

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fabio Lunardi Antunes

**VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO DO  
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO PARA O AMBIENTE  
DE CONTRATAÇÃO LIVRE: BASE AÉREA DE SANTA MARIA, UM  
ESTUDO DE CASO**

Santa Maria, RS  
2023



Fabio Lunardi Antunes

**VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO DO AMBIENTE DE  
CONTRATAÇÃO REGULADO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE:  
BASE AÉREA DE SANTA MARIA, UM ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS  
2023

Antunes, Fabio Lunardi

Viabilidade Econômico-Financeira da Migração do Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre: Base Aérea de Santa Maria, um Estudo de Caso. / Fabio Lunardi Antunes.- 2023.

145 p.; 30 cm

Orientadora: Luciane Neves Canha

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2023

1. Ambiente de Contratação Livre 2. Mercado Livre de Energia 3. Ambiente de Contratação Regulado 4. Mercado Cativo 5. Environmental, Social and Governance I. Canha, Luciane Neves II. Viabilidade Econômico-Financeira da Migração do Ambiente de Contratação Regulado para o Ambiente de Contratação Livre: Base Aérea de Santa Maria, um Estudo de Caso.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, FABIO LUNARDI ANTUNES, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Fabio Lunardi Antunes**

**VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO DO AMBIENTE DE  
CONTRATAÇÃO REGULADO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE:  
BASE AÉREA DE SANTA MARIA, UM ESTUDO DE CASO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.  
Defesa realizada por videoconferência.

**Aprovado em 29 de setembro de 2023:**

---

**Luciane Neves Canha, Dr.<sup>a</sup> (UFSM) - Videoconferência  
(Presidente/Orientadora)**

---

**Enoque Dutra Garcia, Dr. (UNIPAMPA) - Videoconferência**

---

**Lucas Feksa Ramos, Dr. (UFSM) - Videoconferência**

---

**Camilo Alberto Sepulveda Rangel, Dr. (UFSM) (Suplente) - Videoconferência**

Santa Maria, RS.  
2023



## DEDICATÓRIA

Não há exemplo maior de dedicação do que o da nossa família: à minha esposa Rosirene e aos meus filhos Camille e Cauã pelo amparo e compreensão ao longo do percurso. Ao meu pai Jorge e minha mãe Adeli (*in memoriam*) que não mediram esforços para minha formação pessoal e profissional. À minha irmã Elisandra pelo incentivo. Minha mãe não está presente fisicamente, mas espiritualmente se faz presente e do outro plano olha por nós.





## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus pela saúde e proteção durante essa jornada.

À minha esposa e meus filhos pela compreensão nos momentos em que estive ausente.

Aos meus pais por moldarem meu caráter.

À minha irmã pelo apoio.

À Universidade Federal de Santa Maria pelo ensino de qualidade e formação.

A minha orientadora Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Luciane Neves Canha pela oportunidade concedida e pelo apoio, orientação e confiança para desenvolver o trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica pelos conhecimentos transmitidos durante o mestrado.

À minha colega de mestrado Cíntia Flesch por elucidar minhas dúvidas sobre o tema.

Por fim agradeço a todas as pessoas que de uma maneira ou de outra colaboraram para a construção desse trabalho.



Nos despedimos de alguém por fora, pelas palavras, mas demora para nos despedirmos por dentro, pelo silêncio e pela saudade. Demora para nos desapegarmos pelos hábitos e pela rotina. Demora muito tempo para uma ferida encontrar a saída.

(Fabrício Carpinejar)



## RESUMO

### **VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE: BASE AÉREA DE SANTA MARIA, UM ESTUDO DE CASO**

AUTOR: Fabio Lunardi Antunes  
ORIENTADORA: Luciane Neves Canha

Este trabalho tem a finalidade de desenvolver uma metodologia de análise que permita avaliar a viabilidade econômico-financeira da migração da Base Aérea de Santa Maria (BASM) do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A administração pública tem como um dos seus princípios a eficiência, a qual busca fazer mais com menos, assim, esse princípio pode ser aplicado na busca pela redução dos custos com eletricidade sem prejudicar a operacionalidade da organização. A BASM busca constantemente a redução do consumo de energia elétrica realizando melhorias em suas instalações e processos, como por exemplo a participação em chamadas públicas de Projetos de Eficiência Energética (PEE) e uso de fontes de energia renováveis em sua planta. A unidade está alinhada com as práticas de *Environmental, Social and Governance* (ESG), com por exemplo a adoção de gerenciamento de resíduos sólidos, Plano de Logística Sustentável (PLS), destinação e tratamento de efluentes, contratações sustentáveis nas aquisições de bens e obras de engenharia, utilização de assinatura digital para diminuição de processos com a utilização de papel e ações sociais com a comunidade local. Desta forma, ao migrar para o ACL a BASM poderia ampliar ainda mais suas ações de implementação de ESG. Para identificar os principais elementos na análise da viabilidade da migração ao ACL, propõe-se inicialmente realizar uma pesquisa quantitativa nas faturas de energia elétrica da organização de modo a processar o levantamento do perfil e do histórico de consumo da unidade consumidora, para que a partir deles sejam realizadas simulações de custos para ajustes nas demandas contratadas e comparações entre a situação atual no mercado cativo com as contratações de energia de fontes convencional e incentivada no mercado livre. Os resultados encontrados são positivos e demonstram que a migração do ambiente regulado para o ambiente de contratação livre resulta na redução dos custos com energia elétrica na BASM, obtendo-se, a partir dos estudos de caso, no mínimo uma redução de 16,96% em contratos de longo prazo em relação ao ACR.

**Palavras-Chave:** Ambiente de Contratação Livre. ACL. Mercado Livre de Energia. Ambiente de Contratação Regulado. ACR. Mercado Cativo. *Environmental, Social and Governance*. ESG.



## ABSTRACT

### **ECONOMIC AND FINANCIAL FEASIBILITY OF THE MIGRATION FROM THE REGULATED CONTRACTING ENVIRONMENT TO THE FREE CONTRACTING ENVIRONMENT: SANTA MARIA AIR BASE, A CASE STUDY**

AUTHOR: Fabio Lunardi Antunes

ADVISER: Luciane Neves Canha

The purpose of this project is to develop an analysis methodology that allows to evaluate the economic-financial viability of migration from the Santa Maria Air Base (BASM) from the Regulated Contracting Environment (ACR) to the Free Contracting Environment (ACL). The efficiency principle, which seeks to do more with less, is one of the principles of public administration. Therefore, this principle can be applied in the search for reduction of electricity costs without harming the organization's operability. BASM constantly seeks to reduce its electricity consumption by improving its facilities and processes, such as participating in public calls for Energy Efficiency Projects (PEE) and using renewable energy sources in its plant. The unit is aligned with Environmental, Social and Governance (ESG) practices, such as solid waste management, Sustainable Logistics Plan (PLS), effluent management and treatment, sustainable procurement in the acquisition of goods and engineering works, use of digital signatures to reduce paper processes, and social actions with the local community. This way, migrating to the ACL, BASM could further expand its ESG implementation actions. To identify the key elements in the analysis of the migration feasibility to the ACL, a quantitative survey of the organization's electricity bills is proposed in order to process the profile and historical consumption of the consumer unit, so that cost simulations can be carried out for adjustments in contracted demands and comparisons between the current situation in the captive market and energy contracts from conventional and incentivized sources in the free market. The results are positive and demonstrate that the migration from the regulated to the free contracting environment results in a reduction of electricity costs at BASM, with at least a 16.96% reduction in long-term contracts compared to the ACR, as shown by the case studies.

**Keywords:** Free Contracting Environment. ACL. Free Energy Market. Regulated Contracting Environment. ACR. Captive Market. Environmental, Social and Governance. ESG.





## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Ranking internacional de liberdade de energia elétrica no mercado livre.....	30
Figura 2 – Histórico do SEB .....	37
Figura 3 – Matriz elétrica da capacidade instalada junho/2023.....	38
Figura 4 - Subsistemas do SIN.....	39
Figura 5 - Intercâmbio de energia entre os subsistemas do SIN.....	40
Figura 6 - Agentes do SEB .....	46
Figura 7 - Linhas de transmissão do SIN .....	50
Figura 8 - Ondas da inovação .....	55
Figura 9 - Tripé da sustentabilidade.....	56
Figura 10 – ESG no COMAER.....	57
Figura 11 – ESG no ACL.....	59
Figura 12 - Leilões de energia.....	65
Figura 13 – Cronologia dos leilões de energia.....	66
Figura 14 - Tarifa no ACR.....	68
Figura 15 - Composição tarifária .....	70
Figura 16 - Modalidade horária verde.....	74
Figura 17 - Modalidade horária azul.....	75
Figura 18 - Linha do tempo do mercado livre de energia.....	77
Figura 19 – Contratos no ACL.....	78
Figura 20 - Modulação no ACL.....	79
Figura 21 - Sazonalização no ACL .....	80
Figura 22 - Flexibilidade no ACL.....	81
Figura 23 – Composição tarifária no ACL.....	82
Figura 24 – Obrigações financeiras CCEE .....	82
Figura 25 - Mecanismo de venda de excedentes.....	84
Figura 26 - Passos para migração ao ACL.....	87
Figura 27 – Arquitetura de comunicação do SMF .....	89
Figura 28 –UFV zero grid.....	90
Figura 29 - Fluxograma da metodologia.....	93
Figura 30 - Energia ativa na ponta.....	99
Figura 31 - Energia ativa fora de ponta.....	100
Figura 32 - Demanda medida na ponta .....	100

Figura 33 - Demanda medida fora de ponta .....	101
Figura 34 - Comparação valorada dos custos com ajuste das demandas .....	102
Figura 35 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (azul distribuidora).....	104
Figura 36 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (verde distribuidora).....	105
Figura 37 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (azul distribuidora).....	106
Figura 38 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (verde distribuidora).....	107
Figura 39 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (azul distribuidora) longo prazo.....	109
Figura 40 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (verde distribuidora) longo prazo.....	110
Figura 41 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (azul distribuidora) longo prazo.....	111
Figura 42 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (verde distribuidora) longo prazo.....	112
Figura 43 - Data limite para denúncia do CCER.....	112
Figura 44 – Custos totais no ACR e do ACL no período de 5 anos.....	114

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Participantes obrigatórios da CCEE .....	45
Tabela 2 - Geradoras da matriz elétrica brasileira .....	47
Tabela 3 - Linhas de transmissão do SEB.....	49
Tabela 4 - Subgrupos do grupo A .....	52
Tabela 5 - Subgrupos do grupo B .....	52
Tabela 6 - Encargos setoriais .....	68
Tabela 7 - Bandeiras tarifárias .....	72
Tabela 8 - Comparativo ACR x ACL .....	91
Tabela 9 - Tarifas da modalidade tarifária horária azul .....	97
Tabela 10 - Tarifas da modalidade tarifária horária verde.....	97
Tabela 11 – Custo médio da energia convencional praticado por comercializadoras no ACL	98
Tabela 12 - Custo médio da energia I5 praticado por varejistas no ACL.....	98
Tabela 13 -Média das energias ativas lidas com acréscimo do centro de gravidade .....	107
Tabela 14 - Tarifas modalidade azul corrigidas pelo IPCA.....	108
Tabela 15 - Tarifas modalidade verde corrigidas pelo IPCA.....	108
Tabela 16 - Estimativa dos custos no ACR em 5 anos .....	108
Tabela 17 - Economia com as novas demandas contratadas .....	113
Tabela 18 – Histórico de consumo da BASM.....	129
Tabela 19 – Custos da modalidade horária azul com as demandas vigentes .....	130
Tabela 20 – Custos da modalidade horária azul com as demandas ajustadas.....	131
Tabela 21 – Custos da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária azul da distribuidora.....	132
Tabela 22 – Custos da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária verde da distribuidora.....	133
Tabela 23 – Custos da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária azul da distribuidora.....	134
Tabela 24 – Custos da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária verde da distribuidora.....	135
Tabela 25 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária azul da distribuidora.....	136
Tabela 26 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária verde da distribuidora.....	137

Tabela 27 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária azul da distribuidora .....	138
Tabela 28 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária verde da distribuidora .....	139
Tabela 29 - Economia ACL 12 meses .....	140
Tabela 30 - Custos ACL 5 anos.....	141
Tabela 31 – Custos detalhados ACL 5 anos .....	142
Tabela 32 – Economia obtida em 5 anos com a melhor contratação no ACL .....	143

## LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
AR	Aviso de Recebimento
BASM	Base Aérea de Santa Maria
BEN	Balanco Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNRJ	Base Naval do Rio de Janeiro
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEAR-D	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade
CCEAR-Q	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Quantidade
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contratos de Comercialização de Energia Incentivada
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CER	Contratos de Energia de Reserva
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
CIGE	Comissão Interna de Gestão de Energia
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
COMAER	Comando da Aeronáutica
CONER	Conta de Energia de Reserva

COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DCA	Diretriz do Comando da Aeronáutica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EER	Encargo de Energia de Reserva
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
ESG	<i>Environmental, Social and Governance</i>
FAB	Força Aérea Brasileira
GD	Geração Distribuída
GF	Garantia Física
GUARNAE-SM	Guarnição de Aeronáutica de Santa Maria
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICA	Instrução do Comando da Aeronáutica
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
I-REC	Certificado Internacional de Energia Renovável
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LT	Linha de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
MME	Ministério de Minas e Energia
MVE	Mecanismo de Venda de Excedentes
MWm	Mega Watt médio
NBR	Norma Brasileira
NSCA	Norma de Sistema do Comando da Aeronáutica
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento

PEE	Programa de Eficiência Energética
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preços de Liquidação das Diferenças
PLS	Plano de Gestão de Logística Sustentável
PNE	Plano Nacional de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
RCG	Registro de Central Geradora
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RGE	Rio Grande Energia
Re-SEB	Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISCEAB	Sistema de Controle do Espaço Aéreo Brasileiro
SISGA	Sistema de Gestão Ambiental
SISOL	Sistema Isolado
SGE	Sistemas de Gestão de Energia
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Nuclear
VPN	<i>Virtual Private Network</i>





## SUMÁRIO

1	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	27
1.1	MOTIVAÇÃO .....	31
1.2	PRINCIPAIS PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TEMA .....	32
1.3	OBJETIVOS .....	32
1.3.1	<b>Objetivo geral</b> .....	32
1.3.2	<b>Objetivos específicos</b> .....	33
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	33
2	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	35
2.1	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	35
2.2	CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	37
2.2.1	<b>Sistema Interligado Nacional e subsistemas de energia</b> .....	38
2.2.1.1	Subsistema norte .....	40
2.2.1.2	Subsistema nordeste.....	41
2.2.1.3	Subsistema sudeste/centro-oeste .....	41
2.2.1.4	Subsistema sul.....	41
2.3	INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	41
2.3.1	<b>Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)</b> .....	42
2.3.2	<b>Ministério de Minas e Energia (MME)</b> .....	42
2.3.3	<b>Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)</b> .....	42
2.3.4	<b>Empresa de Pesquisa Energética (EPE)</b> .....	43
2.3.5	<b>Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)</b> .....	43
2.3.6	<b>Operador Nacional do Sistema (ONS)</b> .....	44
2.3.7	<b>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)</b> .....	44
2.4	AGENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	45
2.4.1	<b>Geração</b> .....	46
2.4.1.1	Concessionários de serviço público de geração.....	48
2.4.1.2	Produtores independentes de energia (PIE) .....	48
2.4.1.3	Autoprodutor de energia (APE) .....	48
2.4.2	<b>Transmissão</b> .....	48
2.4.3	<b>Distribuição</b> .....	50
2.4.4	<b>Comercialização</b> .....	50
2.4.5	<b>Consumidores</b> .....	51
2.4.5.1	Consumidor cativo .....	51
2.4.5.1.1	<i>Consumidores do grupo A</i> .....	52
2.4.5.1.2	<i>Consumidores do grupo B</i> .....	52
2.4.5.2	Consumidor livre .....	52
2.4.5.2.1	<i>Consumidor especial</i> .....	53
2.4.5.3	Consumidor potencialmente livre .....	53
2.4.5.4	Consumidor parcialmente livre.....	53
2.5	<b>ENVIRONMENTAL, SOCIAL AND GOVERNANCE (ESG)</b> .....	54
2.5.1	<b>ESG no setor público</b> .....	56
2.5.2	<b>ESG e o mercado livre de energia</b> .....	58
2.6	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO.....	59
3	<b>ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b> .....	61

3.1	POSTOS TARIFÁRIOS .....	61
3.2	DEMANDA CONTRATADA E DEMANDA MEDIDA .....	61
3.3	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD).....	62
3.4	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR).....	63
<b>3.4.1</b>	<b>Leilões de energia no ACR</b> .....	63
<b>3.4.2</b>	<b>Contratos de energia no ACR</b> .....	66
3.4.2.1	Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado por quantidade .....	67
3.4.2.2	Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado por disponibilidade	67
<b>3.4.3</b>	<b>Composição tarifária no ACR</b> .....	67
3.4.3.1	Tarifa de energia (TE) .....	70
3.4.3.2	Tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD).....	71
3.4.3.3	Bandeiras tarifárias.....	71
3.4.3.4	Reajustes tarifários no ACR .....	72
3.4.3.5	Modalidade tarifária .....	72
3.4.3.5.1	<i>Modalidade tarifária convencional</i> .....	73
3.4.3.5.2	<i>Modalidade tarifária branca</i> .....	73
3.4.3.5.3	<i>Modalidade horária verde</i> .....	73
3.4.3.5.4	<i>Modalidade horária azul</i> .....	75
3.5	AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) .....	76
<b>3.5.1</b>	<b>Linha do tempo do mercado livre de energia</b> .....	76
<b>3.5.2</b>	<b>Contratos de energia no ACL</b> .....	77
3.5.2.1	Modulação no ACL .....	79
3.5.2.2	Sazonalização no ACL .....	80
3.5.2.3	Flexibilidade no ACL .....	80
<b>3.5.3</b>	<b>Composição tarifária no ACL</b> .....	81
3.5.3.1	Obrigações financeiras na CCEE .....	82
3.5.3.1.1	<i>Contribuição associativa</i> .....	82
3.5.3.1.2	<i>Aporte de garantias financeiras</i> .....	83
3.5.3.1.3	<i>Liquidação do mercado de curto prazo</i> .....	83
3.5.3.1.4	<i>Liquidação de penalidades e multas</i> .....	83
3.5.3.1.5	<i>Liquidação do mecanismo de venda de excedentes (MVE)</i> .....	84
3.5.3.1.6	<i>Liquidação de energia de reserva</i> .....	85
3.5.3.2	Descontos na TUST e na TUSD.....	85
3.5.3.3	Formas de atuação no ACL .....	86
3.5.3.4	Migração para o ambiente de contratação livre.....	87
3.5.3.4.1	<i>Sistema de medição para faturamento</i> .....	88
<b>3.5.4</b>	<b>Geração distribuída no ACL</b> .....	89
3.6	ASPECTOS COMPARATIVOS ENTRE ACR E ACL .....	90
3.7	RESUMO DO CAPÍTULO .....	91
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	93
4.1	ANÁLISE DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA E INSTALAÇÕES DA UC .....	94
4.2	ESTUDO DAS DEMANDAS CONTRATADAS .....	94
4.3	VIABILIDADE MIGRAÇÃO AO ACL .....	94
4.4	ESTUDO DO CONTRATO DE ENERGIA .....	95
4.5	RESUMO DO CAPÍTULO .....	95
5	DESENVOLVIMENTO PRÁTICO E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	97
5.1	LEVANTAMENTO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA .....	97
5.2	CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA EM ESTUDO .....	98
5.3	AJUSTE DAS DEMANDAS CONTRATADAS .....	101

5.4	ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O ACR E O ACL .....	103
<b>5.4.1</b>	<b>Estudo do ACL nos Últimos 12 Ciclos de Faturamento</b> .....	103
5.4.1.1	Fonte convencional ACL e modalidade horária azul distribuidora .....	103
5.4.1.2	Fonte convencional e modalidade horária verde distribuidora .....	104
5.4.1.3	Fonte incentivada I5 e modalidade horária azul distribuidora.....	105
5.4.1.4	Fonte incentivada I5 e modalidade horária verde distribuidora.....	106
<b>5.4.2</b>	<b>Estudo do ACL em Contratos de Longo Prazo</b> .....	107
5.4.2.1	Contrato de longo prazo com energia convencional e modalidade horária azul distribuidora .....	109
5.4.2.2	Contrato de longo prazo com energia convencional e modalidade horária verde distribuidora .....	109
5.4.2.3	Contrato de longo prazo com energia incentivada I5 e modalidade horária azul distribuidora .....	110
5.4.2.4	Contrato de longo prazo com energia incentivada I5 e modalidade horária verde distribuidora .....	111
5.5	ANÁLISE DO CONTRATO DE ENERGIA .....	112
5.6	RESULTADOS OBTIDOS .....	113
<b>5.6.1</b>	<b>Demandas Contratadas</b> .....	113
<b>5.6.2</b>	<b>ACR e ACL</b> .....	113
5.7	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	114
6	CONCLUSÃO .....	117
6.1	SUGESTÕES DE CONTRIBUIÇÕES À ANEEL.....	117
6.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	117
6.3	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	118
	REFERÊNCIAS .....	121
	APÊNDICE A - TABELAS DE CUSTOS .....	129



## 1 INTRODUÇÃO

A Base Aérea de Santa Maria (BASM), situada na cidade de Santa Maria – RS, tem como missão o provimento de recursos e infraestrutura às unidades sediadas e deslocadas, como também o auxílio às operações aéreas. Além de contar como uma estrutura administrativa e operacional para o seu funcionamento, nela estão sediadas unidades que operam aeronaves de caça AMX A1, helicópteros H-60 *Black Hawk*, aeronaves remotamente pilotadas Hermes RQ-450 e RQ-900, bem como unidades que provêm cobertura radar e comunicações em apoio às operações aéreas, e que executam atividades operacionais e de manutenção vinculadas ao Sistema de Controle do Espaço Aéreo Brasileiro (SISCEAB).

ABNT (2018) define os requisitos mínimos e específicos para que a organização garanta a melhoria contínua do desempenho energético, levando-a buscar constantemente a redução do consumo de energia, a elevação da eficiência energética e o adequado uso da energia em suas atividades. Com base na ABNT (2018) a qual dispõe sobre Sistemas de Gestão de Energia (SGE), o Comando da Aeronáutica (COMAER), aprovou a Diretriz do Comando da Aeronáutica (DCA) 14-13, a qual tem por finalidade fomentar e orientar a eficiência energética no COMAER. A partir da ABNT (2018) e COMAER (2023a), a BASM criou a Política Energética da Guarnição de Aeronáutica de Santa Maria (GUARNAE-SM), que instituiu a Comissão Interna de Gestão de Energia (CIGE). Entre suas finalidades estão levantar o potencial de redução de despesas com energia elétrica, elaborar um programa de conservação de energia, analisar o contrato de fornecimento de energia elétrica propondo alterações, estreitar laços com a Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) e outras entidades no sentido de desenvolver soluções para a racionalização de consumo de energéticos.

Destaca-se que em outubro de 2017, foi assinado o Protocolo de Intenções nº 001/UFSM/COMAER/2017 entre o Ministério da Defesa, através do COMAER, com a UFSM, o qual propicia condições para o estabelecimento de ações conjuntas no campo técnico, científico e cultural, de forma conveniente a ambas as instituições (FAB, 2017).

