorna as tarifas para simulação das contas no cativo e livre.
    Parametros:
    distribuidora
    subgrupo: A2, A3, A3a, A4, AS
    modalidade: Azul e Verde
    Uso:
    Para usar digite
    tarifa_atual(distribuidora,subgrupo,modalidade)
    """
    try:
        if (modalidade == 'Verde'):
            demanda_fp_kw = tarifas.query("SigAgente == @distribuidora and DscSubGrupo ==
@subgrupo and DscModalidadeTarifaria == @modalidade and NomPostoTarifario =='Não se
aplica' and DscUnidadeTerciaria =='kW'")
            demanda_ponta_kw = 0
            TUSDd_P = 0
        elif (modalidade == 'Azul'):
            demanda_ponta_kw = tarifas.query("SigAgente == @distribuidora and DscSubGrupo ==
@subgrupo and DscModalidadeTarifaria == @modalidade and NomPostoTarifario =='Ponta'
and DscUnidadeTerciaria =='kW'")
            demanda_fp_kw = tarifas.query("SigAgente == @distribuidora and DscSubGrupo ==
@subgrupo and DscModalidadeTarifaria == @modalidade and NomPostoTarifario =='Fora
ponta' and DscUnidadeTerciaria =='kW'")
            TUSDd_P = float(demanda_ponta_kw.iloc[0,10])

        fora_ponta_mwh = tarifas.query("SigAgente == @distribuidora and DscSubGrupo ==
@subgrupo and DscModalidadeTarifaria == @modalidade and NomPostoTarifario =='Fora
ponta' and DscUnidadeTerciaria =='MWh'")
        ponta_mwh = tarifas.query("SigAgente == @distribuidora and DscSubGrupo ==
@subgrupo and DscModalidadeTarifaria == @modalidade and NomPostoTarifario =='Ponta'
and DscUnidadeTerciaria =='MWh'")
        TE_FP = float(fora_ponta_mwh.iloc[0,11])/1000
        TUSDe_FP = float(fora_ponta_mwh.iloc[0,10])/1000
        TE_P = float(ponta_mwh.iloc[0,11])/1000
        TUSDe_P = float(ponta_mwh.iloc[0,10])/1000
        TUSDd_FP = float(demanda_fp_kw.iloc[0,10])
    
```

```

DscREH = fora_ponta_mwh.iloc[0,1]
#print("TE_FP " + str(TE_FP))
#print("TE_P " + str(TE_P))
#print("TUSDd_FP " + str(TUSDd_FP))
#print("TUSDd_P " + str(TUSDd_P))
#print("TUSDe_P " + str(TUSDe_P))
#print("TUSDe_FP " + str(TUSDe_FP))
#print("DscREH " + DscREH)
return TE_FP, TUSDe_FP, TE_P, TUSDe_P, TUSDd_P, TUSDd_FP, DscREH
except:
    return 0,0,0,0,0,0,0

distribuidora = 'LIGHT'
subgrupo = 'A4'
modalidade = 'Azul'
print(tarifa_atual(distribuidora,subgrupo,modalidade)[6])

```

## 2) Para o custo ACR </home/carolineruella/mysite/templates/cativo.html>

```

<html>
  <head>
    <meta charset="utf-8">
    <meta http-equiv="X-UA-Compatible" content="IE=edge">
    <meta name="viewport" content="width=device-width, initial-scale=1">

    <link
      href="https://maxcdn.bootstrapcdn.com/bootstrap/3.3.5/css/bootstrap.min.css"
      integrity="sha512-
      dTfge/zgoMYpP7QbHy4gWMEGsbdsZeCzX77irItjcC3sPUFtf0kuFbDz/ixG7ArTxdJLXDme
      zHubeNikyKGVyQ==" crossorigin="anonymous">
      rel="stylesheet"
    </link>
    <title>Calculadora de Desconto no Mercado Livre de Energia</title>
  </head>

  <body>
    <nav class="navbar navbar-default">
      <div class="container-fluid">
        <div class="navbar-header">
          <a class="navbar-brand">Calculadora de Desconto no Mercado Livre de Energia</a>
        </div>
        <ul class="nav navbar-nav">
          <li class="active"><a href="#">Home</a></li>
          <li><a href="https://energialivre.cemig.com.br/duvidas-
          frequentes/">Dúvidas?</a></li>
          <li><a href="http://carolineruella.pythonanywhere.com/contato">Contato</a></li>
        </ul>
      </div>
    </nav>
    <div class="container">
      <form action="." method="POST">
        <div class="container">
          {{ errors }}
          {{ result }}
          <label>Entre com os dados</label>
          <div class="row">
            <div class="col-md-4">
              <div class="form-group">
                <label for="Conta"> <br>Razão Social:</label>

```

```

        <input name = "conta" type="text" class="form-control" id="Conta" aria-
describedby="Conta" placeholder="Razão Social">
    </div>
</div>
<div class="col-md-4">
    <div class="form-group">
        <label for="CNPJ"><br> CNPJ:</label>
        <input name = "cnpj" type="text" class="form-control" id="CNPJ" aria-
describedby="CNPJ" placeholder="CNPJ">
    </div>
</div>
</div>
<div class="row">
<div class="col-md-4">
    <div class="form-group">
        <label for="inputDist">Empresa Distribuidora</label>
        <select id="inputDist" class="form-control" name="dist">
            <option selected>CEMIG-D</option>
            <option>CPFL Jaguari</option>
            <option>CEBDIS</option>
            <option>Celesc-DIS</option>
            <option>CELPE</option>
            <option>CEMIG PSR</option>
            <option>COELBA</option>
            <option>COPEL</option>
            <option>COSERN</option>
            <option>CPFL-Paulista</option>
            <option>EDP ES</option>
            <option>Enel CE</option>
            <option>Enel GO</option>
            <option>Enel SP</option>
            <option>ENERGISA MS</option>
            <option>ENERGISA MT</option>
            <option>ENERGISA PB</option>
            <option>EQUATORIAL PA</option>
            <option>LIGHT</option>
            <option>Elektro (Experimental)</option>
            <option>Enel RJ (Experimental)</option>
            <option>Enel SP (Experimental)</option>
            <option>EMG (Experimental)</option>
            <option>AmE (Experimental)</option>
            <option>CEEE-D (Experimental)</option>
            <option>ENERGISA TO (Experimental)</option>
            <option>RGE Sul (Experimental)</option>
        </select>
    </div>
</div>
<!--
'CPFL Jaguari',
'CPFL Leste Paulista',
'CPFL Mococa',
'CPFL Santa Cruz',
'CPFL Sul Paulista',
'EBO',
'ELFSM',
'CERIPA',
'ENEL RJ',
'CERES',
'EFLJC',
'EFLUL',
'CEMIG-D',
'CPFL-PAULISTA',
'EMS',
'CERPRO',

```

'CERRP',  
'RGE SUL',  
'UHENPAL',  
'COELBA',  
'COSERN',  
'ENEL CE',  
'ESE',  
'CERTAJA',  
'EPB',  
'CELPE',  
'CERCOS',  
'CNEE',  
'EDEV',  
'EEB',  
'ESS',  
'CERNHE',  
'EMR',  
'ENF',  
'RGE',  
'COCEL',  
'COPEL-DIS',  
'DMED',  
'CFLO',  
'DEMEI',  
'ELETROCAR',  
'HIDROPAN',  
'MUXENERGIA',  
'CERAL ARAPOTTI',  
'ELETROPAULO',  
'ETO',  
'CERIS',  
'EMT',  
'CELESC-DIS',  
'DCELT',  
'EDP ES',  
'Equatorial PA',  
'COOPERALIANÇA',  
'CEBDIS',  
'PACTO ENERGIA PR',  
'ELEKTRO',  
'Equatorial AL',  
'Equatorial MA',  
'Equatorial PI',  
'CEDRAP',  
'CEDRI',  
'CHESP',  
'Equatorial GO',  
'CEJAMA',  
'CERAÇÁ',  
'CERAL ANITÁPOLIS',  
'CERBRANORTE',  
'CEREJ',  
'CERFAL',  
'CERGRAL',  
'CERPALO',  
'CERSUL',  
'COOPERA',  
'COOPERMILA',  
'COORSEL',  
'CPFL- PIRATININGA',  
'EDP SP',