“A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e **eficiência** [...]” BRASIL (2020, grifo nosso). Segundo HOUAISS (2003), “eficiência é a capacidade de obter maior rendimento com o mínimo de desperdício”, ou seja, é a habilidade de se produzir mais com menos. Destarte, o serviço público deve realizar uma busca constante para a melhoria dos seus métodos, os quais possibilitem a aplicação da eficiência nas tarefas diárias. A eficiência no setor público pode ser

aplicada nos custos com a energia elétrica, dessa maneira, quanto mais economicidade a administração tiver com a energia elétrica, de modo que não comprometa a sua eficácia, mais eficiente ela será.

A busca por economia, tanto no setor público como no privado é constante, e a energia apresenta um dos maiores valores, logo, os administradores devem prover meios para a diminuição dos gastos. Em relação à energia elétrica, podem-se tomar algumas providências que diminuam o seu custo, como por exemplo: a revisão das instalações elétricas, o *retrofit* de equipamentos, a conscientização dos colaboradores sobre a relevância da economia com energia, a importância da prática de manutenções preventivas, o isolamento térmico, o aproveitamento da iluminação e ventilação natural, a automação de equipamentos, o uso de fontes alternativas de energia (Geração Distribuída), gestão de contratos de energia elétrica, entre outros.

Conforme EPE (2018), os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma concessionária de energia e junto à Unidade Consumidora (UC), atrás do medidor (*behind-the-meter*), contemplando a geração distribuída (GD), armazenamento de energia, veículos elétricos e estrutura de recarga, eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda, permitindo a maior participação do consumidor tanto na geração como na gestão do consumo de sua energia. Em relação à eficiência energética tem-se como exemplo a gestão dos contratos de eletricidade com a possibilidade de migração para o mercado livre de energia. “A definição de metas de redução do consumo de energia, associada à redução de emissões de gases do efeito estufa, é elemento prioritário no desenvolvimento de programas de eficiência energética. Esta meta deve ser mensurável ou verificável e, antes de tudo, atingível” (EPE, [2023a]).

Atualmente a BASM contrata energia elétrica diretamente da distribuidora, estando inserida no mercado cativo ou Ambiente de Contratação Regulada (ACR), nesse ambiente não é possível negociar os preços da energia elétrica com a distribuidora, pois as mesmas possuem uma concessão do poder público para atuarem na área, assim, os preços da energia são definidos através de leilões organizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No mercado livre de energia ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), os consumidores podem escolher de quem comprar a energia, podendo negociar livremente, através de contratos bilaterais, preços, condições e tempo de contrato. Pode-se fazer uma analogia do ACL com a escolha de uma operadora de internet, onde o cliente escolhe o melhor custo-benefício para a contratação, dessa maneira o ACL torna-se um ambiente competitivo. Uma das vantagens do







ACL sobre o ACR é que nele o consumidor pode negociar os preços de energia, obtendo valores menos onerosos, como também flexibilizar e personalizar os seus contratos.

A UC do ACR que possui GD está inserida no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), a Lei nº 14.300 (BRASIL, 2022) impede que consumidores participantes do ACL sejam inseridos no SCEE, assim, ao migrar para o mercado livre de energia, a UC que possua GD pode atuar como autoprodutor de energia (APE). De acordo com Flesch (2022) o consumidor no ACL ao virar APE tem descontos nas seguintes parcelas: Encargos de Serviço do Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Dessa maneira, o fato de a UC possuir GD não impede a sua migração ao ACL.

O ACL no país foi instituído em 1995, onde foram definidos alguns requisitos mínimos que os consumidores deveriam atender para que pudessem escolher o seu fornecedor de energia (BRASIL, 1995). Em janeiro de 2023, definiu-se que os consumidores do grupo A que possuem demanda igual ou superior a 500 kW possam aderir ao ACL, possibilitando que mais UC migrem ao mesmo. Segundo dados de julho de 2023, no Brasil são 33.855 UC que fazem parte do ACL, o que representa 39% do volume total da energia consumida no país. Referente aos custos, o valor da energia paga no mercado livre corresponde a uma redução de 69% quando comparado ao preço pago no mercado cativo (ABRACEEL, 2023a).

Segundo ranking global organizado pela ABRACEEL (2023b), 35 países adotam a liberdade total na contratação de energia elétrica, configurando em primeiro lugar o Japão seguidos por países da Europa. Os Estados Unidos adotam a liberdade energética em 19 estados e na Rússia todos os consumidores são livres com a exceção dos residenciais. Outros países adotam a liberdade na contratação, porém com valores de demandas mínimas exigidas, é o caso do Brasil que ocupa a 47ª posição do ranking, conforme ilustra a Figura 1.

Figura 1 – Ranking internacional de liberdade de energia elétrica no mercado livre

1º	 Japão	Todos os consumidores
2º	 Coreia do Sul	Todos os consumidores
3º	 Alemanha	Todos os consumidores
4º	 França	Todos os consumidores
5º	 Reino Unido	Todos os consumidores
6º	 Itália	Todos os consumidores
7º	 Espanha	Todos os consumidores
8º	 Austrália	Todos os consumidores
9º	 Polônia	Todos os consumidores
10º	 Suécia	Todos os consumidores
11º	 Noruega	Todos os consumidores
12º	 Holanda	Todos os consumidores
13º	 Bélgica	Todos os consumidores
14º	 Finlândia	Todos os consumidores
15º	 Áustria	Todos os consumidores
16º	 República Tcheca	Todos os consumidores
17º	 Suíça	Todos os consumidores
18º	 Grécia	Todos os consumidores
19º	 Romênia	Todos os consumidores
20º	 Portugal	Todos os consumidores
21º	 Nova Zelândia	Todos os consumidores
22º	 Hungria	Todos os consumidores
23º	 Bulgária	Todos os consumidores
24º	 Dinamarca	Todos os consumidores
25º	 Irlanda	Todos os consumidores
26º	 Eslováquia	Todos os consumidores
27º	 Eslovênia	Todos os consumidores
28º	 Croácia	Todos os consumidores
29º	 Lituânia	Todos os consumidores
30º	 Estônia	Todos os consumidores
31º	 Luxemburgo	Todos os consumidores
32º	 Letônia	Todos os consumidores
33º	 El Salvador	Todos os consumidores
34º	 Chipre	Todos os consumidores
35º	 Malta	Todos os consumidores
36º	 Estados Unidos	Todos livres em 19 Estados
37º	 Rússia	Todos livres exceto residencial
38º	 Canadá	Todos livres em Ontario e Alberta
39º	 Turquia	Acima de 0.20 kW
40º	 Singapura	Acima de 4.5 kW
41º	 Colômbia	Acima de 100 kW
42º	 Guatemala	Acima de 100 kW
43º	 Panamá	Acima de 100 kW
44º	 Peru	Acima de 200 kW
45º	 Uruguai	Acima de 250 kW
46º	 Argentina	Acima de 300 kW
47º	 Brasil	<b>Acima de 500 kW</b>
48º	 Chile	Acima de 500 kW
49º	 Filipinas	Acima de 750 kW
50º	 Taiwan	Acima de 750 kW
51º	 Índia	Acima de 1.000kW
52º	 México	Acima de 1000kW
53º	 Equador	Acima de 1.000kW
54º	 Rep. Dominicana	Acima de 1.000kW
55º	 Bolívia	Acima de 1.000kW
56º	 China	Em processo de abertura de mercado

Fonte: ABRACEEL (2023b).

A Organização das Nações Unidas (ONU) em 2015, propôs aos líderes mundiais a adoção de uma agenda sustentável válida para os próximos 15 anos, chamada de Agenda 2030. Essa agenda traz 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), sendo um apelo global à ação para acabar com a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, [2023]).

Conforme (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, [2023]) os ODS são:

- a) erradicação da pobreza;
- b) fome zero e agricultura responsável;
- c) saúde e bem-estar;
- d) educação de qualidade;
- e) igualdade de gênero;
- f) água potável e saneamento;
- g) energia limpa e acessível;
- h) trabalho descente e crescimento econômico;



- i) indústria, inovação e infraestrutura;
- j) redução das desigualdades;
- k) cidades e comunidades sustentáveis;
- l) consumo e produção responsáveis;
- m) ação contra a mudança global do clima;
- n) vida na água;
- o) vida terrestre;
- p) paz, justiça e instituições eficazes; e
- q) parcerias e meios de implementação.

Os ODS e o ESG (*Environmental, Social and Governance*) se interrelacionam, isto é, a empresa ao adotar o ESG leva em consideração os ODS no julgamento das decisões, assim, caso a empresa resolva diminuir o impacto da emissão de gases do efeito estufa em seus processos (eixo ambiental do ESG), ela estará alinhada com o ODS Ação contra a Mudança Global do Clima. A prática da migração das empresas para o mercado livre de energia está relacionada à adoção de práticas ESG correlacionadas aos ODS.

Diante da realidade apresentada, este trabalho tem a finalidade de desenvolver uma metodologia de análise que permita avaliar a viabilidade econômico-financeira da migração da BASM do ACR para o ACL, contribuindo para que a mesma possa ampliar ainda mais suas ações de implementação de ESG.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Relativo às Forças Armadas, a primeira unidade militar a entrar no ACL foi a Base Naval do Rio de Janeiro (BNRJ), no ano de 2020, firmando um contrato de cinco anos, o qual irá gerar uma economia média estimada de 21% nos custos totais com energia elétrica, em relação ao ACR. O ACL ainda é pouco aderido pelas unidades militares, surgindo como uma das alternativas para economia com os gastos em energia elétrica, tanto em instituições públicas como privadas, podendo fazer com que os recursos financeiros economizados sejam aplicados em outras atividades, também essenciais ao funcionamento da instituição.

A BASM busca constantemente a eficiência energética, como exemplo tem-se que ela foi a primeira unidade da Força Aérea Brasileira (FAB) a utilizar uma usina solar fotovoltaica *on-grid*, fruto do Programa de Eficiência Energética (PEE) da distribuidora RGE Sul, que

também contou com a parceria da UFSM, além disso, nesse PEE foi realizada a substituição de mais de 6.000 lâmpadas fluorescentes e incandescentes por lâmpadas de LED.

O motivo desse trabalho é contribuir para que a BASM continue seu pioneirismo nas ações de eficiência energética, diminuindo seus gastos na contratação de energia e ampliando suas práticas ESG, bem como servir como base de consulta a outras unidades das Forças Armadas ou instituições públicas que queiram migrar para o ACL.

## 1.2 PRINCIPAIS PUBLICAÇÕES RELACIONADAS AO TEMA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo na qual aborda o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) e o ACL, com ênfase especial aos consumidores livres, fornecendo uma base de estudo para a migração ao mercado livre de energia (FLOREZI, 2009).

Livro (SCHOR, 2018) que trata sobre o modelo de *retail wheeling* no setor elétrico, elencando as suas vantagens e possibilidades de implantação no SEB, bem como o seu histórico e evolução.

Trabalho apresentado no IV Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que versa sobre uma metodologia quantitativa para desenvolvimento de uma ferramenta para análise de viabilidade de migração para o ACL (FLESCH; BAIERLE; GARCIA, 2021).

Trabalho apresentado no IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2022, referente ao impacto da tarifa de APE na migração para o mercado livre (FLESCH; DALLEPIANE; CAMBAMBI; CANHA; GARCIA, 2022).

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo geral

Desenvolver metodologia para a análise da viabilidade econômico-financeira da migração do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação Livre em unidades consumidoras da Força Aérea Brasileira de forma a contribuir com a aplicação dos conceitos de ESG e dos objetivos de desenvolvimento sustentáveis da ONU.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- a) realizar o estudo do perfil e do histórico de consumo da UC;
- b) determinar os melhores valores de demandas contratadas;
- c) realizar um comparativo entre o ACR e o ACL, com objetivo de determinação da viabilidade econômico-financeira;
- d) realizar a análise do contrato de energia no ACR para fins de migração ao ACL; e
- e) definir o melhor método de contratação no ACL para a UC em estudo.

### 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação foi dividida em 6 capítulos, sendo o primeiro capítulo a introdução contendo a contextualização do tema, motivação, objetivos e estrutura do trabalho.

O segundo capítulo contém a fundamentação teórica, trazendo o histórico, características, instituições e agentes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), bem como a definição das práticas sustentáveis e suas aplicações no setor público e no mercado livre de energia.

O terceiro capítulo destina-se aos conceitos de comercialização de energia no ACR e ACL, GD no mercado livre de energia e aspectos comparativos entre ACR e ACL.

O quarto capítulo refere-se à metodologia desenvolvida para a avaliação da viabilidade econômico-financeira do ACR para o ACL.

O quinto capítulo apresenta o desenvolvimento prático e a análise dos resultados obtidos.

O sexto capítulo mostra as sugestões de contribuições à ANEEL, as considerações finais e as sugestões para trabalhos futuros.



## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esse capítulo tem como objetivo realizar uma fundamentação teórica sobre o assunto, visando demonstrar os conceitos fundamentais referentes ao SEB, ao mercado cativo, ao mercado livre de energia e às práticas ESG.

### 2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O SEB desempenha um papel fundamental no desenvolvimento econômico e social do Brasil, estando dividido em quatro áreas: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Inicialmente, a energia elétrica no Brasil, bem como seus empreendimentos, teve como característica o predomínio do capital privado, onde o governo concedia permissões para gerar e distribuir energia elétrica. Essas empresas de capital privado, construíram hidrelétricas, linhas de transmissão e de distribuição com o objetivo de atender a demanda do país. Na década de 1930 o governo definiu que o progresso do Brasil estaria atrelado ao desenvolvimento da infraestrutura do setor elétrico, pois com o aumento da oferta e da qualidade da energia elétrica, haveria o aumento de indústrias, empregos e conseqüentemente o avanço de tecnologias necessárias à evolução do país. Destarte, o governo brasileiro começou a atuar na área, de modo que o desenvolvimento do país tivesse prioridade. Nessa mesma década, foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE) com o objetivo de regular o setor.

A partir da década de 1940 o país teve um aumento em sua demanda por eletricidade, mas devido à falta de investimentos no SEB aliada aos níveis baixos dos reservatórios, o Brasil experimentou o racionamento de energia. Diante disso, em 20 de junho de 1952 foi assinada a lei de criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que teve como objetivo alavancar os investimentos e o desenvolvimento do país. Ainda na década de 1950 iniciaram-se as obras de construção de usinas hidrelétricas, como a de Furnas em Minas Gerais e a de Paulo Afonso na Bahia.

A Lei Eliseu Resende, Brasil (1993), em homenagem ao Ministro de Minas e Energia da época, estabeleceu diretrizes para a prestação do serviço de energia elétrica no país, buscando promover a universalização do acesso à energia elétrica, garantir a qualidade do serviço prestado e fomentar a competitividade no SEB. Definiu também regras para as concessões de serviços públicos de energia elétrica e estabeleceu-se que os contratos deviam garantir a modicidade tarifária, dando início à reestruturação do SEB (Re-SEB). O Re-SEB fundamentou-

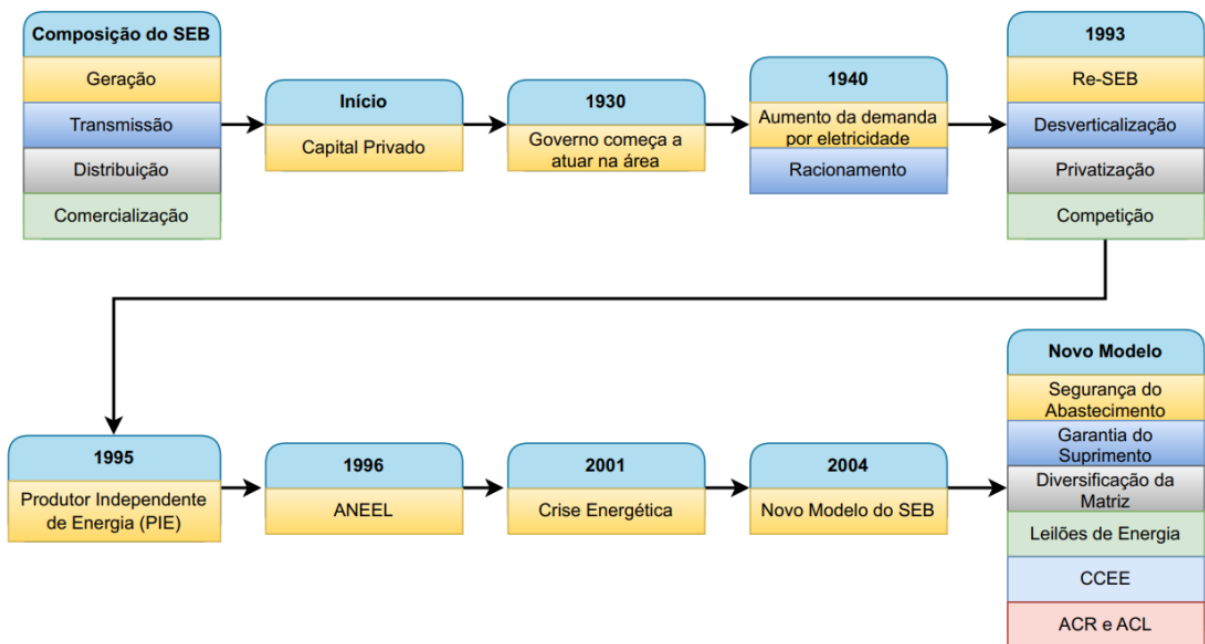
se no tripé Desverticalização, Privatização e Competição entre empresas e segundo Paixão (2000, apud SCHOR, 2018, p. 22), teve como base as seguintes premissas: assegurar a oferta de energia, estimular o investimento no setor, garantir a modicidade tarifária, garantir o livre acesso aos Produtores Independentes de Energia (PIE), fortalecer o órgão regulador, assegurar a expansão hidrelétrica, entre outras. O Re-SEB usou a reforma do setor elétrico inglês como referência para a regulação do setor elétrico do Brasil.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, Brasil (1995) estabeleceu normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, permitindo também que consumidores com carga instalada igual ou superior a 10.000 kW atendidos em tensão igual ou maior a 69 kV pudessem contratar energia através de PIE, tirando a exclusividade da concessionária local, dando início ao mercado livre de energia. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, Brasil (1996) instituiu a ANEEL, extinguindo o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). A ANEEL é uma autarquia federal responsável pela regulação, fiscalização e controle do SEB, atuando como agência reguladora das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização do setor, ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Ainda dentro da reestruturação do SEB, foram criados o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O MAE era uma instituição privada sem fins lucrativos, tendo como finalidade a atuação na compra e venda de energia elétrica no mercado. O ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos e regulado pela ANEEL, ficou responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 1998).

Após a crise energética ocorrida em 2001, verificou-se que seriam necessárias algumas mudanças no SEB, dessa maneira o Novo Modelo do SEB (2004) foi fundamentado na segurança do abastecimento e na garantia de suprimento da energia elétrica, diminuindo os riscos de racionamento e não abrindo mão da modicidade tarifária (PINTO, 2007, apud SCHOR, 20018 p. 39). Brasil (2004a, 2004c) estabeleceram o Novo Modelo do Setor Elétrico, em suma, foi instituída a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que substituiu o MAE, e foram criados dois ambientes de contratação de energia: o ACR e o ACL. Conforme Brasil (2004a), o primeiro ambiente é o “segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição [...]” e o segundo ambiente é o “segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados [...]”. O Novo Modelo estabeleceu a contratação de energia através de leilões, observando-se a modicidade

tarifária e definindo que os agentes de distribuição devem possuir garantias de atendimento à totalidade de seus usuários, mediante contratos firmados na CCEE, garantindo o suprimento de energia elétrica. Pode-se afirmar que esse modelo deu ênfase à diversificação da matriz energética brasileira, ao aperfeiçoamento da infraestrutura e à consolidação da regulação do setor. A Figura 2 ilustra o histórico do SEB.

Figura 2 – Histórico do SEB



Fonte: Elaboração própria.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

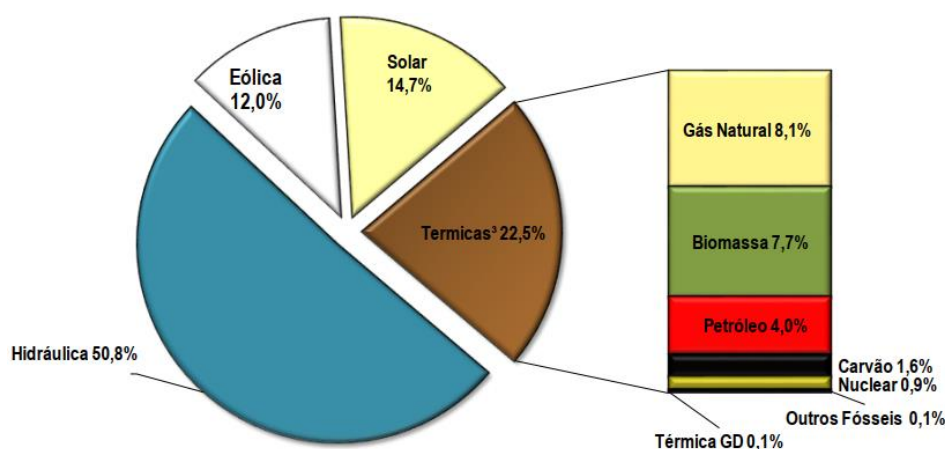
O Brasil é o 5º país do mundo em extensão territorial, o que torna o seu sistema elétrico com características intrínsecas, conforme dados de junho/2023 divulgados em MME (2023a):

- 91.355.996 unidades consumidoras em maio/2023;
- consumo de 25.419 GWh no ACR em maio/2023;
- consumo de 17.762 GWh no ACL em maio/2023;
- ACR representou 59 % do consumo de energia elétrica em maio/2023;
- ACL representou 41 % do consumo de energia elétrica em maio/2023;
- capacidade total instalada de 216.407 MW, incluindo a GD em junho/2023;

- g) 183.607 km de linhas de transmissão (LT) em operação; e
- h) 21.926 usinas em operação, excetuando-se a GD.

A matriz elétrica brasileira é predominantemente composta por energia renovável, sendo majoritária a energia hidrelétrica, conforme mostra a Figura 3.

Figura 3 – Matriz elétrica da capacidade instalada junho/2023



Fonte: Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico - MME (2023a, p. 16).

As fontes renováveis hidráulica, solar, eólica e biomassa, representaram 85,2% da capacidade instalada em junho/2023 (MME, 2023a).

### 2.2.1 Sistema Interligado Nacional e subsistemas de energia

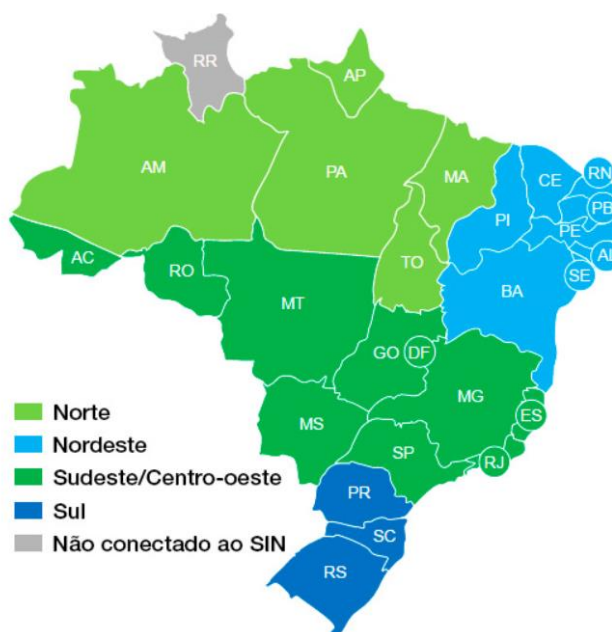
Devido à extensão territorial do Brasil, para se obter um melhor aproveitamento das fontes geradoras, aumentar a confiabilidade do SEB, possibilitar a transferência de energia entre os subsistemas e aumentar a diversificação da matriz energética, foi criado o SIN. Ele é composto pelas LT da rede básica (tensão maior igual a 230 kV), as quais interligam a maior parte do território nacional, excetuando-se o Sistema Isolado (SISOL). “Atualmente, existem 212 localidades isoladas no Brasil. A maior parte está na região Norte, nos estados de Rondônia, Acre, Amazonas, Roraima, Amapá e Pará. A ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco, e algumas localidades de Mato Grosso completam a lista” (ONS, 2023d).