```

'CEEE-D',
'CERIM',
'CERMC',
'CETRIL',
'AME',
'Boa Vista',
'CERR',
'LIGHT',
'CERON',
'ELETROACRE',
'SULGIPE',
'CERTEL ENERGIA',
'CERILUZ',
'CERMISSÕES',
'COOPERLUZ',
'COPREL',
'RELUZ-D',
'CRERAL',
'CEPRAG',
'CERGAPA',
'CERMOFUL',
'CERTREL',
'COOPERCOCAL',
'CEA',
'CERCI',
'CASTRO - DIS',
'CERAL ARARUAMA',
'CERFOX',
'CERTHIL',
'CEGERO',
'CERSAD DISTRIBUIDORA',
'COOPERZEM',
'CERVAM',
'CODESAM',
'COOPERNORTE',
'COOPERSUL',
'CEMIRIM',
'CELETRO'
-->
    </select>
  </div>
</div>
<div class="col-md-2">
  <div class="form-group">
    <label for="inputState">Subgrupo</label>
    <select id="inputState" class="form-control" name="subgrupo">
      <option selected>A2</option>
      <option>A3</option>
      <option>A3a</option>
      <option>A4</option>
      <option>AS</option>
    </select>
  </div>
</div>
<div class="col-md-2">
  <div class="form-group">
    <label for="inputState">Modalidade Tarifária</label>
    <select id="inputState" class="form-control" name="modalidade">
      <option selected>Azul</option>
      <option>Verde</option>
    </select>
  </div>

```

```

        </div>
    </div>
</div>

<div class="row">
    <div class="col-md-4">
        <div class="form-group">
            <label for="InputDemandaHP">Digite a demanda HP:</label>
            <input name = "InputDemandaHP" type="number" class="form-control"
id="InputDemandaHP" aria-describedby="InputDemandaHP" placeholder="em kW">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
    <div class="col-md-4">
        <div class="form-group">
            <label for="InputDemandaHFP">Digite a demanda HFP:</label>
            <input name = "InputDemandaHFP" type="number" class="form-control"
id="InputDemandaHFP" aria-describedby="InputDemandaHFP" placeholder="em kW">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
</div>
<div class="row">
    <div class="col-md-4">
        <div class="form-group">
            <label for="InputConsumoHP">Digite o consumo HP:</label>
            <input name = "InputConsumoHP" type="number" class="form-control"
id="InputConsumoHP" aria-describedby="InputConsumoHP" placeholder="em kWh">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
    <div class="col-md-4">
        <div class="form-group">
            <label for="InputConsumoHFP">Digite o consumo HFP:</label>
            <input name = "InputConsumoHFP" type="number" class="form-control"
id="InputConsumoHFP" aria-describedby="InputConsumoHFP" placeholder="em kWh">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
</div>
<div class="row">
    <div class="col-md-2">
        <div class="form-group">
            <label for="ICMS">ICMS: (%)</label>
            <input name = "ICMS" type="number" class="form-control" id="ICMS"
aria-describedby="ICMS" placeholder="em %" value="18">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
    <div class="col-md-2">
        <div class="form-group">
            <label for="PASEP">PIS/PASEP: (%)</label>
            <input name = "PASEP" type="number" class="form-control" id="PASEP"
aria-describedby="PASEP" placeholder="em %" value="6.5">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
    <div class="col-md-2">
        <div class="form-group">
            <label for="COFINS">COFINS: (%)</label>

```

```

        <input name = "COFINS" type="number" class="form-control"
id="COFINS" aria-describedby="COFINS" placeholder="em %" value="6.5">
        <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
    </div>
</div>
<div class="col-md-4"></div>
</div>
<label>Na sua última conta</label>
<div class="row">
    <div class="col-md-4">
        <div class="form-group">
            <label for="InputIluminacao">Entre com o valor de iluminação
pública:</label>
            <input name = "InputIluminacao" type="number" class="form-control"
id="InputIluminacao" aria-describedby="InputIluminacao" placeholder="R$">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
    <div class="col-md-4">
        <div class="form-group">
            <label for="InputReativo">Entre com o valor cobrado de reativo (se
houver):</label>
            <input name = "InputReativo" type="number" class="form-control"
id="InputReativo" aria-describedby="InputReativo" placeholder="R$">
            <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
        </div>
    </div>
</div>
</div>
<!--
    <div class="form-group">
        <label for="exampleInputEmail1"> <br> E-mail para recebimento do estudo
completo</label>
        <input name = "email" type="email" class="form-control" id="InputEmail" aria-
describedby="InputEmail" placeholder="Entre com e-mail">
        <small id="emailHelp" class="form-text text-muted"></small>
    </div>
-->
    <button type="submit" class="btn btn-primary">Calcular</button>
    <a href="http://carolineruella.pythonanywhere.com/metodologia">Deseja entender a
Metodologia?</a>

    </form>
</div>
</div>
</div><!-- /.container -->
</body>
</html>

```

### 3) Exemplo do cálculo em /home/carolineruella/mysite/calculo.py:

```

from tarifas_aneel import tarifa_atual
from calculo_VDB import cal_VDB

# Inicializar
imposto = 1
demanda_ativa_p = 0

```

```

preco_pmt = 150

distribuidora = 'ELETROPAULO'
subgrupo = 'A4'
modalidade = 'Verde'
InputDemandaHP = 0
InputDemandaHFP = 500
InputConsumoHP = 4299
InputConsumoHFP = 36695

TE_FP = 0.26825
TE_P = 0.42317
TUSDd_FP = 17.95
TUSDd_P = 0
TUSDe_P = 0.80435
TUSDe_FP = 0.09001
t_atual = [TE_FP, TUSDe_FP, TE_P, TUSDe_P, TUSDd_P, TUSDd_FP,0]
energia = 'i5'

#t_atual = tarifa_atual(distribuidora,subgrupo,modalidade)
#energia =
cal_VDB(distribuidora,subgrupo,modalidade,InputDemandaHP,InputDemandaHFP,InputConsumoHP,InputConsumoHFP)[1]

def
do_calculation(t_atual,energia,InputDemandaHP,InputDemandaHFP,InputConsumoHP,InputConsumoHFP,imposto):
    try:
        TE_FP = t_atual[0]
        TUSDe_FP = t_atual[1]
        TE_P = t_atual[2]
        TUSDe_P = t_atual[3]
        TUSDd_P = t_atual[4]
        TUSDd_FP = t_atual[5]

        # Cativo
        # Demanda
        # Fora Ponta
        demanda_ativa_fp = TUSDd_FP * InputDemandaHFP * imposto
        if modalidade == 'Azul':
            # Ponta
            demanda_ativa_p = TUSDd_P * InputDemandaHP * imposto

        if modalidade == 'Verde':
            # Demanda ativa única
            demanda_ativa_p = 0

        # Energia
        energia_p = (TE_P + TUSDe_P) * InputConsumoHP * imposto
        energia_fp = (TE_FP + TUSDe_FP) * InputConsumoHFP * imposto

        # Resumo
        total_cativo = demanda_ativa_p + demanda_ativa_fp + energia_p + energia_fp
        preco_medio_cativo = total_cativo/((InputConsumoHP + InputConsumoHFP)/1000)

        #Livre
        # Fatura Uso
        # Fora Ponta
        comp_fio_fp = TUSDd_FP * InputDemandaHFP * imposto

        # Fio

```



```

InputDemandaHP = 0
InputDemandaHFP = 500
InputConsumoHP = 4299
InputConsumoHFP = 36695

TE_FP = 0.26825
TE_P = 0.42317
TUSDd_FP = 17.95
TUSDd_P = 0
TUSDe_P = 0.80435
TUSDe_FP = 0.09001
t_atual = [TE_FP, TUSDe_FP, TE_P, TUSDe_P, TUSDd_P, TUSDd_FP,0]
energia = 'i5'

#t_atual = tarifa_atual(distribuidora,subgrupo,modalidade)
#energia =
cal_VDB(distribuidora,subgrupo,modalidade,InputDemandaHP,InputDemandaHFP,InputConsumoHP,InputConsumoHFP)[1]

def
do_calculation(t_atual,energia,InputDemandaHP,InputDemandaHFP,InputConsumoHP,InputConsumoHFP,imposto):
    try:
        TE_FP = t_atual[0]
        TUSDe_FP = t_atual[1]
        TE_P = t_atual[2]
        TUSDe_P = t_atual[3]
        TUSDd_P = t_atual[4]
        TUSDd_FP = t_atual[5]

        # Cativo
        # Demanda
        # Fora Ponta
        demanda_ativa_fp = TUSDd_FP * InputDemandaHFP * imposto
        if modalidade == 'Azul':
            # Ponta
            demanda_ativa_p = TUSDd_P * InputDemandaHP * imposto

        if modalidade == 'Verde':
            # Demanda ativa única
            demanda_ativa_p = 0

        # Energia
        energia_p = (TE_P + TUSDe_P) * InputConsumoHP * imposto
        energia_fp = (TE_FP + TUSDe_FP) * InputConsumoHFP * imposto

        # Resumo
        total_cativo = demanda_ativa_p + demanda_ativa_fp + energia_p + energia_fp
        preco_medio_cativo = total_cativo/((InputConsumoHP + InputConsumoHFP)/1000)