Em síntese, pode-se tratar o SEB como sendo composto de dois ambientes, o físico e o comercial. O ambiente físico é composto pela geração, transmissão, distribuição e consumo, todos interligados pelo SIN. O ambiente comercial é onde se realizam as transações de energia elétrica, podendo um consumidor da região Sul comprar energia de um gerador na região Norte. Por questões técnicas, a energia gerada em uma usina é enviada aos consumidores mais próximos, então, conclui-se que o que acontece no ambiente comercial é diferente do que acontece no ambiente físico. Desse modo, o consumidor da região Sul que comprou energia do gerador da região Norte, não necessariamente irá receber a energia proveniente desse gerador devido às limitações físicas do SIN. Essas limitações são devidas ao transporte de energia pelas LT, desse modo, o SIN é dividido em subsistemas de energia.

A divisão dos subsistemas de energia é diferente da divisão regional do país, enquanto o Brasil é dividido em cinco regiões (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul), o SIN é dividido em quatro subsistemas de energia (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). A Figura 4 ilustra os subsistemas do SIN. Os subsistemas, também chamados de submercados de energia “são as divisões do SIN cujas fronteiras são definidas devido às restrições físicas relevantes de transmissão de energia elétrica entre as regiões” (informação verbal)<sup>1</sup>.

Figura 4 - Subsistemas do SIN

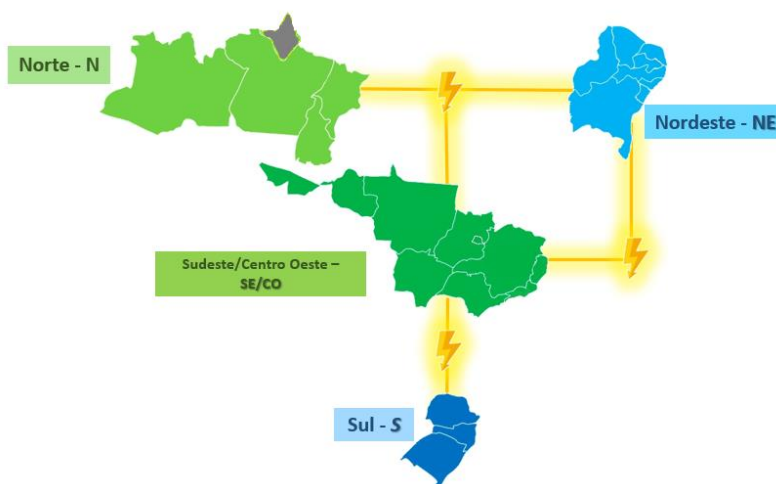


Fonte: GRUGEEN (2017).

<sup>1</sup> Curso de Introdução – Primeiros Passos no Setor Elétrico e na CCEE – Mundo Físico e Mundo Comercial. Plataforma Capacita CCEE. (CCEE, 2023a).

As restrições físicas do SIN definem a quantidade máxima de energia elétrica que os submercados podem transacionar entre si (importação e exportação), além disso, elas determinam que as transações de energia só podem se dar entre os submercados que fazem fronteira entre si, como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Intercâmbio de energia entre os subsistemas do SIN



Fonte: Adaptação de CCEE (2023a).

Os intercâmbios de energia ocorrem da seguinte maneira: caso um subsistema esteja com uma maior geração em relação ao consumo, a energia excedente é enviada ao subsistema em que a geração é menor do que o consumo, sempre respeitando os limites físicos do SIN.

Nos submercados de energia temos o conceito de centro de gravidade, ele corresponde ao ponto fictício de cada submercado onde as perdas entre consumidores e geradores se igualam, ou seja, onde o consumo é igual à geração.

#### 2.2.1.1 Subsistema norte

O subsistema Norte é constituído pelos estados do Amazonas, Amapá, Maranhão, Pará e Tocantins. Possui característica exportadora de energia, principalmente no horário de ponta, possuindo grandes usinas hidrelétricas (Belo Monte e Tucuruí no Pará). Pode transacionar energia com os subsistemas Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

#### 2.2.1.2 Subsistema nordeste

O subsistema Nordeste é formado pelos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí e Rio Grande do Norte. Possui característica importadora e exportadora de energia, contando com a presença de fontes renováveis, em especial a eólica. Realiza intercâmbio de energia com os subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste.

#### 2.2.1.3 Subsistema sudeste/centro-oeste

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste é composto pelos estados do Sudeste (Espírito Santo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e São Paulo), do Centro-Oeste (Goiás, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul), Acre e Rondônia. Conforme Deus (2008), esse é o subsistema com maior demanda no país, importa energia dos outros subsistemas durante a maior parte do ano e possui grande capacidade de armazenamento em múltiplos reservatórios. Possui a característica de poder intercambiar energia elétrica com os outros 3 subsistemas (Norte, Nordeste e Sul).

#### 2.2.1.4 Subsistema sul

O subsistema Sul é estabelecido pelos estados do Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina. Nesse subsistema está instalada a maior hidrelétrica do país, a de Itaipu. O Subsistema Sul apresenta a característica da geração hidrelétrica e térmica (sistema hidrotérmico), realiza intercâmbio de energia com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, sendo supridor de energia para esse subsistema, como também realiza a importação de energia desse mesmo subsistema. Devido a sua posição geográfica é um potencial exportador internacional de energia elétrica para os países que fazem fronteira com ele, como por exemplo Argentina e Uruguai.

### 2.3 INSTITUIÇÕES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O SEB é formado por instituições que fornecem suporte e regulação, bem como desempenham papéis importantes na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, assim, de forma breve, será descrito as instituições e suas principais funções no SEB.

### **2.3.1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**

O CNPE é um órgão de assessoramento ao Presidente da República, presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, tendo como as principais atribuições (BRASIL, 1997):

- a) formular e propor políticas e diretrizes para o setor energético;
- b) realizar o planejamento energético, garantindo o suprimento de energia;
- c) definir diretrizes para exploração de recursos energéticos;
- d) analisar e deliberar sobre investimentos no setor energético; e
- e) identificar soluções mais pertinentes ao suprimento de energia elétrica.

### **2.3.2 Ministério de Minas e Energia (MME)**

O MME foi criado em 1960 e tem entre as suas atribuições ligadas ao setor de energia:

- a) formular e implementar políticas e diretrizes no setor energético, entre eles o elétrico, de acordo com o CNPE;
- b) zelar pelo cumprimento das diretrizes e políticas no setor elétrico;
- c) regular o setor elétrico juntamente com a ANEEL;
- d) proporcionar a segurança energética;
- e) representar internacionalmente o país nas questões energéticas; e
- f) apoiar o desenvolvimento e a pesquisa no setor energético.

### **2.3.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**

Segundo MME (2023b), o CMSE tem a presidência do Ministro de Estado de Minas e Energia e foi instituído com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Entre as funções elencadas por MME (2023b), o CMSE tem as seguintes atribuições referentes ao SEB:

- a) acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica;
- b) realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica; e
- c) identificar dificuldades e obstáculos que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento dos setores de energia elétrica.

### **2.3.4 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

“Tem por finalidade prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis” EPE ([2023b]). Entre suas funções, podemos citar:

- a) realizar estudos e pesquisas a fim de definir a matriz energética do país;
- b) auxiliar no planejamento e expansão do SEB; e
- c) auxiliar o MME no desenvolvimento de políticas públicas, bem como nas decisões importantes para o SEB.

A EPE é responsável por realizar os seguintes estudos:

- a) Balanço Energético Nacional (BEN) – relatório anual com a divulgação da oferta e consumo de energia, não sendo exclusivo da eletricidade;
- b) Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) – estudo com as concepções do Governo para a expansão do setor de energia, pelos próximos 10 anos; e
- c) Plano Nacional de Energia (PNE) – estudo com uma análise de longo prazo para o setor de energia, orientando o planejamento e a expansão do setor energético.

Conforme Florezi (2009, p. 31) “os estudos e as pesquisas realizadas pela EPE servem de base para que o MME possa colocar em prática a política energética adotada pelo CNPE”.

### **2.3.5 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**

A ANEEL é uma autarquia em regime especial vinculada ao MME, com a função de regular o SEB nas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, tendo como missão “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade” (GOV.BR, 2022b).

As principais funções da ANEEL, segundo GOV.BR (2022a) são:

- a) regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- b) fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
- c) implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- d) estabelecer tarifas;

- e) dirimir as divergências, na esfera administrativa, entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores; e
- f) promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal.

### **2.3.6 Operador Nacional do Sistema (ONS)**

O ONS é uma instituição jurídica de direito privado, sem fins lucrativos e “é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, sob a fiscalização e regulação da ANEEL” (ONS, 2023b). Conforme ONS (2023b), suas principais atribuições são:

- a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela ANEEL;
- b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

### **2.3.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**

A CCEE é entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, criada por Brasil (2004c), com suas atribuições definidas por Brasil (2004b). Ela opera com a autorização do Poder Concedente, mediante regulação e fiscalização da ANEEL.

De acordo com Florezi (2009, p. 34), “[...] a CCEE é um dos principais agentes do sistema elétrico, responsável pela comercialização de energia elétrica no país. A CCEE sucedeu o MAE [...]”. Conforme CCEE ([2023i]), as suas principais atribuições são:

- a) calcular os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) para o dia seguinte, com base horária;
- b) apurar os valores dos contratos e os dados de medição, promovendo a contabilização dos montantes financeiros, realizando a liquidação financeira;

- c) administrar os recursos financeiros arrecadados em contas setoriais, entre elas: Conta Bandeiras, Conta de Energia de Reserva (CONER) e Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- d) realizar leilões de energia para o SIN e para o SISOL;
- e) capacitar os profissionais do mercado, através de cursos online e presenciais;
- f) elaborar e divulgar as regras de comercialização de energia, garantindo o cumprimento da regulamentação do setor elétrico;
- g) divulgar os resultados das operações do mercado, garantido a transparência e a publicidade;
- h) operacionalizar as negociações para venda de energia excedente das distribuidoras para os compradores do mercado livre;
- i) aplicar sanções e penalidades aos agentes em desacordo com as regras do mercado; e
- j) desenvolver e oferecer ao mercado plataformas tecnológicas para as operações.

Alguns agentes devem ser participantes obrigatórios da CCEE conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Participantes obrigatórios da CCEE

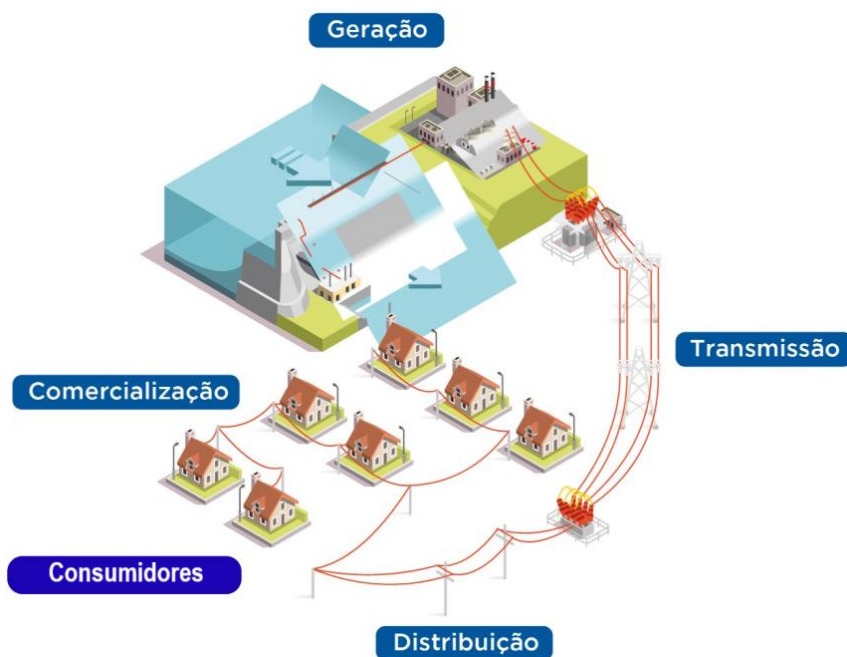
CATEGORIA	AGENTE	REQUISITO
GERAÇÃO	Concessionários de Serviço Público	Potência instalada $\geq$ 50 MW
	Produtores Independentes de Energia	
	APE despachado pelo ONS	
DISTRIBUIÇÃO	Distribuidoras	Adquiram $\geq$ 700 GWh/ano
		Comercializem menos que 700 GWh/ano, mas que não adquiram de distribuidora agente da CCEE.
COMERCIALIZAÇÃO	Comercializadores	-
	Consumidores Livres	-
	Consumidores Especiais	-
	Importadores ou Exportadores	Intercambiem $\geq$ 50 MW

Fonte: Adaptação de CCEE (2023a).

## 2.4 AGENTES DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No SEB tem-se os seguintes agentes: Geração, Transmissão, Distribuição, Comercialização e Consumidores, conforme ilustra a Figura 6.

Figura 6 - Agentes do SEB



Fonte: Adaptação de Portal da Indústria (2021).

Os setores de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais. Conforme Posner (1968, apud SCHOR, 2018, p. 40), considera-se monopólio natural o mercado cuja demanda seja integralmente atendida, pelo menor preço, se houver apenas uma única empresa na qualidade de ofertante. “Em outras palavras, a competição entre múltiplos ofertantes não teria o condão de reduzir o preço do produto, e sim de aumentá-lo [...]” (SCHOR, 2018, p. 40).

### 2.4.1 Geração

A geração de energia é o início do SEB, nela a energia elétrica é gerada através de usinas, as quais podem ser classificadas de acordo com ANEEL (2023b) como:

- a) Central Geradora Hidrelétrica (CGH) – aproveitamento hidrelétrico cuja potência seja igual ou inferior a 5.000 kW;
- b) Pequena Central Hidrelétrica (PCH) – aproveitamento hidrelétrico com potência superior a 5.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW;
- c) Usina Hidrelétrica (UHE) – aproveitamento hidrelétrico de potência instalada superior a 30.000 kW;



- d) Usina Eólica (EOL) – produção de energia elétrica a partir do aproveitamento da energia cinética do vento;
- e) Usina Fotovoltaica (UFV) – produção de energia elétrica a partir do aproveitamento da radiação solar sob a aplicação do efeito fotovoltaico;
- f) Usina Termelétrica (UTE) – produção de energia elétrica a partir do aproveitamento da energia térmica obtida pela combustão de um combustível; e
- g) Usina Termonuclear (UTN) – produção de energia elétrica a partir do aproveitamento da energia térmica liberada em reações nucleares.

A Tabela 2 traz informações dos tipos e quantidades de usinas da matriz elétrica brasileira, com dados referentes a 25/08/2023 às 13h e 01min. A potência outorgada refere-se à potência que a usina foi autorizada a operar no momento da outorga. A potência fiscalizada é a considerada no momento da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora, ela pode aumentar com o passar dos meses, à medida que as unidades geradoras passam a entrar em operação.

Tabela 2 - Geradoras da matriz elétrica brasileira

TIPO	QUANTIDADE	POTÊNCIA OUTORGADA (kW)	POTÊNCIA FISCALIZADA (kW)
UHE	220	103.530.521,00	103.195.357,00
UTE	3.123	56.170.371,61	46.441.716,01
EOL	1.582	53.256.543,86	26.812.823,86
UFV	21.053	135.711.531,95	10.443.833,53
PCH	529	7.164.443,22	5.777.492,56
UTN	3	3.340.000,00	1.990.000,00
CGH	713	886.818,66	874.959,66
<b>TOTAL</b>	<b>27.223</b>	<b>360.060.230,30</b>	<b>195.536.182,62</b>

Fonte: ANEEL SIGA (ago. 2023).

Os agentes de geração são os responsáveis pela produção de energia elétrica, podendo ser empresas estatais, privadas ou de economia mista. Destaca-se que esses agentes “devem obter outorga estatal (atualmente concedida sob o regime de concessão ou de autorização) e submetem-se ao controle e à fiscalização do Poder Concedente (União) e da agência reguladora [...]” (SCHOR, 2018, p. 25).

Entre os agentes de geração tem-se os Concessionários de Serviço Público de Geração, os PIE e os APE. Os agentes de geração com potência instalada maior igual a 50 MW

despachados pelo ONS, são participantes obrigatórios da CCEE. Os agentes de geração podem comercializar energia tanto no ACR como no ACL, para isso devem ser registrados na CCEE.

#### 2.4.1.1 Concessionários de serviço público de geração

Segundo a ANEEL (2023a), é o agente de geração que possui a concessão do Poder Concedente para a exploração de energia elétrica a título de serviço público. Pode vender energia tanto no ACR como no ACL.

#### 2.4.1.2 Produtores independentes de energia (PIE)

“É a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco” (ANEEL, 2023a). Pode vender energia tanto no ACR como no ACL.

#### 2.4.1.3 Autoprodutor de energia (APE)

Conforme ANEEL (2023a), o APE é o consumidor participante do ACL, podendo ser pessoa física ou jurídica, o qual recebe concessão ou autorização para produzir energia destinada ao seu uso exclusivo, podendo temporariamente e eventualmente, comercializar o seu excedente de energia mediante a autorização da ANEEL. A venda do excedente é realizada no ACL.

### 2.4.2 Transmissão

O agente de transmissão é o responsável por realizar o transporte de energia entre os geradores e os centros de distribuição de energia elétrica. As LT que operam com tensão igual ou superior a 230 kV, também são chamadas de rede básica, realizam o transporte de grandes volumes de energia em tensões elevadas, percorrendo grandes distâncias. Segundo ONS (2023a), o agente de transmissão opera através de contrato de concessão do serviço público, geralmente 30 anos, após vencer um leilão de transmissão. Os agentes de transmissão não são associados da CCEE, pois esses não comercializam energia elétrica.

Os agentes de transmissão são remunerados através da Receita Anual Permitida (RAP), sendo os recursos oriundos da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), os quais são pagos pelos consumidores.

A rede básica, integrante do SIN, é operada pelo ONS. A Tabela 3 mostra as características da rede básica, conforme dados do MME (2023a) divulgados no Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico (jun./2023).

Tabela 3 - Linhas de transmissão do SEB

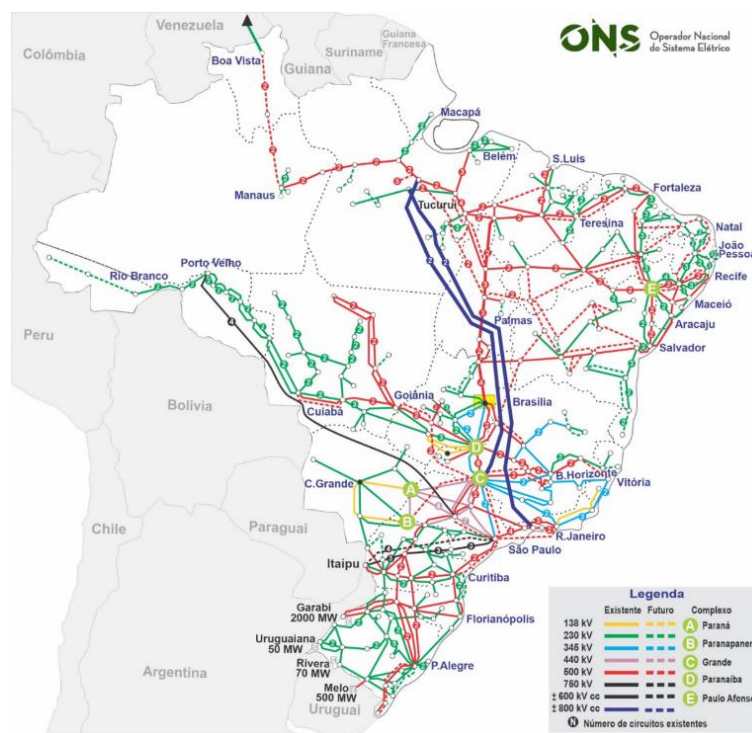
<b>CLASSE DE TENSÃO (kV)</b>	<b>LINHAS DE TRANSMISSÃO INTALADAS (km)</b>
230	69.656
345	10.899
440	6.935
500	71.413
600 (CC)	12.816
750	2.683
800 (CC)	9.204
<b>TOTAL</b>	<b>183.607</b>

Fonte: Adaptação de MME (2023a).

A infraestrutura do SIN é dividida em quatro subsistemas e a única capital isolada é Boa Vista (RR), mas já existe uma previsão de interligação com o SIN partindo de Manaus.

“A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias” (ONS, 2023c). A Figura 7 ilustra as LT integrantes do SIN e as previsões para o horizonte 2027.

Figura 7 - Linhas de transmissão do SIN



Fonte: ONS (2023c).

### 2.4.3 Distribuição

O agente de distribuição tem a responsabilidade de receber a energia elétrica proveniente do agente de transmissão e fornecer aos consumidores. Os agentes de distribuição, realizam a comercialização de energia elétrica e devem ser associados da CCEE. Esses agentes são as “[...] concessionárias ou permissionárias que distribuem energia para todos os consumidores em sua área de atuação. Compram o insumo em leilões organizados pela CCEE” (CCEE, [2023e]). Schor (2018) detalha que os agentes de distribuição possuem outorga do Poder Concedente para concessão do serviço público em sua área de atuação, elas conciliam o serviço de transporte com a comercialização de energia elétrica para os consumidores dentro de sua área de concessão, tendo os preços dos seus serviços regulados pela ANEEL.

### 2.4.4 Comercialização

O agente de comercialização atua como elo de ligação entre os agentes geradores e consumidores, operando nas atividades de compra e venda de energia elétrica, sendo a sua

atuação limitada ao mercado livre de energia. Schor (2018) informa que no mercado regulado (ACR) não existe negociação dos preços de energia, desse modo a figura do agente de comercialização não tem espaço no ACR.

De acordo com Florezi (2009), em algumas situações especiais, como por exemplo os em Leilões de Ajuste, os agentes comercializadores podem realizar a venda de energia no ACR para as distribuidoras.

Esses agentes devem ser associados da CCEE, pois operam na comercialização de energia, tendo liberdade para firmarem contratos referentes à compra e venda de energia, mas esses devem ser registrados na CCEE.

De certo modo, os agentes de comercialização estão se tornando concorrentes dos agentes de distribuição à medida que a abertura do mercado livre de energia se dá a mais consumidores.

Segundo Lima (2006, apud SCHOR, 2018), o agente comercializador, pode atuar como:

- i) *trader*, hipótese em que compra e vende energia em nome próprio, com a internalização de eventuais perdas e ganhos advindos da flutuação dos preços no mercado (buffer, mitigação ou blindagem da variação de preços ao consumidor final);
- ii) *broker*, ao intermediar negociação de compra e venda entre dois agentes, mas não representar nenhuma das partes; e
- iii) *dealer*, quando representa o interesse de um dos envolvidos no negócio de compra e venda de energia elétrica.

## 2.4.5 Consumidores

É toda pessoa física ou jurídica que consome energia elétrica. Toda a estrutura do SEB é organizada para atender o agente consumidor, sendo eles os usuários finais.

Atualmente no SEB os consumidores podem contratar energia através do mercado cativo ou ACR, como também pelo mercado livre ou ACL, esses dois ambientes de contratação originaram os consumidores cativos e os consumidores livres.

### 2.4.5.1 Consumidor cativo

Os consumidores cativos são aqueles que realizam a contratação de energia elétrica através do mercado regulado, isto é, são atendidos pela distribuidora de energia de sua região, com os preços e contratos regulados pela ANEEL. Dentro dos consumidores cativos existe uma divisão, os consumidores do grupo A e os do grupo B.

#### 2.4.5.1.1 Consumidores do grupo A

Segundo ANEEL (2021), os consumidores do grupo A são caracterizados por serem atendidos em tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV, bem como pelo sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV. O grupo A é dividido em subgrupos conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - Subgrupos do grupo A

SUBGRUPO	TENSÃO DE CONEXÃO (kV)
A1	$\geq 230$
A2	$\geq 88$ ou $\leq 138$
A3	69
A3a	$\geq 30$ ou $\leq 44$
A4	$\geq 2,3$ ou $\leq 25$
AS	$\leq 2,3$ . A partir do sistema subterrâneo de distribuição.

Fonte: Adaptação de ANEEL (2021).

#### 2.4.5.1.2 Consumidores do grupo B

ANEEL (2021), designa os consumidores do grupo B como sendo aqueles atendidos em tensão de conexão menor que 2,3 kV e são divididos em subgrupos conforme a Tabela 5.

Tabela 5 - Subgrupos do grupo B

SUBGRUPO	CLASSE
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Adaptação de ANEEL (2021).

#### 2.4.5.2 Consumidor livre

São os consumidores que podem escolher de quem comprar a sua energia elétrica, tendo os seus contratos e preços firmados bilateralmente com o agente comercializador. Os consumidores livres podem ser classificados em livres e especiais (BRASIL, 1995). O consumidor livre caracteriza-se por ser do grupo A e possuir demanda igual ou superior a 500

kW (janeiro/2023), podendo realizar a contratação de energia proveniente de qualquer fonte, seja ela incentivada ou convencional. A energia de fonte convencional é aquela proveniente de UTE (carvão, gás natural e óleo combustível) e de UHE. Segundo a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, Brasil (1996), a energia de fonte incentivada depende da potência injetada no sistema e da data de outorga ou do leilão, sendo a proveniente de PCH, UFV, EOL, biomassa e cogeração qualificada.

#### *2.4.5.2.1 Consumidor especial*

Semelhante ao consumidor livre, o especial deve ser do grupo A e possuir demanda mínima de 500 kW, porém realiza a contratação de energia proveniente de fonte especial. Caso o consumidor não possua o valor mínimo de demanda e queira contratar a energia pelo ACL, ele pode realizar uma comunhão de direito ou de fato, unindo as demandas de mais de uma UC. Cada UC que fizer parte da comunhão deve possuir no mínimo 30 kW de demanda, conforme regra do grupo A estabelecida por ANEEL (2021). Conforme ANEEL (2006), a comunhão de direito se dá quando as UC estão na mesma raiz do Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ) e situadas no mesmo subsistema de energia e a comunhão de fato pode ser realizada quando as UC estão localizadas em áreas contíguas.

#### *2.4.5.3 Consumidor potencialmente livre*

O consumidor potencialmente livre é aquele que possui todos os requisitos para contratar energia através do mercado livre, mas opta por ser atendido pelo mercado regulado.

#### *2.4.5.4 Consumidor parcialmente livre*

ANEEL (2021) em seu Artigo 165, define que o consumidor parcialmente livre é o consumidor livre que opta por contratar parte de sua energia elétrica no mercado cativo (distribuidora), ou seja, esse consumidor pode contratar uma parte de sua necessidade de energia no ACL e outra parte no ACR.

Havendo necessidade de aumento do montante de energia contratada desse consumidor junto à distribuidora, o prazo de antecedência mínima é de 5 anos, podendo ser reduzido à

critério da distribuidora. Caso haja necessidade da diminuição do montante contratado junto à distribuidora, deve-se respeitar as condições contratuais firmadas no momento da contratação.

## 2.5 ENVIRONMENTAL, SOCIAL AND GOVERNANCE (ESG)

Os termos meio ambiente, social e governança (ESG) substituíram a palavra sustentabilidade no universo corporativo (EXAME, 2023b).

O termo foi cunhado em 2004 em uma publicação do Pacto Global em parceria com o Banco Mundial, chamada *Who Cares Wins*. Surgiu de uma provocação do secretário-geral da ONU Kofi Annan a 50 CEOs de grandes instituições financeiras, sobre como integrar fatores sociais, ambientais e de governança no mercado de capitais. (PACTO GLOBAL, [2023]).

Conforme UNIFESP (2020), o termo sustentabilidade foi definido em 1983 pela ONU em seu relatório *Nosso Futuro Comum*: “sustentabilidade é suprir as necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades”.

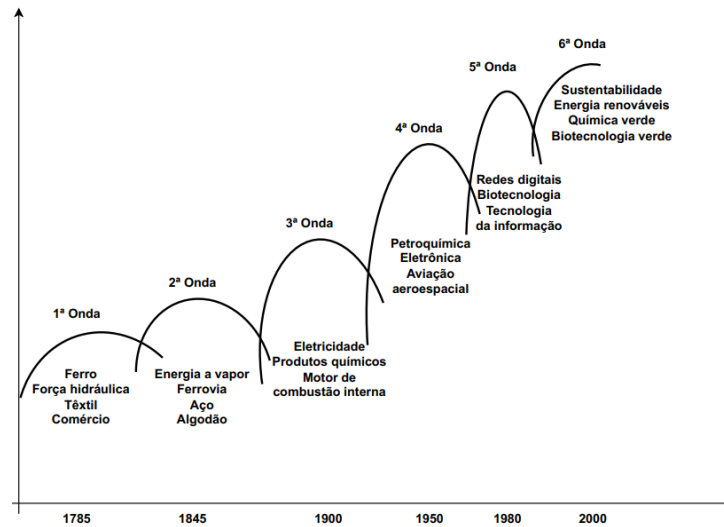
O ESG faz parte da sexta onda de inovação e segundo Exame (2023a),

Criada em 1940, a teoria das ondas de inovação elaborada pelo economista Joseph Schumpeter é uma forma de entender como as mudanças tecnológicas e sociais afetam a economia e o desenvolvimento dos países. A teoria já identificou 6 grandes ondas, são elas: Revolução Industrial, Idade do Vapor, Era da Eletricidade, Produção em Massa, Redes e Tecnologias da Informação e Comunicação. A sexta e última é a Onda da Sustentabilidade, ou do ESG (sigla para Ambiental, Social e Governança).

A primeira onda foi marcada pelo uso da energia hidráulica na produção de ferro e têxtil, a segunda onda teve como base a energia a vapor, as ferrovias e o aço. Na terceira onda tivemos o surgimento da energia elétrica e dos motores de combustão interna, tendo destaque Henry Ford com a sua linha de montagem. Na quarta onda tivemos a revolução da aviação e o crescimento da indústria petroquímica, já na quinta onda a tecnologia da informação foi predominante. A sexta onda da inovação é marcada pela sustentabilidade, energias renováveis e tecnologia verde. A Figura 8 retrata as ondas da inovação.



Figura 8 - Ondas da inovação



Fonte: Adaptação de VIA UFSC (2021).

O ESG baseia-se no tripé da sustentabilidade (*triple bottom line*), ou 3 P's (*people* - pessoas, *planet* – planeta e *profit* - lucro), definição criada pelo sociólogo britânico John Elkington na qual diz que para uma empresa ser sustentável ela deve ser financeiramente viável, socialmente justa e ambientalmente responsável. Realizando uma análise do termo ESG, tem-se:

- a) *environmental* (ambiental) – esse primeiro termo envolve tudo o que é relacionado à redução de impactos ao meio ambiente, como por exemplo o uso de fontes renováveis de energia, eficiência energética, gestão de resíduos, poluição do ar, desmatamento, utilização de combustíveis renováveis em substituição aos fósseis, entre outros;
- b) *social* (social) – o segundo termo refere-se aos aspectos sociais, tendo como exemplo o comprometimento com a mão de obra, com os direitos trabalhistas e humanos, bem como a relação com colaboradores, investidores, fornecedores e comunidades; e
- c) *governance* (governança) – esse termo diz respeito à administração da empresa por seus diretores, como por exemplo a transparência, gestão de recursos, crescimento, gestão interna e ética.

A Figura 9 mostra o tripé da sustentabilidade.

Figura 9 - Tripé da sustentabilidade



Fonte: Revista Franquia (2020).

O ESG vem sendo usado por diversas empresas ao redor do mundo, pois atualmente seus representantes e o público consumidor estão preocupados em como será o futuro da humanidade e os impactos que as empresas irão deixar para as gerações futuras, alinhados com a definição do termo sustentabilidade visto anteriormente. Os consumidores possuem a preocupação em deixar um mundo melhor para as gerações futuras e as empresas sabem que só poderão continuar existindo caso no futuro a figura do consumidor estiver presente. Algumas empresas praticam o *greenwashing*, ou seja, divulgam dados falsos a respeito de ações de sustentabilidade praticadas por elas, através de ações de marketing e informações dissimuladas nos rótulos dos produtos. Essa ação prejudica o ESG, pois há dificuldade em verificar quais as empresas são realmente sustentáveis.

No Brasil existe a ABNT (2023) a qual é uma prática recomendada com os principais conceitos e princípios do ESG, orientando as organizações sobre os passos necessários à sua incorporação.

### 2.5.1 ESG no setor público

A prática do ESG no setor privado já está consolidada, com grandes empresas aplicando os conceitos, pois a não preocupação com a sustentabilidade por parte de uma empresa gera

prejuízos a mesma. No setor público a adoção do ESG não está tão desenvolvida comparada ao setor privado, devido a diferentes gestões, recursos escassos e falta de corpo técnico capacitado, mas tendo a população como principal cliente, essa já começou a cobrar do serviço público a adoção de práticas sustentáveis por seus órgãos.

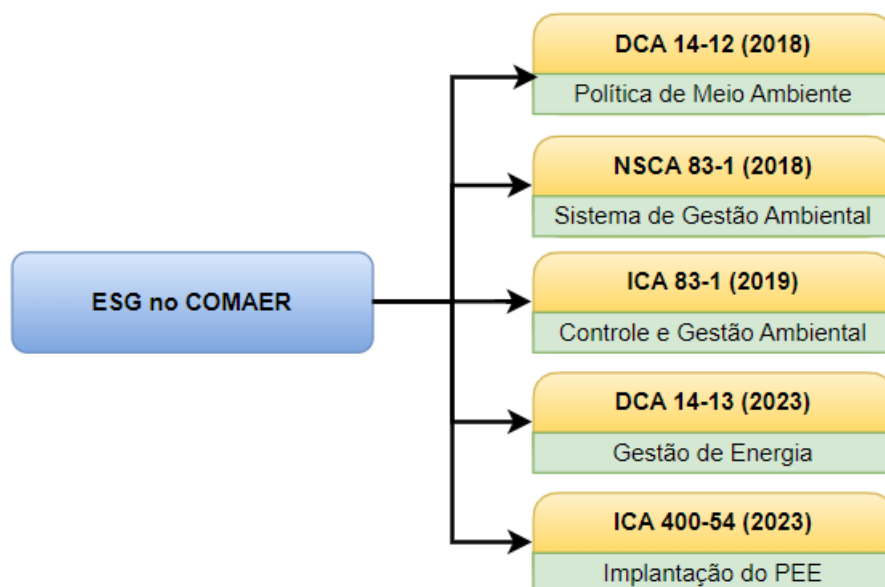
De acordo com Nardone (2021),

Medidas relacionadas aos critérios ESG na seara pública são ações reguladoras e também executoras, voltadas à redução do desmatamento e restauração ecológica; licitações de concessões de rodovias sob condições de redução de emissão de carbono; eliminação de processos físicos com utilização de papel; licitações para compras de suprimentos a partir da qualificação/certificação de fornecedores conforme parâmetros sustentáveis; investimento em energias renováveis e maior transparência de atos de gestão, demonstram que se a jornada ESG é uma ação coletiva, os governos não podem deixar de participar ativamente.

Com referência a práticas sustentáveis no setor público em relação à energia elétrica, pode-se citar o uso de fontes renováveis de energia, gestões de eficiência energética como por exemplo a utilização de equipamentos com o selo Procel e gestão de contratos.

No âmbito do COMAER a prática sustentável já vem sendo adotada, tem-se como exemplo as seguintes Diretrizes, Normas de Serviço e Instruções do COMAER, ilustradas na Figura 10.

Figura 10 – ESG no COMAER



Fonte: Elaboração própria.

- a) COMAER (2018a) define a sua finalidade como sendo a de estabelecer a Política de Meio Ambiente do COMAER, em consonância com a Política Nacional de Meio Ambiente e os objetivos para o desenvolvimento sustentável estabelecidos pela ONU, visando assegurar o aprimoramento contínuo do desempenho do COMAER no tocante à preservação, proteção e melhoria da qualidade ambiental, de modo a garantir a adequação à legislação pertinente e o cumprimento do dever de defender, preservar, melhorar e recuperar o meio ambiente para as presentes e futuras gerações;
- b) COMAER (2018b) relata que a sua finalidade é estabelecer a estrutura básica do Sistema de Gestão Ambiental (SISGA) do COMAER;
- c) COMAER (2019) diz que a sua finalidade é orientar as atividades do SISGA, definindo o Plano de Gestão de Logística Sustentável (PLS), abrangendo questões sobre o gerenciamento de resíduos sólidos, recursos hídricos, supressão vegetal, manejo de animais silvestres e contratações sustentáveis que levam em consideração os critérios de sustentabilidade nas licitações, como por exemplo a contratação de obras no COMAER que tenham baixo impacto ambiental, uso eficiente de água e energia, automação da iluminação, utilização de lâmpadas LED, uso de aquecimento solar da água, entre outros;
- d) COMAER (2023a) descreve a sua finalidade como sendo a de fomentar e orientar a eficiência energética no COMAER através do PEE de acordo com a NBR ISO 50.001; e
- e) COMAER (2023b) diz que a sua finalidade é orientar o processo de desenvolvimento do PEE, priorizando o uso inteligente da energia, bem como a aplicação de geração de energia renovável.

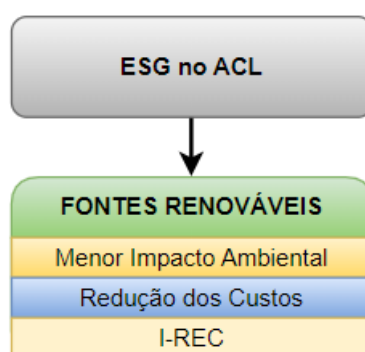
### **2.5.2 ESG e o mercado livre de energia**

Pode-se afirmar que o mercado livre de energia se relaciona com as práticas ESG, pois a adesão ao ACL a empresa realiza uma melhor gestão dos seus recursos através da previsibilidade de seus gastos com energia, podendo firmar contratos que preveem flexibilidade no consumo e negociando preços diretamente com o comercializador. Também se tem que ao contratar energia de fontes renováveis no ACL, como solar e eólica, estará gerando menos impacto no meio ambiente, contribuindo com a qualidade do ar, redução do uso de termelétricas, além de serem fonte incentivadas que fornecem desconto na TUST/TUSD, reduzindo os custos

com a contratação. A compra de energia de fonte renovável fornece ao consumidor a possibilidade de se obter o Certificado Internacional de Energia Renovável (I-REC) (Figura 11). Conforme ENEL (2021), o I-REC:

Serve para comprovar que a energia elétrica consumida é proveniente de uma fonte de energia renovável, assinalando o compromisso do consumidor em diminuir o impacto ambiental, propiciado por fontes não renováveis de energia. Para além de atestar que a energia é renovável, o certificado simboliza o engajamento com a diminuição de gases nocivos e do impacto gerado pelo consumo de energia, chamados de emissões de Escopo 2.

Figura 11 – ESG no ACL



Fonte: Elaboração própria.

A obtenção do certificado I-REC, mostra à sociedade o compromisso da empresa com a sustentabilidade, estreitando a relação.

De acordo com o que foi visto anteriormente, conclui-se que a empresa participante do ACL estará comprometida com ambiental (*environmental*), com o social (*social*) e com a governança (*governance*).

## 2.6 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Nesse capítulo foi apresentada a fundamentação teórica com a finalidade de reproduzir o histórico do SEB até os dias atuais, introduzir conceitos e características referentes ao mesmo, bem como caracterizar o ESG e suas práticas no setor público, correlacionando-as com o mercado livre de energia.



### **3 ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A comercialização de energia elétrica é a relação comercial entre os agentes geradores e os consumidores finais, podendo ser realizada por intermédio dos agentes de distribuição ou de comercialização. De acordo com Silva (2008), as relações comerciais entre os agentes participantes da CCEE são regidas por contratos de compra e venda de energia, devendo esses serem registrados naquela câmara. Nos contratos devem estar especificados os montantes de energia, vigência e as partes envolvidas.

#### **3.1 POSTOS TARIFÁRIOS**

De acordo com ANEEL (2021), o posto tarifário é o “período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão”:

- a) posto tarifário ponta – composto por três horas consecutivas definidas pela distribuidora, considerando a sua curva de carga e a aprovado pela ANEEL. Não se aplica aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e feriados nacionais (1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 7 de setembro, 12 de outubro, 2 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro);
- b) posto tarifário intermediário – constituído de duas horas, sendo uma hora antes do posto ponta e a outra hora após o horário ponta, sendo aplicado somente para consumidores do grupo B; e
- c) posto tarifário fora de ponta – composto pelo conjunto de horas complementares definidas no posto ponta e para o grupo B, definidas também no posto intermediário.

#### **3.2 DEMANDA CONTRATADA E DEMANDA MEDIDA**

A demanda contratada, segundo ANEEL (2021), refere-se à “demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, em kW”. Efetuando uma analogia com um condutor circular, a demanda contratada é o aluguel de uma fração desse condutor, isto

é, o consumidor reserva essa fração do condutor para que a distribuidora tenha condições de atender de imediato a máxima potência ativa solicitada pela UC em determinado momento.

A demanda medida é a “maior demanda de potência ativa injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela carga ou geração, verificada por medição e integralizada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento, em kW”. (ANEEL, 2021). Os consumidores do grupo A devem contratar a demanda mínima de 30 kW, com exceção dos consumidores do grupo A que optem por serem tarifados no grupo B, o chamado B Optante.

Os pedidos de acréscimo e redução da demanda contratada devem ser solicitados por escrito pelo consumidor à distribuidora. Referente ao aumento da demanda contratada, essa deverá ser atendida pela distribuidora no prazo máximo de 30 (trinta) dias, já o pedido de redução deverá ser solicitado pelo consumidor com prazo mínimo de 90 (noventa) dias para os consumidores do subgrupo A4 ou AS e de 180 (cento e oitenta) dias para os demais usuários, sendo vedada mais de uma redução de demanda em um período de 12 (doze) meses (ANEEL, 2021). Nas situações que a demanda medida ultrapassar 5% do valor da demanda contratada, a distribuidora deve cobrar do consumidor o custo por ultrapassagem de demanda e nos casos que a demanda medida for menor que a demanda contratada, será cobrado o valor da demanda contratada.

### 3.3 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS (PLD)

De acordo com a CCEE ([2023f]), “o PLD é o resultado de um cálculo que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado”. A apuração do PLD é uma das responsabilidades da CCEE, sendo que até 2020 ele era calculado semanalmente, porém a partir de janeiro de 2021 começou a ser calculado diariamente para cada hora do dia seguinte. O PLD serve para precificar a energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), com a finalidade de liquidação e comercialização entre os agentes do SEB, estabelecendo um valor para cada hora do dia e para cada submercado de energia, reproduzindo as ofertas e demandas de energia elétrica.

“O Mercado de Curto Prazo é o ambiente onde ocorre a apuração das diferenças entre a energia contratada e a energia verificada, que são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O MCP também é denominado mercado spot” (CCEE, [2023f]).

Conforme a CCEE ([2023f]), para o cálculo do PLD são levados em conta o benefício presente do uso da água dos reservatórios e o seu armazenamento futuro, bem como a economia



que proporcionará em combustíveis usados pelas termelétricas. Em suma, deve-se encontrar uma alternativa que equilibre esses fatores. Uma solução imediata seria usar toda a energia disponível nos reservatórios, o que diminuiria os gastos com combustíveis, mas aumentaria os riscos de falta de energia no futuro. Desse modo, o cálculo do PLD entra como solução, pois leva em conta as condições hidrológicas, preços de combustíveis, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, demanda de energia, entre outros.

Consoante com CCEE ([2023f]), o cálculo do PLD é realizado através de modelos matemáticos (Newave, Decomp e Dessem), tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO). O Newave é utilizado para planejamento de sistemas hidrotérmicos de médio prazo (até 5 anos), o Decomp para curto prazo (2 meses) e o Dessem para curtíssimo prazo (até 7 dias). O cálculo do PLD horário é realizado desde janeiro de 2021 utilizando o modelo Dessem. O CMO refere-se ao custo para se produzir o próximo MWh, sendo esse divulgado pelo ONS.

### 3.4 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA (ACR)

Brasil (2004a) define que para fins de comercialização de energia, no ACR as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas entre os agentes vendedores (geradores) e agentes de distribuição (distribuidoras), precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei. No ACR, os vendedores são os concessionários de serviço público de geração, os PIE, os APE e os comercializadores, já os compradores são as distribuidoras.

No mercado regulado, os consumidores, chamados de cativos, não podem negociar as condições dos contratos de compra de energia elétrica e nem escolher de quem irão comprar a sua energia, sendo eles, nesse caso, representados pela distribuidora que realiza a compra de energia elétrica para atender todos os seus consumidores através de leilões regulados pela ANEEL, e revende essa energia aos consumidores dentro de sua área de concessão. Os consumidores cativos tem as suas tarifas de energia definidas pela ANEEL.

#### 3.4.1 Leilões de energia no ACR

Os leilões de energia foram introduzidos com o Novo Modelo do SEB instituído em 2004, de forma a garantirem a expansão e a diversificação da matriz elétrica brasileira, baseando-se no princípio da modicidade tarifária. Os leilões de energia são organizados pela ANEEL em conjunto com a CCEE, obedecendo as diretrizes do MME.

Os leilões visam aumentar a eficiência da contratação de energia elétrica, procurando garantir o menor custo e o abastecimento da totalidade dos consumidores. As distribuidoras de energia elétrica do SIN devem contratar o montante de energia necessário ao abastecimento de todos os seus consumidores cativos. As negociações realizadas nos leilões adotam o critério da menor tarifa aos vendedores, objetivando a modicidade tarifária (CCEE, [2023d]).

A venda de energia nos leilões é realizada na forma de contratação em pool, isto é, não há escolha entre vendedores e compradores, todos os vendedores vendem proporcionalmente a todos os compradores. As distribuidoras compram uma fração de energia de cada gerador, assim, cada vendedor recebe o seu preço final negociado no leilão e as distribuidoras pagam o preço médio correspondente, cujos custos são repassados aos consumidores cativos (informação verbal)<sup>2</sup>.

Na realização dos leilões de energia, a Garantia Física (GF) das usinas geradoras é um fator importante levado em consideração. A GF “é o montante, em MW médios (MWm), correspondente à quantidade máxima de energia relativa à Usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos [...]” (ANEEL, 2022c). Em outras palavras, a GF é “a expectativa de geração de uma usina independente da sua potência instalada, definida pela energia média efetivamente gerada pela usina em MWm, sendo a contribuição de cada usina para a confiabilidade do suprimento de energia no país. A GF, em questões de termos contratuais serve para definir o limite máximo de energia que um agente gerador pode vender. Em geral, em seu cálculo é levado em consideração a disponibilidade da matéria prima da usina geradora (clima, combustível), bem como as taxas de indisponibilidades dos equipamentos (informação verbal)<sup>3</sup>”.