        #Livre
        # Fatura Uso
        # Fora Ponta
        comp_fio_fp = TUSDd_FP * InputDemandaHFP * imposto

        # Fio
        if modalidade == 'Azul':
            # Ponta
            comp_fio_p = TUSDd_P * InputDemandaHP * imposto

        if modalidade == 'Verde':

```

```

        # Demanda ativa única
        comp_fio_p = 0

        # Encargo
        comp_encargo_p = (InputConsumoHP + InputConsumoHFP)
        comp_encargo_fp = (InputConsumoHP + InputConsumoHFP)

        # Descontos
        desconto_fio_fp = InputDemandaHFP
        if modalidade == 'Azul':
            # Ponta
            desconto_fio_p = TUSDD_P * InputDemandaHP * imposto

        if modalidade == 'Verde':
            # Demanda ativa única
            desconto_fio_p = 0

        desconto_encargo = InputDemandaHFP

        #Resumo Fatura Uso
        fatura_uso = comp_fio_p + comp_fio_fp + comp_encargo_p + comp_encargo_fp +
        desconto_fio_fp + desconto_fio_p + desconto_encargo

        # Fatura Energia
        fatura_energia = (InputConsumoHP + InputConsumoHFP)*preco_pmt/(0.82*1000)
        # Resumo
        total_livre = fatura_uso + fatura_energia
        preco_medio_livre = total_livre/((InputConsumoHP + InputConsumoHFP)/1000)

        return
        demanda_ativa_p,demanda_ativa_fp,energia_p,energia_fp,total_cativo,preco_medio_cativo,comp_fio_p,comp_fio_fp,comp_encargo_p,comp_encargo_fp,desconto_fio_fp,desconto_fio_p,desconto_encargo,fatura_uso,fatura_energia,total_livre,preco_medio_livre
    except:
        return 0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0,0

do_calculation(t_atual,energia,InputDemandaHP,InputDemandaHFP,InputConsumoHP,InputConsumoHFP,imposto)

# A very simple Flask Hello World app for you to get started with...
from flask import Flask, render_template, request
from flask_sqlalchemy import SQLAlchemy
from tarifas_aneel import tarifa_atual
from calculo import do_calculation

#from InterfaceVisual import interface_visual
#from LogicaCalculadora import LogicaCalculadora
#from Grafico import Grafico
#from RelatorioPDF import RelatorioPDF

app = Flask(__name__)
app.config["DEBUG"] = True
SQLALCHEMY_DATABASE_URI =
"mysql+mysqlconnector://{username}:{password}@{hostname}/{databasename}".format(
    username="carolineruella",
    password="testetfaa",
    hostname="carolineruella.mysql.pythonanywhere-services.com",
    databasename="carolineruella$leads",
)

app.config["SQLALCHEMY_DATABASE_URI"] = SQLALCHEMY_DATABASE_URI

```

```

app.config["SQLALCHEMY_POOL_RECYCLE"] = 299
app.config["SQLALCHEMY_TRACK_MODIFICATIONS"] = False
db = SQLAlchemy(app)

class Lead(db.Model):
    __tablename__ = "leads"
    id = db.Column(db.Integer, primary_key=True)
    content = db.Column(db.String(100))
    InputDemandaHP = db.Column(db.String(100))
    InputDemandaHFP = db.Column(db.String(100))
    InputConsumoHP = db.Column(db.String(100))
    InputConsumoHFP = db.Column(db.String(100))
    ICMS = db.Column(db.String(100))
    PASEP = db.Column(db.String(100))
    COFINS = db.Column(db.String(100))
    Inicio = db.Column(db.String(100))
    Fim = db.Column(db.String(100))
    email = db.Column(db.String(100))
leads = []

@app.route('/', methods=["GET", "POST"])
def index():
    print('log funcionando')
    errors = ""
    result = ""
    InputDemandaHP = None
    InputDemandaHFP = None
    InputConsumoHP = None
    InputConsumoHFP = None
    ICMS = None
    PASEP = None
    Inicio = None
    Fim = None
    if request.method == "POST":
        try:
            dist = float(request.form["dist"])
            subgrupo = float(request.form["subgrupo"])
            modalidade = float(request.form["modalidade"])
            tarifas_usar = tarifa_atual(dist,subgrupo,modalidade)
            print(tarifas_usar)
            #TE_HFP, TUSD_HFP, TE_HP, TUSD_HP, Demanda_P, Demanda_FP,
            DscREH,distribuidoras
        except:
            errors += "Preencher o campo Distribuidora. \n\n"
        try:
            InputDemandaHP = float(request.form["InputDemandaHP"])
        except:
            #errors += "{!r} is not a number.\n".format(request.form["InputDemandaHP"])
            errors += "Preencher o campo InputDemandaHP.\n\n"
        try:
            InputDemandaHFP = float(request.form["InputDemandaHFP"])
        except:
            errors += "Preencher o campo InputDemandaHFP. \n\n"
        try:
            InputConsumoHP = float(request.form["InputConsumoHP"])
        except:
            errors += "Preencher o campo InputConsumoHP. \n\n"
        try:
            InputConsumoHFP = float(request.form["InputConsumoHFP"])
        except:
            errors += "Preencher o campo InputConsumoHFP. \n\n"

```