A determinação da GF das usinas é de suma importância para garantir o planejamento e a operação do SEB, pois através dela pode-se contabilizar a disponibilidade de geração de cada usina, assegurando o atendimento energético do país.

No ACR, conforme CCEE ([2023d]), os leilões podem ser de:

- a) energia nova – tem o objetivo de atender o aumento de carga das distribuidoras e a expansão do SEB, é a energia proveniente de usinas que ainda não estão em operação;

---

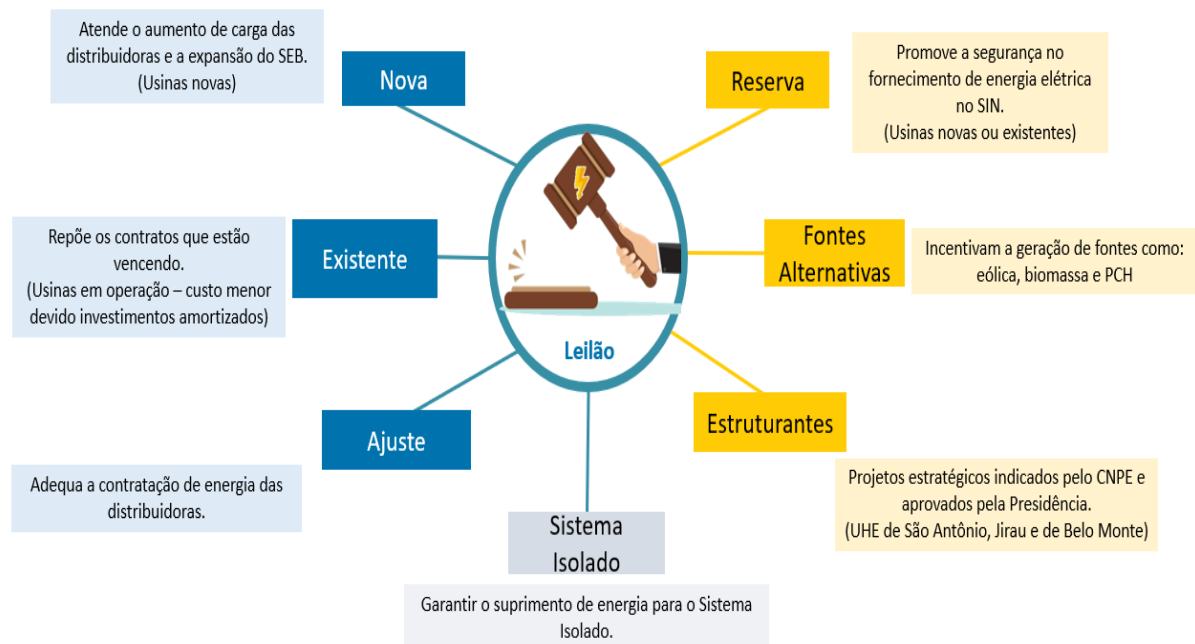
<sup>2</sup> Curso de Introdução – Primeiros Passos no Setor Elétrico e na CCEE – Comercialização de Energia e seus Participantes. Plataforma Capacita CCEE. (CCEE, 2023a).

<sup>3</sup> Curso Mercado de Energia. Energês a Linguagem da Energia. Online, 2021. Engenheira Joiris Manoela Dachery.

- b) energia existente – possui o objetivo de repor os contratos que já estão vencendo, é proveniente de usinas que já estão em operação, cujos investimentos já foram amortizados, por isso possuem um preço menor;
- c) energia de reserva – tem como objetivo promover a segurança de abastecimento no SIN, é proveniente de usinas novas ou já existentes;
- d) energia de fontes alternativas – tem o objetivo de atender o crescimento do mercado e aumentar a participação de energias renováveis;
- e) energia de ajuste – possui o objetivo de adequar a contratação de energia das distribuidoras, tratando desvios de diferenças nas projeções feitas em leilões anteriores e o comportamento do mercado;
- f) projetos estruturantes – tem como objetivo a compra de energia de projetos estratégicos indicados pelo CNPE e aprovados pela Presidência; e
- g) sistemas isolados – garantem o suprimento de energia no SISOL.

A Figura 12 traz um resumo dos leilões de energia.

Figura 12 - Leilões de energia



Fonte: Adaptação de CCEE (2023a).

Os leilões de energia são denominados pela letra A seguida de um numeral. A letra indica o ano vigente e o numeral os anos à frente, conforme ilustra a Figura 13.

Figura 13 – Cronologia dos leilões de energia



Fonte: CCEE ([2023d]).

Observa-se, por exemplo, que os leilões de energia nova são realizados de 3 até 6 anos antes da usina entrar em operação e os leilões de ajuste são realizados no ano vigente para adequar a contratação de energia das distribuidoras.

### 3.4.2 Contratos de energia no ACR

Posteriormente aos leilões de energia no ACR, é firmado o contrato entre os geradores e as distribuidoras, denominado Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Esses contratos possuem cláusulas com regulações definidas nos leilões, como preço e tempo de vigência para o fornecimento da energia, por isso a denominação de ACR. O CCEAR, firmado entre os geradores e as distribuidoras, pode ser realizado na modalidade por quantidade ou por disponibilidade.

Referente aos contratos dos consumidores do grupo A, ANEEL (2021) estabelece que a distribuidora deve firmar com o consumidor dois contratos: o CCEAR e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) caso aplicável.

No CCEAR são definidas as cláusulas para a compra de energia no ACR, início e término do contrato, as metodologias usadas para medição e faturamento, bem como as regras

para rescisão do mesmo. No CUSD é firmado o acesso à rede de distribuição da concessionária, definindo os valores das demandas contratadas, regras e prazos para acréscimo e decréscimo nos valores das demandas, método de medição da demanda e as regras de cobrança das mesmas.

#### 3.4.2.1 Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado por quantidade

No Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Quantidade (CCEAR-Q), estabelecido entre o gerador e a distribuidora, é fixado a entrega de um montante de energia a um determinado preço, sendo geralmente utilizado para a contratação de energia proveniente de fonte hidráulica. Nesse caso, os geradores estão sujeitos aos déficits ou sobras de energia elétrica, liquidados ao PLD (ABRADEE, 2023). Brasil (2004a) define que no CCEAR-Q o ponto de entrega será no centro de gravidade do submercado onde está localizado o gerador e que os custos resultantes dos riscos hidrológicos devem ser assumidos pelos agentes vendedores de energia.

#### 3.4.2.2 Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado por disponibilidade

Os Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade (CCEAR-D) são geralmente para contratação de energia de termelétricas e são pactuados entre o gerador e a distribuidora. Eles preveem remuneração fixa ao gerador, que assume o compromisso de disponibilizar uma determinada quantidade de energia, a qual pode ou não ser despachada, dependendo das condições hidrológicas do SIN. Caso as usinas forem despachadas, as distribuidoras arcam com os custos variáveis que serão repassados aos consumidores cativos no momento do reajuste tarifário (ABRADEE, 2023).

### 3.4.3 Composição tarifária no ACR

No mercado cativo a ANEEL define os valores das tarifas a serem praticados, considerando os custos desde a produção da energia elétrica até ela ser entregue aos consumidores finais, isto é, são considerados os custos da geração, transmissão, distribuição, somados a eles tem-se os custos referentes às perdas, aos encargos setoriais e tributos (Figura 14).

Segundo ANEEL (2022a):

Cabe à ANEEL garantir aos consumidores o pagamento de uma tarifa justa pela energia fornecida e, ao mesmo tempo, preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, para que possam prestar o serviço com a qualidade pactuada. Para tanto, no cálculo da tarifa, devem ser incluídos custos que a distribuidora tem.

Figura 14 - Tarifa no ACR



Fonte: Elaboração própria.

Os custos de geração são referentes à aquisição da energia pela distribuidora nos leilões, os custos com a transmissão são denominados como Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST), os da distribuição são denominados de Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As perdas são referentes às perdas técnicas que são provenientes do efeito Joule, bem como as perdas nas transformações inerentes a qualquer circuito elétrico, já as perdas não técnicas estão relacionadas aos furtos de energia, incertezas nas medições e ligações provisórias. Os encargos setoriais são definidos em leis e não são gerenciáveis pelas distribuidoras, possuem a finalidade de incentivar as políticas públicas no SEB, já os tributos são referentes aos Governos Federal (Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS), Estadual (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS) e Municipal (Contribuição para Iluminação Pública – CIP). A Tabela 6 detalha os encargos setoriais conforme ANEEL (2022b).

Tabela 6 - Encargos setoriais

(continua)

ENCARGO SETORIAL	FINALIDADE
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Compensação financeira aos Estados, Distrito Federal e Municípios pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural e de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica.
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	i) promover a competitividade da energia produzida por fontes EOL, PCH, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas do SIN; ii) universalização do serviço de energia elétrica; iii) custear a subvenção econômica dos consumidores de baixa renda; iv) prover recursos para cobertura dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis; e v) prover recursos para fins de modicidade tarifária no ACR.

Tabela 6 - Encargos setoriais

(conclusão)

ENCARGO SETORIAL	FINALIDADE
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Arcar com os custos decorrentes da contratação de energia de reserva. Ex: cobrir custos com a contratação de energia de reserva em caso por exemplo de grande consumo de energia e/ou crise hídrica.
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Ampliar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia. Ex: remuneração de usina que estava pronta para operar e por motivos externos não entrou em operação, remuneração da usina que foi chamada para operar em detrimento da primeira, remuneração de usina para operação emergencial garantindo a segurança do sistema.
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Financiar o custos das atividades do ONS referentes à coordenação e controle da geração e da transmissão de energia elétrica no SIN.
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa de Eficiência Energética (PEE)	Custeio da P&D e do PEE. Obriga as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica a aplicarem anualmente 0,5% da sua receita operativa líquida nesses programas.
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	Aumentar a participação de fontes alternativas renováveis.
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (TFSEE)	Constituir a receita da ANEEL, cobrindo os custos de suas atividades.

Fonte: Adaptação de (ANEEL, 2022b).

Com relação aos encargos, destaca-se a CDE-COVID, também conhecida por Conta COVID. Esse encargo foi instituído por meio do Decreto nº 10.530 de 18 de maio de 2020, com a finalidade de arrecadar recursos financeiros para reparar os prejuízos das distribuidoras com a inadimplência e diminuição do consumo de energia durante a pandemia do COVID-19. A CCEE realizou empréstimo diante de um pool de bancos e repassa os valores às distribuidoras. O empréstimo é liquidado por meio dos valores arrecadados com o pagamento das faturas de energia pelos consumidores, diluídos em 60 meses (até dezembro/2025). Segundo ANEEL (2023d), até agosto/2023, os encargos setoriais representam em média 13,44% do valor da tarifa de energia para os consumidores residenciais.

Conforme ANEEL (2022a), para fins de cálculos tarifários, os custos das distribuidoras são divididos em duas parcelas, a Parcela A e a Parcela B (Figura 15). A Parcela A refere-se aos custos que não são geridos pelas distribuidoras (geração, transporte de energia, perdas e encargos setoriais). Conforme Rubim (2020), em se tratando de componentes tarifárias, a Parcela A equivale a toda Tarifa de Energia (TE) e parte da TUSD, nela tem-se como objetivo alcançar a neutralidade, isto é, a distribuidora repassa os custos aos consumidores visando não obter lucros e nem prejuízos. A Parcela B reproduz os custos gerenciáveis pela distribuidora, é através dela que se obtém lucro, sendo também conhecida como TUSD Fio B.

Figura 15 - Composição tarifária

TE																	
ENERGIA		TRANSPORTE			PERDAS			ENCARGOS				PARCELA A					
		Transporte de Itaipu	Rede Básica de Itaipu		Perdas na Rede Básica do mercado Cativo			CFURH	ESS/EER	P&D_EE	CDE_EE	PARCELA B					
TUSD																	
TRANSPORTE				PERDAS			ENCARGOS										
FIO A			FIO B														
Rede Básica	Fronteira	CUSD	Conexão D	Conexão T	Remuneração	Quota de Reintegração	O&M	Técnicas	Não Técnicas	Perdas RB/D	RI	CDE	TFSEE	ONS	P&D_EE	PROINFA	CDE- COVID

Fonte: Adaptação de Rubim (2020).

### 3.4.3.1 Tarifa de energia (TE)

A TE é o “valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para o faturamento mensal do consumo de energia” (ANEEL, 2021).

A TE é composta pelas seguintes componentes (RUBIM, 2020):

- energia – custos pela compra de energia do gerador através dos leilões de energia;
- transporte – valores referentes ao transporte de energia das redes de transmissão (Itaipu e Rede Básica Itaipu);
- perdas – são as perdas de energia na rede básica de energia referente ao mercado cativo; e
- encargos setoriais – composto pela CFURH, pelo ESS, pelo EER, pela P&D\_EE e pela CDE.



### 3.4.3.2 Tarifa pelo uso do sistema de distribuição (TUSD)

Consoante com ANEEL (2021), a TUSD é o “valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para o faturamento mensal do consumidor e demais usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema”. A TUSD é constituída por (RUBIM, 2020):

- a) transporte – é subdividido em Fio A (transmissão) e Fio B (distribuição). No Fio A tem-se o transporte referente à rede básica (tensão  $\geq 230$  kV), o transporte referente à rede básica de fronteira (transformação de energia no SIN, como por exemplo subestações), o CUSD, e as conexões às instalações de distribuição e transmissão. O Fio B é composto pela renumeração da distribuidora (taxa de rentabilidade), pela quota de reintegração (restaura o capital investido nas redes de distribuição) e a Operação e Manutenção (O&M) que se refere aos custos com pessoal, manutenção e operação pela distribuidora;
- b) perdas – aqui estão embutidas as perdas técnicas, não técnicas e perdas na rede básica e na rede da distribuidora; e
- c) encargos setoriais – composto pela CDE, pela TFSEE, pelo ONS, pela P&D\_EE, pelo PROINFA e pela CDE-COVID.

### 3.4.3.3 Bandeiras tarifárias

Complementando as componentes vistas anteriormente, tem-se outra cobrança nas faturas de energia elétrica, as bandeiras tarifárias. Elas foram instituídas no ano de 2015 com a finalidade de indicar aos consumidores quando existe baixa oferta de energia das UHE, o que leva ao acionamento das UTE, na qual o valor é mais oneroso para as distribuidoras, também possui como objetivo equilibrar os custos das distribuidoras com a aquisição de energia mais dispendiosa. As bandeiras dependem da sazonalidade, onde os valores cobrados variam de acordo com a época do ano, nível dos reservatórios e volume das chuvas. Anteriormente à cobrança das bandeiras, os valores pagos a mais pelas distribuidoras eram repassados aos consumidores na próxima revisão tarifária corrigidas pela taxa Selic<sup>4</sup>.

Os valores, consultados em 30 de julho de 2023, de cada bandeira tarifária são mostrados na Tabela 7.

---

<sup>4</sup> Taxa Selic – taxa básica de juros da economia, ela influencia em todas as outras taxas de juros.

Tabela 7 - Bandeiras tarifárias

BANDEIRA	CONDIÇÃO	VALOR (R\$/kWh)
Verde	Favorável à geração.	Sem acréscimo.
Amarela	Menos favorável à geração	0,01874
Vermelha Patamar 1	Mais custosa à geração.	0,03971
Vermelha Patamar 2	Ainda mais custosa à geração.	0,09492

Fonte: Adaptação de ANEEL (2023c).

No ano de 2021 foi criada a bandeira escassez hídrica, a qual adicionava R\$ 1,42/kWh para custear a geração de energia na pior crise hídrica enfrentada pelo país nos últimos 91 anos.

#### 3.4.3.4 Reajustes tarifários no ACR

Os reajustes nas tarifas de energia podem ser:

- a) reajuste tarifário anual – ocorre anualmente e tem como objetivo restabelecer o poder de compra da distribuidora. Nesse reajuste são repassados ao consumidor os custos atualizados da Parcela A acrescidos dos custos com a Parcela B corrigidos pelo Índice Geral de Preços Mercado (IGP-M) descontando o Fator X que repassa aos consumidores os ganhos da distribuidora com a elevação do consumo e com o aumento do número de UC;
- b) revisão tarifária periódica – geralmente é realizada a cada 4 anos, nela são definidos o novo valor da Parcela B; e
- c) revisão tarifária extraordinária – realizada para atender casos justificados mediante desequilíbrio econômico-financeiro da distribuidora, podendo ser realizado a qualquer tempo.

#### 3.4.3.5 Modalidade tarifária

Modalidade tarifária é o “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda [...]” (ANEEL, 2021). As UC do grupo A são atendidas pelas modalidades tarifárias horária azul ou horária verde, com a ressalva de que os consumidores com tensão de conexão maior ou igual a 69 kV devem estar na azul e os com tensão inferior a 69 kV, podem optar pela azul ou pela verde. Os consumidores do grupo B, subgrupos B1

(exceto baixa renda), B2 e B3 podem optar pelas modalidades convencional ou branca, os do subgrupo B1 baixa renda e B4 (iluminação pública) devem aderir à modalidade convencional.

As tarifas de energia podem ser classificadas como monômias ou binômias. A tarifa monômia caracteriza-se por haver somente a cobrança do valor monetário sobre o consumo de energia elétrica ativa. Na tarifa binômia existe a cobrança de valores monetários sobre o consumo de energia elétrica ativa e sobre a demanda faturável. Os consumidores do grupo A são caracterizados por possuírem tarifa binômia, já os consumidores do grupo B possuem a tarifa monômia.

#### *3.4.3.5.1 Modalidade tarifária convencional*

Essa modalidade tem por característica a cobrança de valores monetários sobre a energia elétrica ativa consumida, independente da hora do dia. É a modalidade mais conhecida, devido a ser aplicada na grande maioria das UC residenciais. Nessa modalidade é cobrado do consumidor o custo de disponibilidade do sistema, sendo que o valor depende do tipo de ligação do cliente, caso ele for trifásico é 100 kWh, bifásico é 50 kWh e monofásico é 30 kWh. Na ocorrência do consumidor não consumir o valor mínimo do custo de disponibilidade, será cobrado do mesmo esse valor.

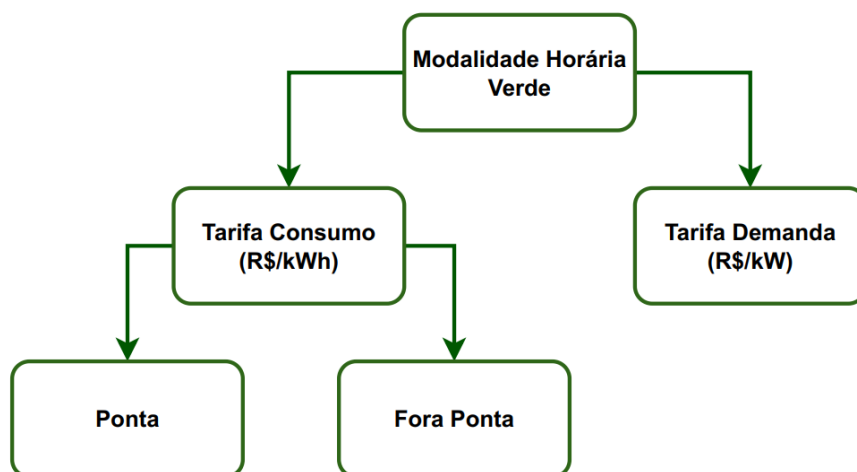
#### *3.4.3.5.2 Modalidade tarifária branca*

Também conhecida por tarifa branca, foi criada em 2016 pela Resolução nº 733 (ANEEL, 2016) e com entrada em vigor em 2018. Nessa modalidade, são cobrados valores diferentes sobre a energia elétrica consumida, dependendo do horário do dia, que é dividido em três postos tarifários: fora de ponta, intermediário e ponta. Essa modalidade pode se tornar vantajosa se o consumidor conseguir deslocar o seu consumo de energia para o posto tarifário fora de ponta.

#### *3.4.3.5.3 Modalidade horária verde*

Na modalidade horária verde, o consumidor paga uma tarifa para a demanda independente do horário do dia, uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto ponta e outra para o posto fora de ponta (Figura 16).

Figura 16 - Modalidade horária verde



Fonte: Elaboração própria.

A cobrança na fatura de energia da modalidade horária verde é realizada conforme as Equações 1, 2 e 3.

$$\text{Parcela}_{\text{Consumo}} = (\text{Tarifa}_{\text{ConsumoPonta}} \times \text{Consumo}_{\text{Ponta}}) + (\text{Tarifa}_{\text{ConsumoFP}} \times \text{Consumo}_{\text{FP}}) \quad (1)$$

$$\text{Parcela}_{\text{Demanda}} = (\text{Tarifa}_{\text{Demanda}} \times \text{Demanda}_{\text{Contratada}}) \quad (2)$$

$$\text{Parcela}_{\text{UltraDemanda}} = \text{Tarifa}_{\text{UltraDemanda}} \times (\text{Demanda}_{\text{Medida}} - \text{Demanda}_{\text{Contratada}}) \quad (3)$$

Onde:

$\text{Parcela}_{\text{Consumo}}$  = parcela referente ao consumo, em R\$;

$\text{Tarifa}_{\text{ConsumoPonta}}$  = valor da tarifa referente ao consumo na ponta, em R\$/kWh;

$\text{Consumo}_{\text{Ponta}}$  = energia consumida na ponta, em kWh;

$\text{Tarifa}_{\text{ConsumoFP}}$  = valor da tarifa referente ao consumo fora de ponta, em R\$/kWh;

$\text{Consumo}_{\text{FP}}$  = energia consumida fora de ponta, em kWh;

$\text{Parcela}_{\text{Demanda}}$  = parcela referente à demanda contratada, em R\$;

$\text{Tarifa}_{\text{Demanda}}$  = valor da tarifa referente à demanda, em R\$/kW;

$\text{Demanda}_{\text{Contratada}}$  = demanda contratada, em kW;

$\text{Parcela}_{\text{UltraDemanda}}$  = parcela referente à ultrapassagem da demanda contratada, em R\$;

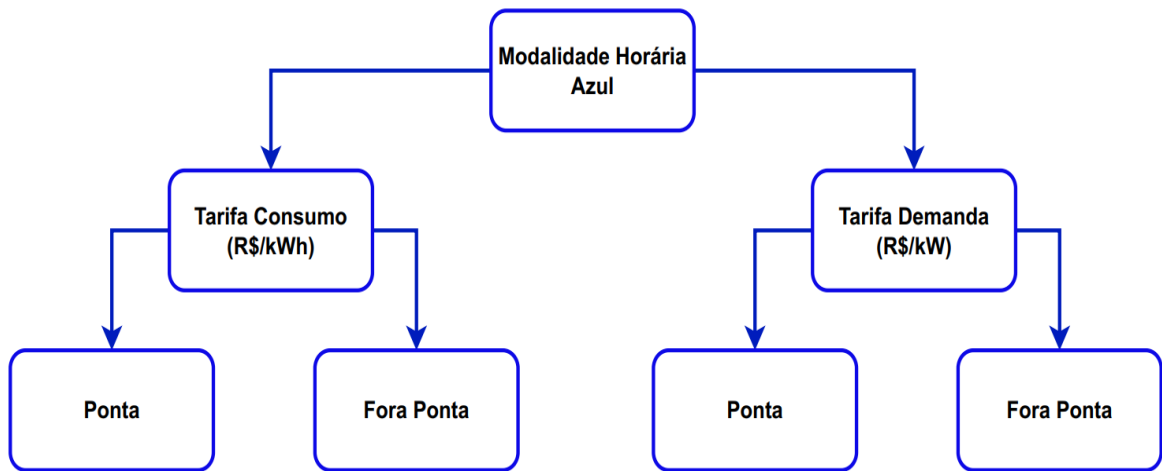
$\text{Tarifa}_{\text{UltraDemanda}}$  = tarifa referente à ultrapassagem da demanda contratada, em R\$/kW; e

$\text{Demanda}_{\text{Medida}}$  = demanda medida, em kW.

#### 3.4.3.5.4 Modalidade horária azul

Na modalidade horária azul, o consumidor paga uma tarifa para a demanda no posto ponta e outra para o posto fora de ponta, uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto ponta e outra para o posto fora de ponta (Figura 17).

Figura 17 - Modalidade horária azul



Fonte: Elaboração própria.

A cobrança na fatura de energia da modalidade horária azul pode ser verificada através das Equações 4, 5 e 6.

$$\text{Parcela}_{\text{Consumo}} = (\text{Tarifa}_{\text{ConsumoPonta}} \times \text{Consumo}_{\text{Ponta}}) + (\text{Tarifa}_{\text{ConsumoFP}} \times \text{Consumo}_{\text{FP}}) \quad (4)$$

$$\text{Parcela}_{\text{Demanda}} = (\text{Tarifa}_{\text{DemPonta}} \times \text{Demanda}_{\text{ContPonta}}) + (\text{Tarifa}_{\text{DemFP}} \times \text{Demanda}_{\text{ContFP}}) \quad (5)$$

$$\text{Parcela}_{\text{UltraDemanda}} = [\text{Tarifa}_{\text{UltraPonta}} \times (\text{Demanda}_{\text{MedPonta}} - \text{Demanda}_{\text{ContPonta}})] + [\text{Tarifa}_{\text{UltraFP}} \times (\text{Demanda}_{\text{MedFP}} - \text{Demanda}_{\text{ContFP}})] \quad (6)$$

Onde:

$\text{Tarifa}_{\text{DemPonta}}$  = valor da tarifa referente à demanda na ponta, em R\$/kW;

$\text{Demanda}_{\text{ContPonta}}$  = demanda contratada na ponta, em kW;

$\text{Tarifa}_{\text{DemFP}}$  = valor da tarifa referente à demanda fora de ponta, em R\$/kW;

$\text{Demanda}_{\text{ContFP}}$  = demanda contratada fora de ponta, em kW;

$Tarifa_{UltraPonta}$  = tarifa referente à ultrapassagem da demanda contratada na ponta, em R\$/kW;

$Demanda_{MedPonta}$  = demanda medida na ponta, em kW;

$Demanda_{ContPonta}$  = demanda contratada na ponta, em kW.

$Tarifa_{UltraFP}$  = tarifa referente à ultrapassagem da demanda contratada fora de ponta, em R\$/kW;

$Demanda_{MedFP}$  = demanda medida fora de ponta, em kW; e

$Demanda_{ContFP}$  = demanda contratada fora de ponta, em kW.

### 3.5 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

Para fins de comercialização de energia elétrica, Brasil (2004a) define que o ACL é o ambiente onde as operações de compra e venda de energia são objetos de contratos bilaterais negociados livremente entre vendedores e compradores. Nesse ambiente as condições e preços são firmados diretamente entre os consumidores e comercializadores ou geradores. No ACL tem-se a participação de agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais.

#### 3.5.1 Linha do tempo do mercado livre de energia

Brasil (1995) foi o primeiro passo na abertura do mercado livre de energia, criando a figura do PIE e permitindo que os consumidores que possuíssem as condições elencadas na referida lei, pudessem contratar a sua energia elétrica de outros agentes diferentes das distribuidoras de energia. A Figura 18 mostra a linha do tempo do mercado livre, com suas respectivas legislações e critérios de migração.

Figura 18 - Linha do tempo do mercado livre de energia



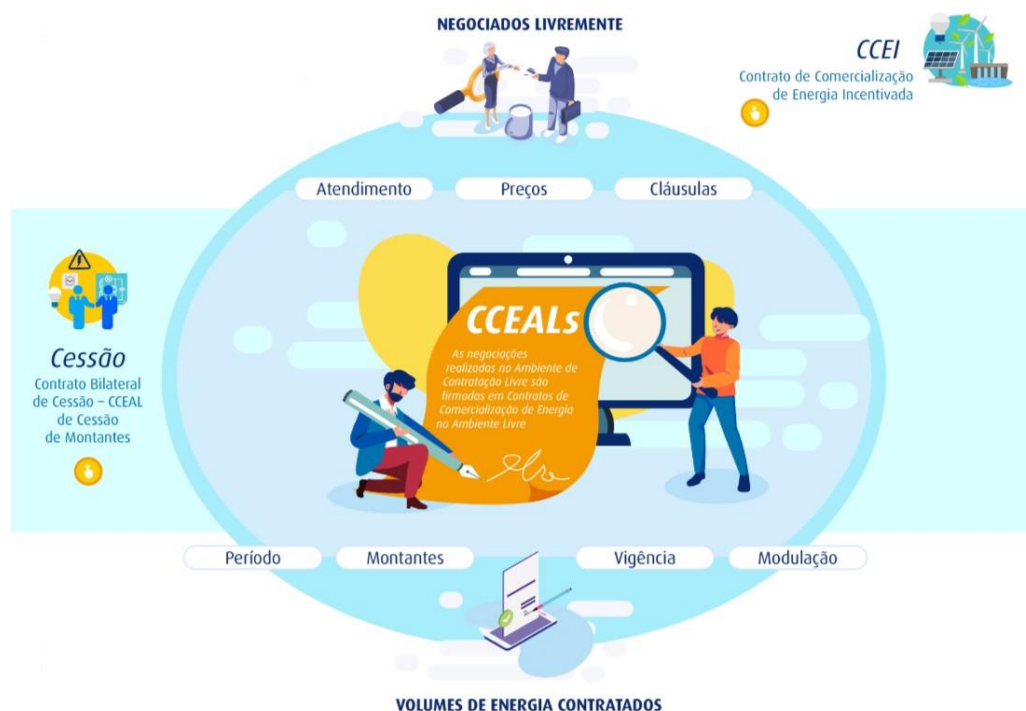
Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.2 Contratos de energia no ACL

Os contratos do mercado livre de energia possuem as suas cláusulas e condições de atendimento livremente negociadas entre vendedor e comprador, sendo denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). No ACL também se tem os contratos de fonte incentivadas, denominados Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI) e os Contratos de Cessão (Figura 19). Todos os contratos firmados no ACL devem ser registrados na CCEE para fins de contabilização e liquidação financeira (CCEE, 2023g).

“As diferenças entre as quantidades de energia contratadas e as quantidades efetivamente geradas/consumidas pelos agentes são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) estabelecido pela CCEE” (CCEE, [2023f]).

Figura 19 – Contratos no ACL



Fonte: Adaptação de ANEEL (2023c).

Os CCEI são firmados entre gerador e comprador quando a energia adquirida é proveniente de fontes incentivadas como por exemplo a EOL, UFV, biomassa, hidráulica (CGH, PCH), e dependendo da potência da usina pode gerar desconto na TUST ou TUSD tanto para o gerador quanto para o comprador.

No ACL os consumidores não podem realizar operações de venda de energia, mas através dos Contratos de Cessão eles podem ceder parte ou a totalidade da energia contratada nos seus contratos originais para outros consumidores livres, especiais ou até mesmo outros vendedores. Essa cessão não desobriga os consumidores de suas obrigações firmadas nos contratos originais de compra de energia com os vendedores, dessa maneira, o volume cedido e o prazo estão limitados aos valores dos contratos originais (BRASIL, 2013).

O consumidor ao optar pelo mercado livre de energia pode adotar estratégias no momento da contratação dos seus montantes de energia. Caso o consumidor tenha um perfil conservador ele pode escolher contratos de longo prazo, pois eles fornecem alta previsibilidade em relação aos custos futuros com energia elétrica. Quando o consumidor tem o perfil arrojado ele pode optar em comprar volumes menores de energia do que realmente precisa em contratos de longo prazo e realizar o complemento da contratação no MCP para se beneficiar dos



momentos de preço menor da energia, mas nesse caso ele estará assumindo riscos maiores (ABRACEEL, 2020).

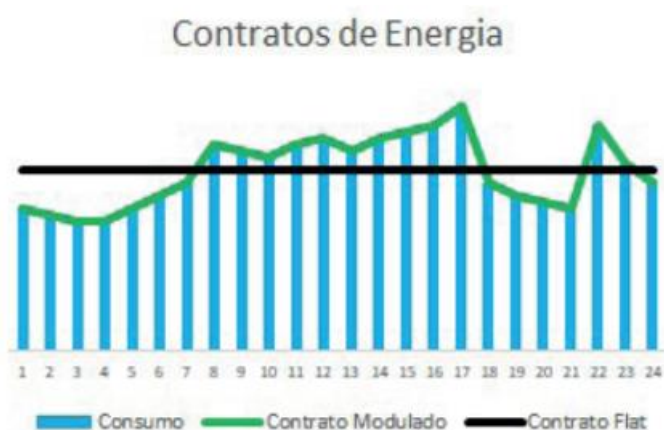
Com a entrada em vigor do PLD horário, o consumidor com o perfil arrojado pode se valer da variação do preço de energia ao longo do dia para adquirir a mesma por valores mais baixos, já os vendedores podem utilizar o PLD horário para realizar a operação de *trading* de energia, comprando por um valor menor e revendendo por um valor maior.

Nos contratos do ACL são definidos os preços e os montantes da energia, prazo de fornecimento, a modulação, a sazonalidade e a flexibilidade, sendo as três últimas fatores muito importantes para diminuir a possibilidade de exposição ao MCP (mercado spot). O preço é o valor a ser pago pela energia, o montante refere-se ao volume de energia contratado em megawatt médio (MWm) e o prazo é o tempo de duração do fornecimento de energia.

### 3.5.2.1 Modulação no ACL

Permite ajustar o fornecimento de energia à curva de carga do consumidor, sendo possível distribuir pelas horas do dia o montante de energia mensal contratado, evitando assim sobras e/ou déficits de energia e diminuindo o risco de exposição ao mercado spot (Figura 20).

Figura 20 - Modulação no ACL



Fonte: CELESC ([2023]).

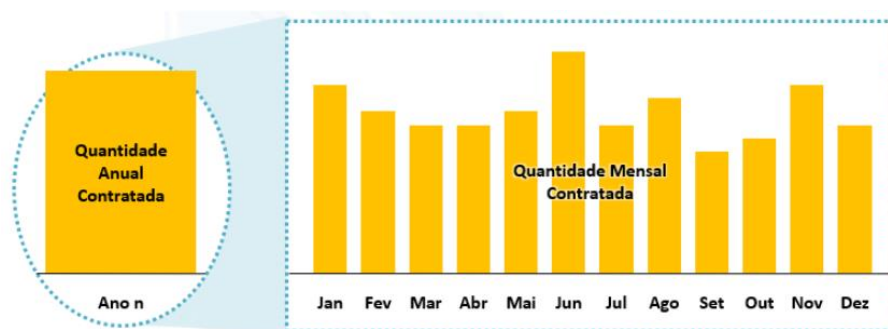
Caso a modulação não seja realizada ou validada na CCEE, a modulação *flat* é automaticamente realizada. A modulação *flat* consiste em pegar o montante de energia

contratado mensalmente e dividir pelas horas do dia, obtendo uma distribuição uniforme, conforme demonstrado pela linha na cor preta da Figura 20.

### 3.5.2.2 Sazonalização no ACL

A sazonalização permite distribuir o volume total contratado de energia durante os meses do ano (Figura 21). Do mesmo modo que a modulação, a sazonalização diminui os riscos de sobras e/ou déficits. Caso ela não seja definida ou validada, o montante total de energia será distribuído uniformemente (*flat*) durante os meses do ano.

Figura 21 - Sazonalização no ACL

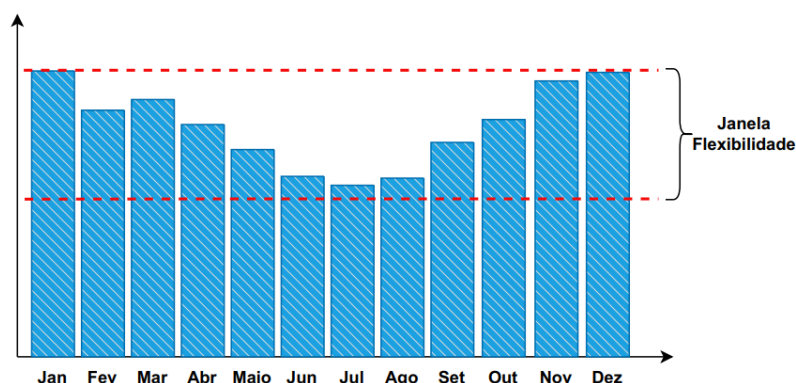


Fonte: Dachery (2021).

### 3.5.2.3 Flexibilidade no ACL

A flexibilidade diz respeito aos valores máximos e mínimos em relação aos valores mensais contratados (Figura 22). Por exemplo, caso seja contratado um valor X de energia por mês e a flexibilidade seja 30%, o vendedor garante os preços e os volumes acertados em contrato caso o consumo seja  $X \pm 30\%$ . A flexibilidade também reduz os riscos de exposição ao mercado spot.

Figura 22 - Flexibilidade no ACL



Fonte: Elaboração própria.

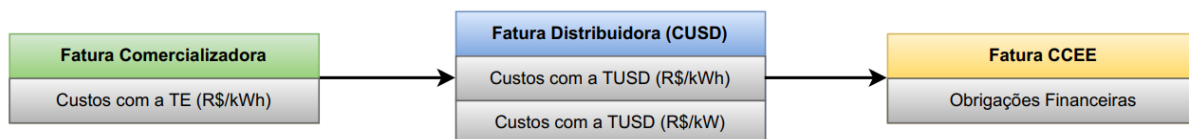
### 3.5.3 Composição tarifária no ACL

No ACL o consumidor recebe uma fatura referente à compra de energia do gerador (parcela TE), com os preços firmados em contrato. O valor da fatura será calculado pela multiplicação do valor em R\$ da compra de energia pelo montante consumido no mês. Caso a UC tenha consumido mais que o contratado em determinado mês, o valor a mais será faturado pelo valor da energia no mercado de curto prazo. O contrato firmado entre as partes vendedora e compradora substitui o CCEAR, o qual corresponde à parcela da TE. No ACL não se aplica a cobrança das bandeiras tarifárias.

No valor da energia contratada do comercializador/gerador não é previsto o transporte da mesma, dessa maneira, o consumidor participante do ACL deve realizar a compensação financeira referente à TUST (caso esteja conectado no sistema de transmissão) ou à TUSD (caso conectado no sistema de distribuição) diretamente com a distribuidora, através do CUSD. Conforme Brasil (1995) “é assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido [...]”.

A composição tarifária no ACL de um consumidor conectado à rede de distribuição da distribuidora é constituída de uma fatura referente à compra de energia (TE) paga ao comercializador/gerador, à TUSD paga à distribuidora e outra referentes às obrigações financeiras junto a CCEE, conforme ilustra a Figura 23.

Figura 23 – Composição tarifária no ACL

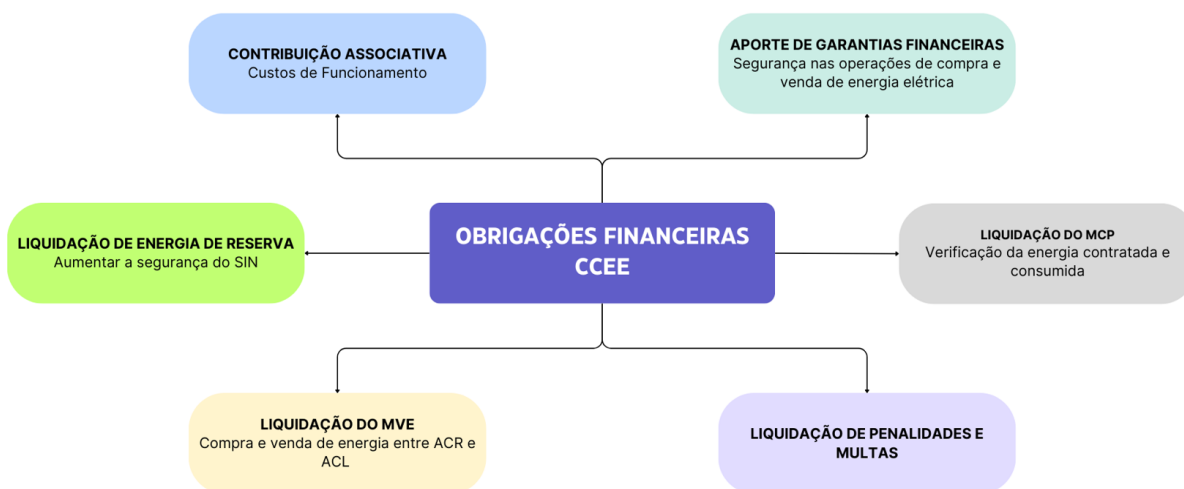


Fonte: Elaboração própria.

### 3.5.3.1 Obrigações financeiras na CCEE

O consumidor livre ao se tornar agente da CCEE, ele se compromete com algumas obrigações financeiras perante a mesma (Figura 24), e se porventura o consumidor não cumprir com elas, pode acarretar o início do processo de desligamento da CCEE.

Figura 24 – Obrigações financeiras CCEE



Fonte: Elaboração própria.

#### 3.5.3.1.1 Contribuição associativa

Brasil (2004b) define que os custos operacionais e administrativos da CCEE são decorrentes das contribuições de seus agentes, bem como da cobrança de emolumentos sobre as operações realizadas. Os custos de funcionamento são aprovados em assembleia geral.

A CCEE possui um número fixo de votos, 100.000 votos, sendo 5.000 distribuídos uniformemente entre todos os agentes e 95.000 distribuídos conforme a quantidade de energia comercializada. Cada agente da CCEE possui um valor diferente de contribuição, pois ele depende da quantidade de votos de cada agente e também do montante de energia comercializada nos últimos 12 (doze) meses (CCEE, 2013).

#### *3.5.3.1.2 Aporte de garantias financeiras*

Essa obrigação financeira foi criada para garantir segurança ao MCP, pois a CCEE é responsável por realizar a liquidação financeira no mercado spot, e como essa operação resulta em valores a serem recebidos pelos agentes credores e pagos pelos agentes devedores, possivelmente a inadimplência do agente devedor poderia comprometer a segurança das operações de compra e venda de energia nesse mercado (CCEE, 2023h). O aporte das garantias financeiras deve ser realizado pelos agentes devedores na conta do banco custodiante.

#### *3.5.3.1.3 Liquidação do mercado de curto prazo*

A CCEE realiza a operação de contabilização para cada agente, na qual consiste na verificação da quantidade de energia contratada e consumida. Nessa operação são incluídos os custos dos ESS, penalidades e descontos na TUST e TUSD caso aplicável. Após a contabilização de cada agente, a CCEE envia a liquidação financeira para o banco custodiante que por sua vez gera ordens de créditos para os agentes credores e ordens de débito para os agentes devedores.

#### *3.5.3.1.4 Liquidação de penalidades e multas*

No processo de contabilização realizado pela CCEE são apuradas as multas e as penalidades dos agentes, a liquidação dessas constitui uma obrigação financeira por parte do mesmo. As multas podem ser por inadimplência no MCP, inadimplência no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) e por não aporte das garantias financeiras, já as penalidades podem ser:

- a) penalidade por insuficiência de lastro – agentes vendedores devem apresentar lastro para venda de energia a 100% dos seus clientes, as distribuidoras devem

- garantir o atendimento de 100% dos seus consumidores através de contratos e os consumidores devem garantir o suprimento de energia a 100% da sua carga por meios de contratos ou geração própria;
- penalidade de medição – são referentes ao Sistema de Medição e Faturamento (SMF), como por exemplo: não conformidade no SMF, não adequação do SMF e infração na coleta dos dados; e
  - penalidade por falta de combustível – proprietários de usinas termelétricas devem garantir o suprimento de combustível para uso nas mesmas.

### 3.5.3.1.5 Liquidação do mecanismo de venda de excedentes (MVE)

O MVE permite a operação de compra e venda de energia entre o ACR e o ACL. As distribuidoras de energia realizam a venda dos excedentes de energia dos seus contratos no ACR para os agentes do ACL, sendo de responsabilidade desses últimos o pagamento referente à compra dos excedentes das distribuidoras. As operações no MVE são registradas em CCEAL (Figura 25).

Figura 25 - Mecanismo de venda de excedentes



Fonte: CCEE (2023a).

### 3.5.3.1.6 Liquidação de energia de reserva

Segundo CCEE ([2023c]), a contratação de energia de reserva tem a finalidade de aumentar a segurança do SIN, evitando que exista déficits de energia. Desse modo, a CCEE representando os agentes de consumo nos leilões, realiza a compra dessa energia através da celebração de Contratos de Energia de Reserva (CER), realizando a gestão pela CONER. Os custos dessa contratação são de responsabilidades de todos os consumidores do SIN (agente de distribuição, consumidor cativo, consumidor livre, autoprodutor e agente de geração com perfil consumo) e cobrados através do EER.

No processo de liquidação de energia de reserva efetivado pela CCEE, é realizado o levantamento dos agentes devedores, os quais deverão realizar o pagamento dos custos e dos agentes credores, que receberão o crédito referente à operação.

### 3.5.3.2 Descontos na TUST e na TUSD

O Governo Federal garantiu desconto na TUST e TUSD, tanto para o gerador como para o consumidor, de modo a incentivar as fontes renováveis de energia (BRASIL, 1996).

Os descontos na TUST (consumidor conectado na rede de transmissão) e na TUSD (consumidor conectado na rede de distribuição) podem ser de 0, 50, 80 e 100%, sendo essas energias conhecidas como I0, I5, I8 e I1, respectivamente. Geralmente o valor da energia incentivada é maior comparado à convencional, mas com os descontos na TUST/TUSD ela pode se tornar mais vantajosa. Os descontos são concedidos aos geradores através de autorização da ANEEL, os quais repassam aos consumidores, sendo que o percentual de desconto depende do tipo de fonte, potência instalada e data de outorga ou leilão.

No caso de consumidor conectado na rede de distribuição, na modalidade tarifária azul no ACL, o desconto é aplicado à parcela da TUSD demanda (R\$/kW) na ponta e fora de ponta, já na modalidade verde no mercado livre, o desconto é aplicado à parcela TUSD demanda (R\$/kW) e também na parcela TUSD energia na ponta (R\$/MWh) deduzindo a parcela TUSD energia fora de ponta (R\$/MWh), conforme a Equação 7.

$$Tarifa_{ConsP(\frac{R\$}{MWh})} = [(TUSD_{Ponta(\frac{R\$}{MWh})} - TUSD_{FP(\frac{R\$}{MWh})}) \times (Desconto\%) ] + TUSD_{FP(\frac{R\$}{MWh})} \quad (7)$$

Onde:

$Tarifa_{ConsP}$  = valor da tarifa a ser aplicada na energia consumida na ponta na modalidade verde com desconto;

$TUSD_{Ponta}$  = valor da tarifa aplicada na energia consumida na ponta sem desconto na modalidade verde;

$TUSD_{FP}$  = valor da tarifa aplicada na energia consumida fora de ponta sem desconto na modalidade verde; e

$Desconto\%$  = desconto a ser aplicado dependendo da fonte incentivada.