```

try:
    ICMS = float(request.form["ICMS"])
except:
    errors += "Preencher o campo ICMS. \n\n"
try:
    PASEP = float(request.form["PASEP"])
except:
    errors += "Preencher o campo PASEP. \n\n"
try:
    Inicio = request.form["Inicio"]
except:
    errors += "Preencher o campo Inicio. \n\n"
try:
    Fim = request.form["Fim"]
except:
    errors += "Preencher o campo Fim. \n\n"
try:
    lead = Lead(content=request.form["email"])
    db.session.add(lead)
    db.session.commit()
except:
    errors += "Preencher o campo email. \n\n"
# if InputDemandaHP is not None and InputDemandaHFP is not None and InputConsumoHP
is not None and InputConsumoHFP is not None and ICMS is not None and PASEP is not None
and Inicio is not None and Fim is not None:
#     result1 = do_calculation(InputDemandaHP, InputDemandaHFP, InputConsumoHP,
InputConsumoHFP, ICMS, PASEP)
#     demanda_ativa_p = result1[0]
#     demanda_ativa_fp = result1[1]
#     energia_p = result1[2]
#     energia_fp = result1[3]
#     total_cativo = result1[4]
#     preco_medio_cativo = result1[5]
#     comp_fio_p = result1[6]
#     comp_fio_fp = result1[7]
#     comp_encargo_p = result1[8]
#     comp_encargo_fp = result1[9]
#     desconto_fio_fp = result1[10]
#     desconto_fio_p = result1[11]
#     desconto_encargo = result1[12]
#     fatura_uso = result1[13]
#     fatura_energia = result1[14]
#     total_livre = result1[15]
#     preco_medio_livre = result1[16]

# tarifa_atual(dist,subgrupo,modalidade) = TE_HFP, TUSD_HFP, TE_HP, TUSD_HP,
Demanda_P, Demanda_FP, DscREH,distribuidoras
    result += "calcular"
    return render_template("cativo.html", errors=errors, result=result)

@app.route('/metodologia')
def metodologia_route():
    return render_template("metodologia.html")

@app.route('/contato')
def contato_route():
    return render_template("contato.html")

#@app.route('/cativo')
#def cativo_route():
#    return render_template("cativo.html")

```

```
@app.route('/livre')
def livre_route():
    return render_template("livre.html")

@app.route('/desconto')
def desconto_route():
    return render_template("desconto.html")

@app.route('/preco')
def preco_route():
    return render_template("preco.html")
```

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas**. Disponível em: <https://dadosab.aneel.gov.br/d/5a583f3e-164-4-bf0f--69db4203/recurso/fcf2906c--7c32-4b9-a637-054e7a5234f4/download/tarifa-homologadas-dis-energia-ele.csv>. 2024. Acesso em: 15 mar. 2024.

COORDENAÇÃO DE APERFEIÇOAMENTO DE PESSOAL DE NÍVEL SUPERIOR. **Produção Técnica - Relatório de Grupo de Trabalho**. CAPES, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/capes/pt-br/centrais-de-conteudo/10062019-producao-tecnica-pdf>. Acesso em: 22 mar. 2024.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Objetivos do Desenvolvimento Sustentável. Brasil, 2023**. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br>> Acesso em: 15 mar. 2024.

PYTHONANYWHERE. **Plataforma de hospedagem**. Disponível em: <https://python.com>. Acesso em: 01 mar. 2024.

PYTHONANYWHERE por ANACONDA. **Plataforma de hospedagem**. Disponível em: <https://www.python.pythonanywhere.com>. Acesso em: 01 mar. 2024.

Web Flask, **Framework**. Disponível em: <https://flask.palletsprojects.com/en/2.0.x/changes/> Acesso em: 30 mar. 2024