### 3.5.3.3 Formas de atuação no ACL

O consumidor que possui os pré-requisitos e queira migrar para o ACL, pode optar pelas seguintes formas de atuação:

- a) consumidor livre ou especial – nesse caso o consumidor deve se tornar um agente da CCEE, assumindo todas as obrigações financeiras e operacionais (compra e venda de energia);
- b) representação por comercializador e/ou consultoria – o consumidor deve ser agente da CCEE, assumindo as obrigações financeiras, mas as operacionais ficam a cargo do comercializador e/ou da consultoria; e
- c) representação por varejista – nessa forma de atuação, o consumidor não precisa se tornar agente da CCEE, todas as obrigações financeiras e operacionais ficam sob a responsabilidade do varejista, que deve ser agente da CCEE. O consumidor fica sob a tutela do varejista para qualquer obrigação perante à CCEE.

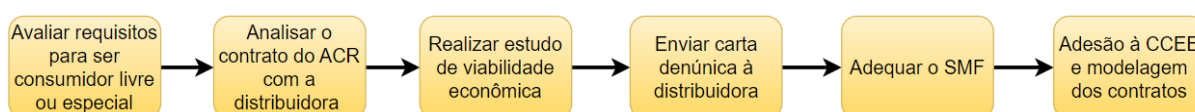
A forma de atuação na CCEE vai depender da estratégia de cada consumidor, bem como se o mesmo possui competência e corpo técnico para realizar as operações perante à Câmara. Tratando-se de Serviço Público, a melhor forma de atuação é através da representação por uma varejista, pois diminui as questões burocráticas referentes ao aporte das garantias financeiras, abertura de conta no banco custodiante e operações de compra de energia, resultando em uma fatura perante à varejista (custos com a aquisição de energia) e outra referente à distribuidora (custos com o CUSD).



### 3.5.3.4 Migração para o ambiente de contratação livre

O consumidor que queira migrar do ACR para o ACL deve seguir os passos da Figura 26.

Figura 26 - Passos para migração ao ACL



Fonte: Adaptação de ABRACEEL (2020).

O passo inicial é avaliar se o consumidor possui os pré-requisitos para ser consumidor livre (demanda mínima de 0,5 MW) ou especial (demanda mínima de 0,5 MW podendo realizar comunhão de cargas) e pertencer ao grupo A do ACR. O segundo passo é realizar a análise do contrato (CCEAR) com a distribuidora de energia, verificando quando se encerra o contrato de fornecimento e após realizar os estudos de viabilidade econômica para a migração ao ACL. De posse da data de encerramento do contrato (CCEAR) com a distribuidora, enviar a carta denúncia a mesma informando que não pretende continuar sendo atendido pelo ACR, com antecedência de 180 dias. O próximo passo é realizar a adequação do SMF de acordo com o padrão definido, bem como dispor de sistema de telemetria que permita a aquisição remota dos dados pela CCEE, posteriormente deve-se realizar a adesão à CCEE, compra de energia e modelagem dos contratos.

Caso o cliente queira retornar ao ACR, ele deve formalizar a intenção e a distribuidora tem o prazo de 5 anos para atender o pedido, podendo esse prazo ser reduzido à critério da mesma. Tratando-se dos entes da administração pública direta da União, dos Estados, Municípios e do Distrito Federal, os quais são regidos pela Lei das Licitações (Lei nº 14.133/2021), uma das soluções para atender esse tempo de retorno ao ACR é inicialmente realizar um contrato de longo prazo (5 anos) e a cada ano realizar uma nova contratação por mais 12 meses.

#### 3.5.3.4.1 Sistema de medição para faturamento

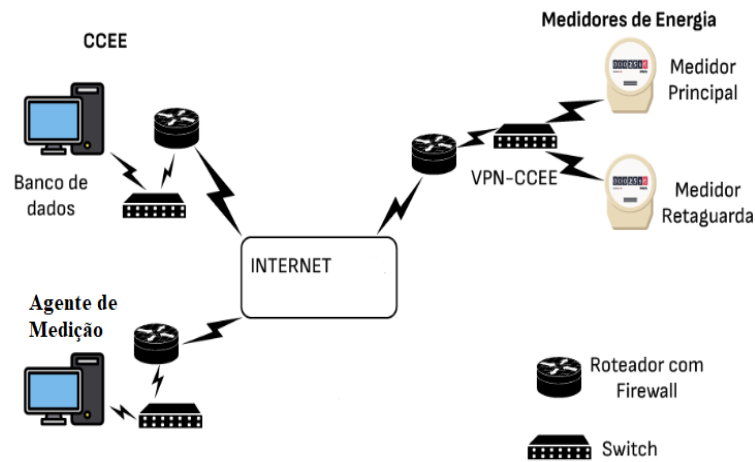
O SMF consiste no conjunto de equipamentos e instalações composto pelos medidores principal e de retaguarda, transformadores de instrumentos (transformadores de corrente e transformadores de potencial), canal de comunicação entre agente e a CCEE e pelo sistema de coleta de dados para medição e faturamento (ONS, 2022), utilizados com a finalidade de contabilização de energia pela CCEE.

Para consumidores livres e especiais, a responsabilidade pela administração do SMF é do agente de medição, no caso a transmissora ou a distribuidora, dependendo da conexão do consumidor à rede. O agente de medição ainda tem como responsabilidades a elaboração do projeto do SMF, a instalação, operação e manutenção dos equipamentos do mesmo, o fornecimento do medidor principal e seus transformadores de instrumentos, o comissionamento e a elaboração do relatório, a solicitação do parecer de acesso à CCEE e a solicitação do cadastro do ponto de medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) da Câmara.

O consumidor tem como responsabilidade arcar com os custos das adequações de infraestrutura em sua subestação para a instalação do SMF. A resolução nº 759 (ANEEL, 2017) tornou facultativo o medidor de retaguarda para consumidores livres e especiais conectados à rede da distribuidora, diminuindo os custos com o SMF, porém caso o consumidor opte pela colocação, ele deve assumir os gastos advindos da instalação do mesmo.

Conforme ONS (2022), os medidores do SMF devem permitir a medição e registro de energia ativa e reativa, tensão, corrente, demanda ativa e reativa de forma bidirecional e frequência, também devem possuir no mínimo duas portas de comunicação independentes com acesso simultâneo ou que permitam a priorização de uma delas, sendo uma de acesso exclusivo da CCEE e a outra para os agentes envolvidos na medição. A porta de uso da CCEE deve ser conectada a um canal de internet sob qual será estabelecido uma *Virtual Private Network* (VPN) entre o medidor e a Câmara (Figura 27).

Figura 27 – Arquitetura de comunicação do SMF



Fonte: Adaptação de MESH (2023).

Os dados coletados pelos medidores de energia são enviados ao SCDE da CCEE para fins de contabilização dos montantes de energia e através de um acordo cooperativo entre a Câmara e o ONS, esses dados são enviados ao último para apuração dos encargos de uso do sistema, entre outras demandas.

### 3.5.4 Geração distribuída no ACL

Conforme Brasil (2004a), GD é a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados à rede de distribuição, podendo estar no local de consumo ou próximo a ele.

O consumidor participante do ACL pode possuir GD, nesse caso ele será enquadrado como APE, caso a potência instalada da usina seja superior a 5 MW ele necessitará de outorga da ANEEL, já a usina com potência inferior a 5 MW é denominada central geradora de capacidade reduzida, sendo dispensada de concessão, permissão ou autorização, mas deve ser registrada na ANEEL no sistema de Registro de Central Geradora (RCG), desse modo o consumidor no ACL que possua GD não pode fazer parte do SCEE.

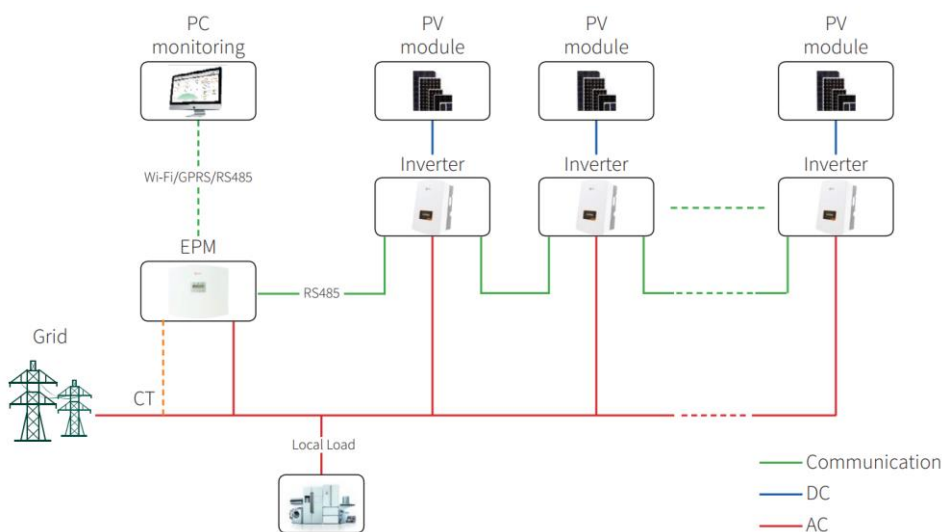
A autoprodução no mercado livre pode ser local ou remota. A autoprodução local pode ser com ou sem injeção de energia na rede elétrica, no primeiro modo tem-se o risco de a unidade ficar sujeita às variações do PLD, dificultando a previsibilidade dos custos. A

autoprodução sem injeção de energia na rede da distribuidora torna-se vantajosa, pois ela não fica suscetível ao PLD, reduz a necessidade da compra de energia elétrica dos geradores, tornando os gastos mais previsíveis, mas para isso é necessário a instalação de equipamentos que impedem a injeção da energia na rede da distribuidora (zero grid), possibilitando o controle da energia gerada para que toda ela seja consumida na UC. O sistema zero grid é composto por medidores inteligentes, rede de comunicação e inversores que conseguem ajustar a energia gerada de acordo com a necessidade (Figura 28).

O APE possui as seguintes vantagens<sup>6</sup>:

- desconto no uso do fio (TUST/TUSD) para fontes renováveis;
- abatimento de encargos setoriais (CDE, PROINFA, ESS e EER);
- possibilidade de venda de excedentes; e
- metas de sustentabilidade e aderência às práticas ESG.

Figura 28 –UFV zero grid.



Fonte: Solis EPM.

### 3.6 ASPECTOS COMPARATIVOS ENTRE ACR E ACL

A Tabela 8 faz um comparativo entre o mercado cativo e o mercado livre de energia.

<sup>6</sup> Curso Mercado de Energia. Energês a Linguagem da Energia. Online, 2021. Engenheira Joiris Manoela Dachery.

Tabela 8 - Comparativo ACR x ACL

<b>Tópico</b>	<b>ACR</b>	<b>ACL</b>
Consumidores	Consumidores cativos (grupo A e grupo B)	Consumidores livres e especiais
Negociação	Somente podem adquirir energia da distribuidoras da sua área de concessão	Livre negociação com os geradores e comercializadoras
Contratos	Regulados pela ANEEL (CCEAR e CUSD)	Contratos bilaterais negociados livremente entre as partes vendedora e compradora (CCEAL e CCEI)
Vendedores	Concessionários de serviço público de geração, PIE, APE e comercializador	Concessionário de serviço público de geração, PIE, APE, varejista e comercializador
Compradores	Distribuidoras	Todos os vendedores mais os consumidores livres e especiais
Tarifas	Reguladas pela ANEEL	Negociadas diretamente com o vendedor de energia
Flexibilidade	Quantidade de energia fixa de acordo com o consumo	Escolha da quantidade de energia a ser contratada, podem adaptar a contratação através da flexibilidade, modulação e sazonalização
Postos tarifários	Aplicável	Aplicável na fatura da distribuidora (CUSD)
Modalidades Tarifárias	Aplicável	Aplicável na fatura da distribuidora (CUSD)
Demanda contratada	Aplicável	Aplicável na fatura da distribuidora (CUSD)
Bandeiras tarifárias	Aplicável	Não aplicável

Fonte: Elaboração própria.

### 3.7 RESUMO DO CAPÍTULO

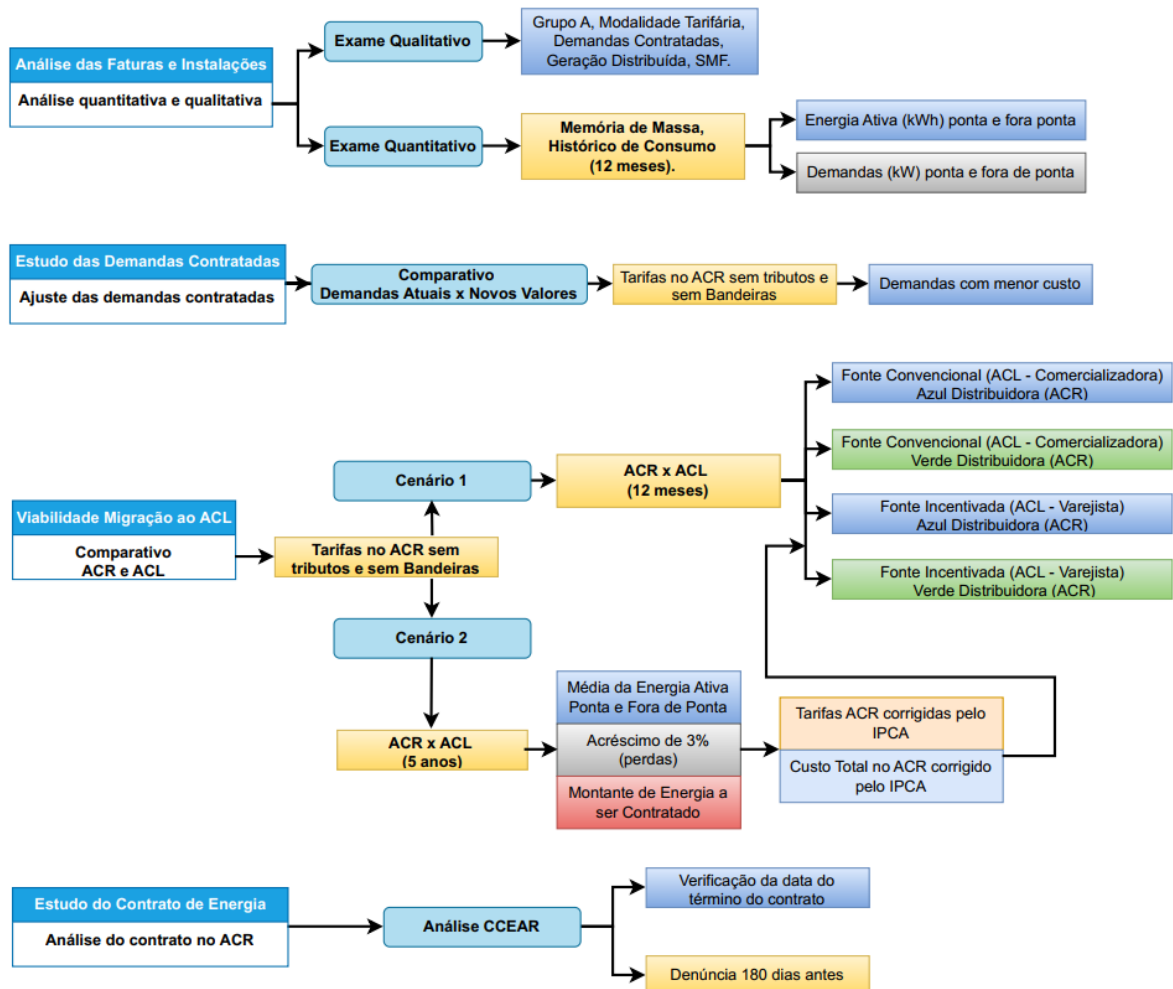
Nesse capítulo foram elencados os aspectos legais e regulatórios referentes à comercialização de energia elétrica no ACR e no ACL, bem como as relações comerciais entre consumidores, distribuidoras e comercializadoras de energia.



## 4 METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida parte da coleta de dados de 12 ciclos de faturamento de energia elétrica, devendo ser realizada uma pesquisa quantitativa dos dados fornecidos nas faturas e memória de massa fornecida pela distribuidora, tais como energia consumida em kWh na ponta e fora de ponta, bem como as demandas lidas na ponta e fora de ponta em kW. Deve-se realizar um exame qualitativo dos dados provenientes das faturas e/ou memória de massa, bem como das instalações da UC com o objetivo de identificar a modalidade tarifária, demandas contratadas, existência de GD e a necessidade de adequação do SMF. Também deve ser realizado o estudo do contrato de energia com a distribuidora com o objetivo de obter um calendário para a migração ao mercado livre. A Figura 29 ilustra o fluxograma da metodologia.

Figura 29 - Fluxograma da metodologia



Fonte: Elaboração própria.

#### 4.1 ANÁLISE DAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA E INSTALAÇÕES DA UC

O primeiro passo para identificar a viabilidade de alteração do ACR para o ACL é a realização de um exame qualitativo na fatura de energia da UC em estudo, com a finalidade de identificar se a mesma pertence ao grupo A do ambiente regulado, qual a modalidade tarifária (azul ou verde), as demandas contratadas, se possui GD. Também deve-se verificar qual o estado do SMF da UC, com a finalidade de verificação se precisará de adequações a serem inclusas nos custos para migração ao ACL. Em um segundo momento deve-se realizar um exame quantitativo nas faturas de energia elétrica e/ou memória de massa da unidade, no período de 12 meses, com o objetivo de obter o histórico de consumo das energias ativa medidas na ponta e fora de ponta, bem como as demandas lidas na ponta e fora de ponta. Caso a UC seja atendida na modalidade horária azul, esses dados são obtidos diretamente nas faturas de energia, mas caso ela seja atendida na modalidade verde, a obtenção desses dados ficará prejudicada, pois não se tem discriminados nas faturas os consumos das demandas em kW na ponta e fora de ponta, assim, para a obtenção desses dados o ideal é realizar a solicitação da memória de massa à distribuidora de energia. Após o levantamento do histórico devem ser calculadas as médias das energias consumidas na ponta e fora de ponta. Os históricos de consumo e de demandas, obtidos através da análise das faturas de energia e/ou memória de massa são inseridos em gráficos para melhor visualização.

#### 4.2 ESTUDO DAS DEMANDAS CONTRATADAS

Posteriormente à análise das faturas, deve-se realizar um estudo para a adequação das demandas contratadas, com a finalidade de se obter os valores ideais para contratação, tanto no ambiente regulado como no ambiente livre. Esse estudo deve utilizar como base o histórico das demandas lidas no período analisado, bem como o valor das tarifas aplicáveis pela distribuidora de energia. Os valores utilizados das tarifas são os que estão em vigor, sem tributos e sem adicional de bandeiras tarifárias, isto é, bandeira verde.

#### 4.3 VIABILIDADE MIGRAÇÃO AO ACL

Nesse estudo são utilizados dois cenários, o primeiro se refere à utilização do histórico de consumo e demanda do período de 12 ciclos de faturamento para realizar uma comparação



do contexto no mercado cativo com o contexto no mercado livre, simulando a economia que a UC poderia ter obtido no período.

O segundo cenário é referente aos custos no ACL com a contratação a longo prazo (5 anos), comparado ao contrato atual da UC no ambiente regulado, desse modo, deve-se calcular a média do consumo de energia ativa na ponta e fora de ponta dos últimos 12 ciclos de faturamento, acrescentado 3% referente às perdas devido ao centro de gravidade no mercado livre. O custo total no ACL com as faturas de energia no período analisado, bem como as tarifas aplicadas no ambiente cativo devem ser reajustadas a cada ano pela média do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) dos últimos 12 meses, simulando seus valores no futuro.

Nos dois cenários são realizadas 4 combinações, como o consumidor ainda mantém com a distribuidora o CUSD, são simulados os custos com a contratação de energia convencional e incentivada no ACL combinados com as modalidades azul e verde da distribuidora.

#### 4.4 ESTUDO DO CONTRATO DE ENERGIA

As UC pertencentes ao ACR firmam com a distribuidora de energia dois contratos, o CCER e o CUSD, sendo o primeiro referente a compra de energia em kWh no ACR e o segundo referente ao uso do sistema de distribuição, ou seja, às demandas contratadas em kW. A UC ao optar pela migração ao ACL deve realizar a denúncia do CCER à distribuidora, com prazo mínimo de 180 dias antes do final do contrato. A denúncia deve ser formalizada através de correspondência assinada pelo representante legal, protocolada ou enviada por Aviso de Recebimento (AR). A migração só será efetivada se o consumidor devolver o Termo de Pactuação assinado em até 30 dias, contados da data de denúncia do contrato. Dessa maneira, deve-se realizar a avaliação do CCER firmado com a distribuidora, a fim de se obter a data do término do contrato.

#### 4.5 RESUMO DO CAPÍTULO

No Capítulo 4 foram detalhados os passos a serem seguidos na metodologia para o desenvolvimento prático do trabalho.



## 5 DESENVOLVIMENTO PRÁTICO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 5.1 LEVANTAMENTO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o desenvolvimento prático foi necessária uma pesquisa de campo com a finalidade de se obter os valores das tarifas praticadas no ACR e os valores de energia negociados no ACL. As Tabelas 9 e 10 são referentes às modalidades horária azul e horária verde, respectivamente, e mostram os valores das tarifas aplicadas pela distribuidora RGE Sul para o mercado cativo, com vigência a partir de 19 de junho de 2023. Esses valores são aplicados nos levantamentos dos custos para o mercado regulado, bem como para os custos no mercado livre no que se refere aos valores cobrados na fatura da distribuidora de energia (TUSD encargos em kWh e a TUSD demanda em kW).

Tabela 9 - Tarifas da modalidade tarifária horária azul

SUBGRUPO A4 AZUL							
Demanda Ativa (R\$/kW)		Ultrapassagem Demanda Ativa (R\$/kW)		Energia Ativa (R\$/kWh)			
TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta	TE na Ponta	TE Fora de ponta	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta
62,16	25,68	124,32	51,36	0,43365	0,27625	0,09421	0,09421

Fonte: Adaptação de CPFL (2023b).

Tabela 10 - Tarifas da modalidade tarifária horária verde

SUBGRUPO A4 VERDE					
Demanda Ativa (R\$/kW)		Ultrapassagem Demanda Ativa (R\$/kW)		Energia Ativa (R\$/kWh)	
TUSD na Ponta e Fora de Ponta	TUSD na Ponta e Fora de Ponta	TE na Ponta	TE Fora de ponta	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta
25,68	51,36	0,43365	0,27625	1,60398	0,09421

Fonte: Adaptação de CPFL (2023b).

Na Tabela 11 tem-se a os valores médios de energia proveniente de fonte convencional no ACL através da contratação por comercializadora, onde as obrigações financeiras perante à CCEE ficam a cargo do consumidor. A Tabela 12 mostra os custos médios da energia de fonte incentivada I5 que oferece desconto de 50% na TUST/TUSD, no mercado livre através da

contratação por uma varejista, na qual as obrigações financeiras diante da CCEE são de responsabilidade da mesma.

Tabela 11 – Custo médio da energia convencional praticado por comercializadoras no ACL

<b>Preço da Energia Convencional Comercializadora (R\$/MWh)</b>						
<b>Ano</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Valor</b>	74	65	82,77	99,58	110,08	121,08

Fonte: Elaboração própria com base em consulta com comercializadoras.

Tabela 12 - Custo médio da energia I5 praticado por varejistas no ACL

<b>Preço da Energia Incentivada I5 Varejista (R\$/MWh)</b>						
<b>Ano</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Valor</b>	136,67	146,09	164,13	175,44	182,86	193,53

Fonte: Elaboração própria com base em consulta com varejistas.

## 5.2 CARACTERÍSTICAS DA UNIDADE CONSUMIDORA EM ESTUDO

A Base Aérea de Santa Maria (BASM) é atendida em tensão de fornecimento de 13,8 kV, pertence ao grupo A, subgrupo A4, classe tarifária Poder Público. A BASM possui uma planta solar *on-grid* com potência total de 125 kWp que entrou em operação no ano de 2020, resultado de um PEE da distribuidora. Não foi possível realizar um acompanhamento mais detalhado do sistema de GD quanto a sua geração mensal, devido os inversores não estarem conectados na internet, impossibilitando a aquisição aprofundada dos dados.

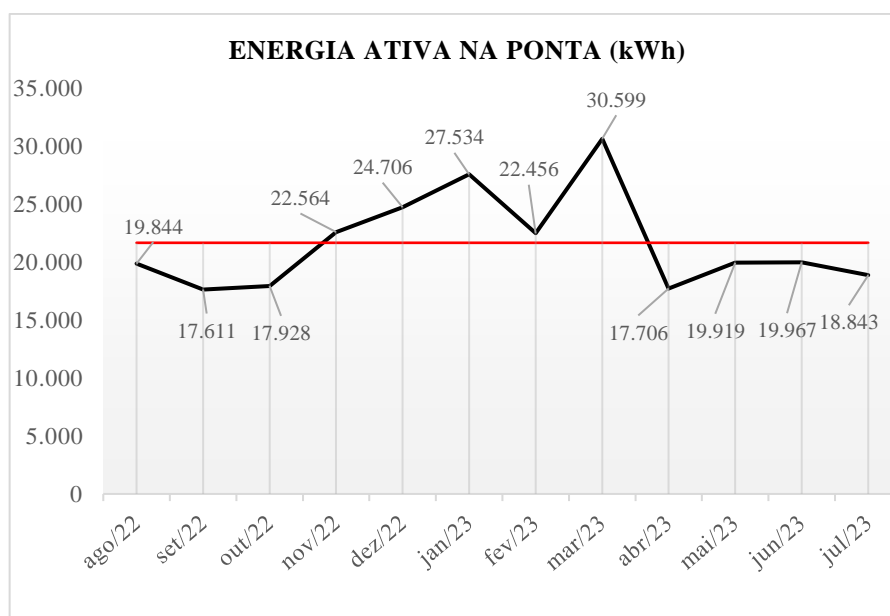
O período considerado para as análises foi de agosto de 2022 até julho de 2023, nesse intervalo de tempo, a BASM começou a retornar as suas operações normais após o período da pandemia da COVID-19, o que torna esse período uma adaptação às atividades regulares da organização. Durante o período em análise, somente no mês de outubro de 2022 ocorreu energia injetada na rede (36.223,48 kWh), proveniente da planta solar da BASM, as gerações dos outros meses serviram para o autoconsumo da organização.

Com relação à necessidade de adaptações no SMF da BASM, devido as instalações de sua subestação serem novas, inaugurada em 2019, as mudanças necessárias a cargo do consumidor limitam-se ao sistema de comunicação com a CCEE (internet/VPN), conforme Norma Técnica CPFL (2023a), as quais não são levadas em consideração nos cálculos de viabilidade por se tratarem de um investimento baixo.

Os estudos simulados nesse capítulo, para efeito de comparação financeira, são relacionados com a situação atual de fornecimento da BASM, ou seja, modalidade horária azul e demandas contratadas na ponta de 501 kW e fora de ponta de 879 kW, considerando as tarifas sem impostos e sem adicional de bandeira tarifária. Devido a UC em estudo ser atendida pela modalidade azul, não foi necessário a solicitação dos dados de memória de massa, pois todos os dados a serem utilizados no estudo estão presentes nas faturas. Caso a UC estiver na modalidade verde, os dados de memória de massa são necessários para ser obtido os valores das demandas em kW na ponta e fora de ponta, e tratando-se de uma UC do serviço público, os custos com esse pedido devem ser justificados aos administradores, tornando-se um entrave a ser superado ao realizar o estudo de viabilidade da migração ao ACL.

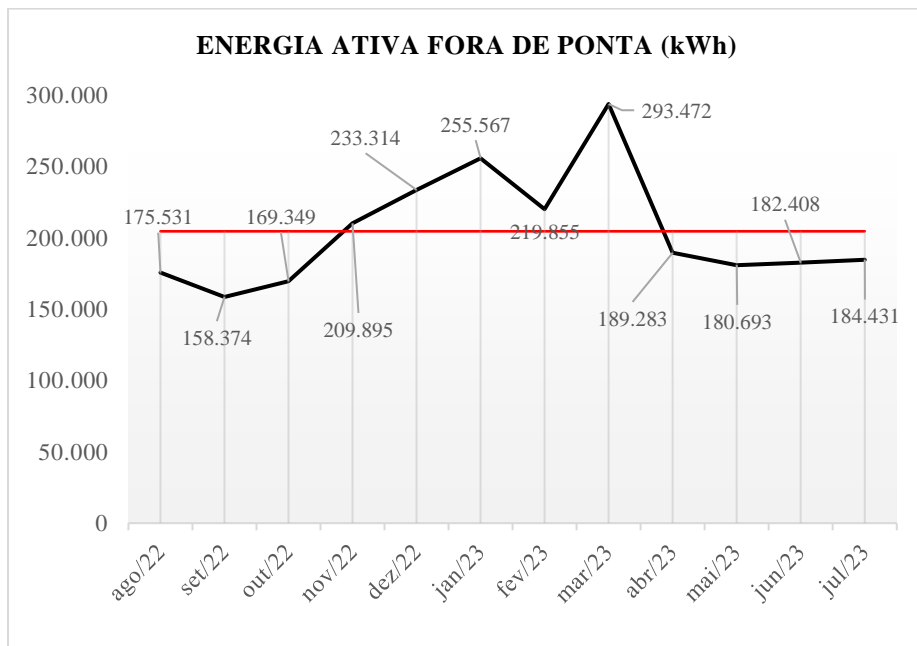
A Figura 30 mostra o consumo de energia ativa na ponta, a Figura 31 traz o consumo de energia ativa fora de ponta, a Figura 32 ilustra a demanda medida na ponta e a Figura 33 demonstra a demanda medida fora de ponta durante o período em análise. As linhas em vermelho nas Figura 30 e 31, referem-se aos valores médios da energia ativa na ponta (21.640 kWh) e fora de ponta (204.348 kWh), respectivamente. Nas Figura 32 e 33, as linhas em vermelho referem-se às demandas contratadas na ponta (501 kW) e fora de ponta (879 kW) respectivamente. A Tabela 18 do Apêndice A mostra o histórico de consumo da BASM no período.

Figura 30 - Energia ativa na ponta



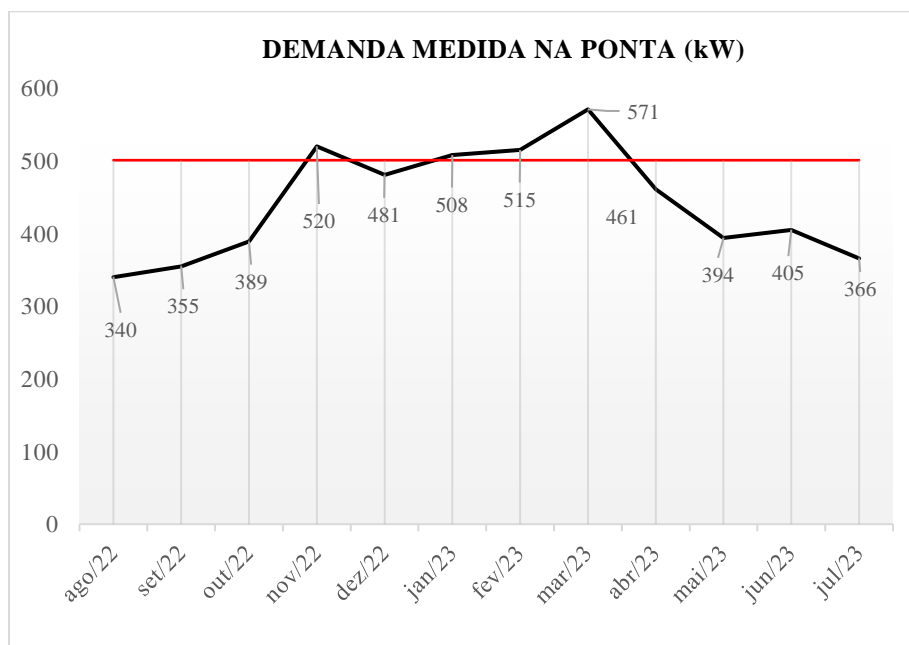
Fonte: Elaboração própria.

Figura 31 - Energia ativa fora de ponta



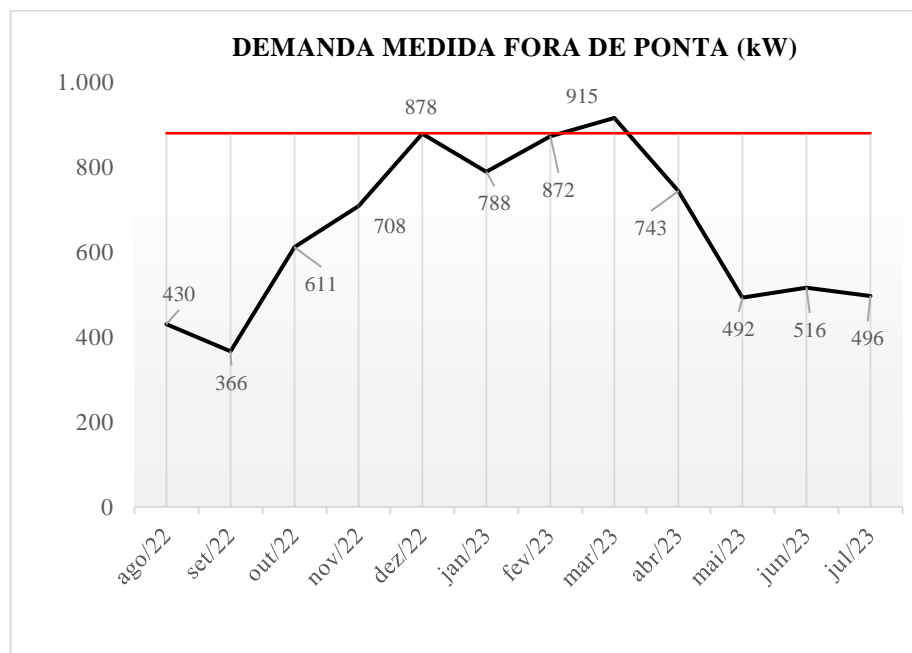
Fonte: Elaboração própria.

Figura 32 - Demanda medida na ponta



Fonte: Elaboração própria.

Figura 33 - Demanda medida fora de ponta



Fonte: Elaboração própria.

Ao analisar os gráficos das Figuras 30 a 33, percebe-se que os meses com os maiores valores de consumo de energia e demanda referem-se ao intervalo de tempo de novembro até março. Esses meses coincidem com a época do verão, onde as temperaturas são mais elevadas, acarretando em um maior uso dos equipamentos de refrigeração, bem como aos meses em que ocorrem manobras aéreas, o que impacta diretamente nos valores, devido ao aumento de pessoal, equipamentos e horários de voo na unidade.

### 5.3 AJUSTE DAS DEMANDAS CONTRATADAS

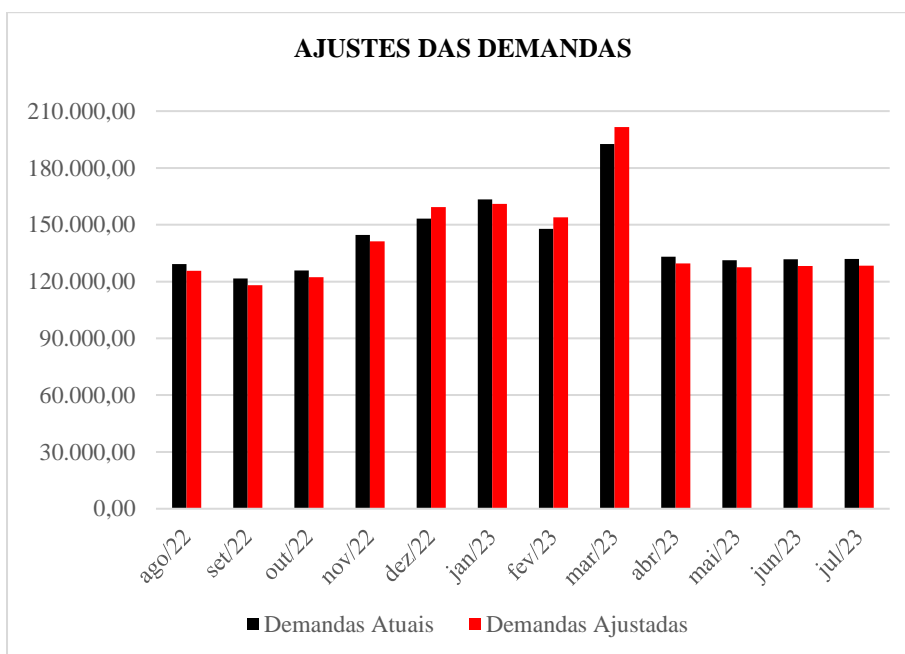
Baseado no modelo de contratação atual da BASM, foi utilizado planilha eletrônica em Excel para encontrar o custo financeiro a ser usado como referência para descobrir o melhor valor de ajuste das demandas. Os valores das tarifas no ACR utilizados na simulação são os da Tabela 9.

A Tabela 19 do Apêndice A mostra os custos com as demandas atuais, 501 e 879 kW, na ponta e fora de ponta respectivamente, na modalidade horária azul. Observa-se que somente no mês de março/2023 ocorreu a ultrapassagem da demanda no posto ponta, gerando a cobrança de adicional por essa ultrapassagem.

A Tabela 20 do Apêndice A mostra os novos valores encontrados para as demandas, bem como a economia em relação à situação contratual atual.

Na simulação para ajustar as demandas contratadas demonstrada na Tabela 20, observa-se que ocorre ultrapassagem dos valores das demandas contratadas em alguns meses, mas ainda assim existe uma economia em relação à situação atual do contrato. O estudo demonstra que existe uma margem para ajuste nas demandas contratadas, 496 kW na ponta e 751 kW fora de ponta, mas devido o período analisado se tratar de uma volta às atividades normais da BASM após a pandemia, optou-se por continuar as análises com as demandas em contrato (501 kW e 879 kW). A Figura 34 ilustra os custos com energia elétrica com as demandas atuais e ajustadas durante o período em análise.

Figura 34 - Comparação valorada dos custos com ajuste das demandas



Fonte: Elaboração própria.



## 5.4 ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O ACR E O ACL

### 5.4.1 Estudo do ACL nos Últimos 12 Ciclos de Faturamento

O primeiro caso analisado no ACL leva em consideração o histórico de consumo da energia ativa e as demandas lidas na ponta e fora de ponta dos 12 ciclos de faturamento, de agosto de 2022 até julho de 2023. Nessa etapa foram efetuadas simulações da contratação de fonte convencional e fonte incentivada combinadas com as modalidades azul e verde da distribuidora, pois o consumidor no ACL continua pagando as parcelas da TUSD para a distribuidora, entretanto na fatura a ser paga para a comercializadora/varejista tem-se os custos com a TE e nela não existe a diferenciação de modalidade tarifária, postos tarifários e bandeiras tarifárias.

Nas simulações em que a energia contratada é a convencional, o tipo de contratação é através de uma comercializadora, nessas simulações foram utilizados os valores da Tabela 11, correspondente à energia ativa (TE) a ser pago à comercializadora, já os valores referentes à distribuidora (TUSD) são os praticados atualmente conforme a Tabela 9 para a modalidade azul e segundo a Tabela 10 para a modalidade verde. No campo Outros Custos constante nas tabelas de simulação com a energia convencional estão inclusos os valores estimados referentes à contribuição associativa da CCEE, o qual depende do volume de energia negociado, a EER e a representação por parte da comercializadora de energia. Esses valores foram obtidos através de consulta com as comercializadoras, chegando ao valor estimado de R\$ 35,00 a cada MWh consumido/contratado.

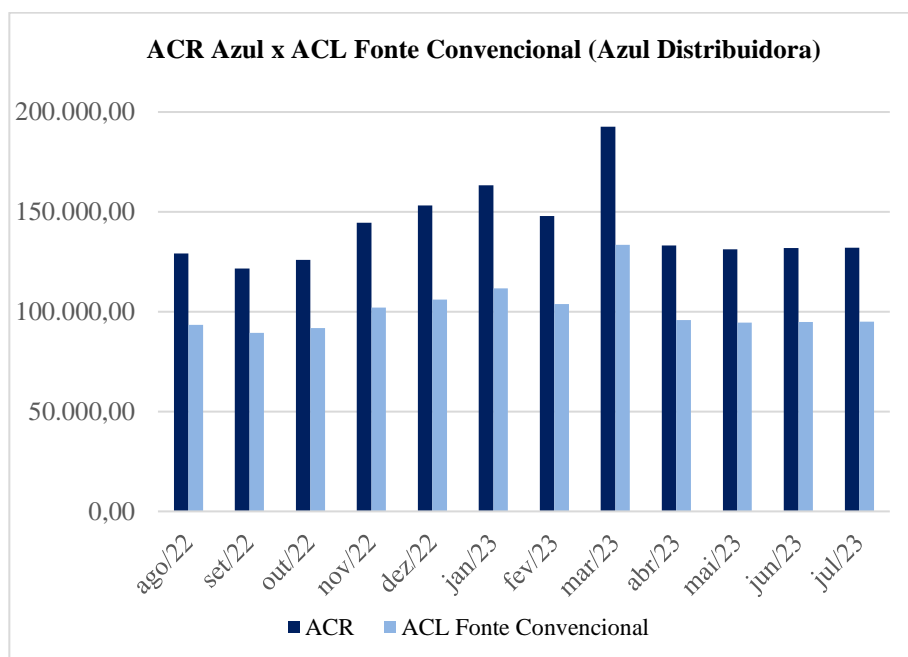
Nas simulações em que a energia contratada é a incentivada, o tipo de contratação é através da representação de uma varejista, em que todas as responsabilidades perante à CCEE ficam à cargo da mesma. Os valores referentes a energia ativa (TE) a ser paga à varejista são os constantes na Tabela 12 (custo da fonte Incentivada I5) e os valores referentes à distribuidora (TUSD) são os das Tabelas 9 e 10 para as modalidades azul e verde respectivamente.

#### 5.4.1.1 Fonte convencional ACL e modalidade horária azul distribuidora

A Tabela 21 do Apêndice A mostra os custos estimados no ACL, através de uma comercializadora combinado com a modalidade horária azul da distribuidora, tal como a economia em relação ao contrato atual da BASM no ACR.

Na Figura 35 tem-se a comparação valorada mês a mês entre a contratação atual no ACR com a simulação de contratação de fonte convencional com comercializadora no ACL e distribuidora horária azul.

Figura 35 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (azul distribuidora)

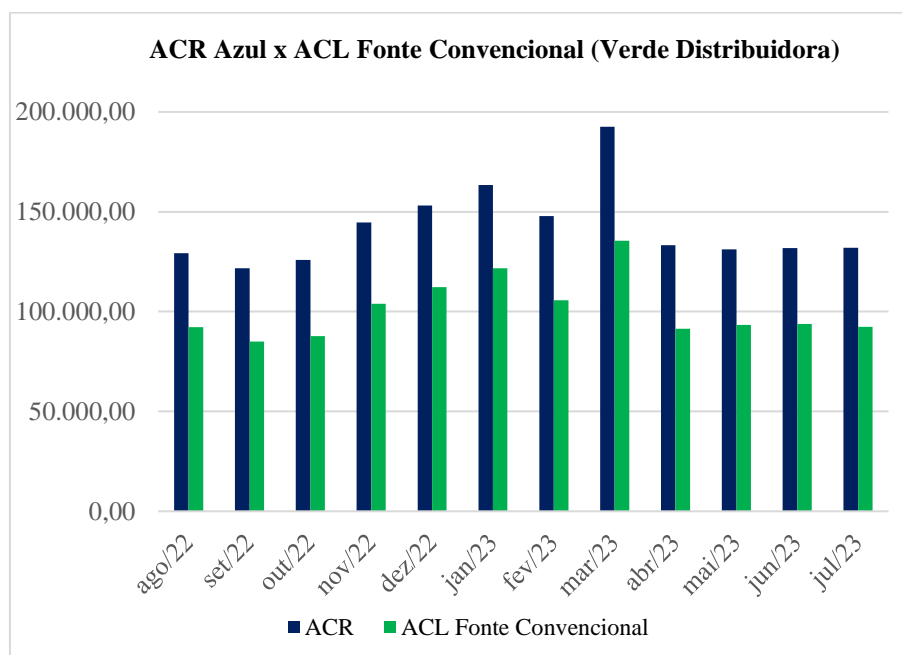


Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.1.2 Fonte convencional e modalidade horária verde distribuidora

Nessa análise é mostrado os custos com a contratação da energia convencional de uma comercializadora no ACL combinado com a modalidade horária verde da distribuidora, conforme ilustra a Tabela 22 do Apêndice A. A Figura 36 mostra a comparação entre os custos com essa contratação e a contratação atual no ACR.

Figura 36 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (verde distribuidora)



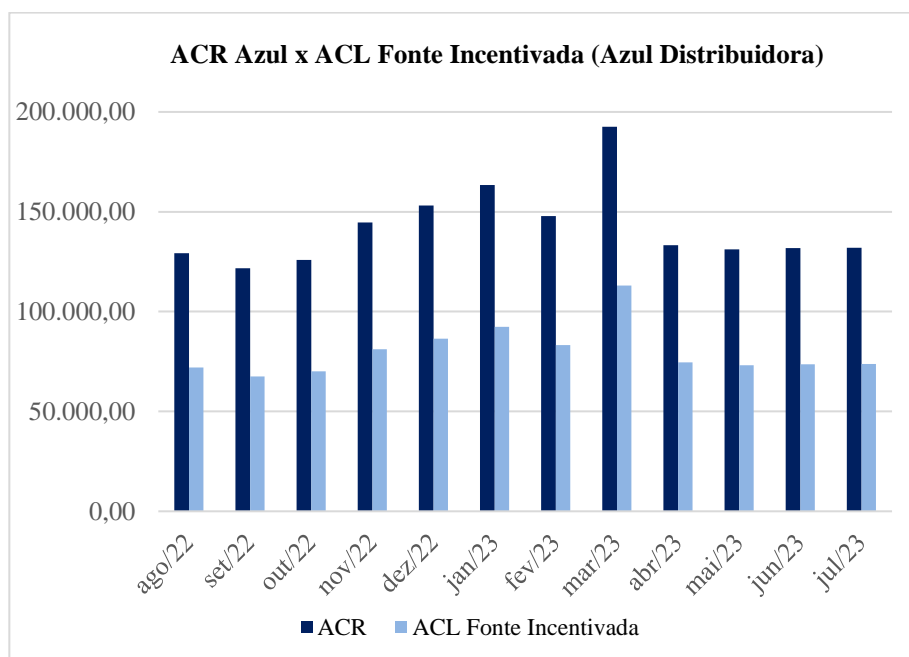
Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.1.3 Fonte incentivada I5 e modalidade horária azul distribuidora

A simulação com a fonte incentivada é a que oferece 50% de desconto na parcela da TUST/TUSD. No caso da modalidade horária azul, o desconto é válido para as parcelas das demandas na ponta e fora de ponta. A Tabela 23 do Apêndice A apresenta a simulação dos custos com a contratação através de uma varejista da fonte I5 combinada com a modalidade azul na distribuidora.

Na Figura 37 tem-se a comparação entre o contrato atual e os custos simulados na contratação através de uma varejista no ACL de fonte incentivada combinada com a modalidade horária azul da distribuidora.

Figura 37 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (azul distribuidora)



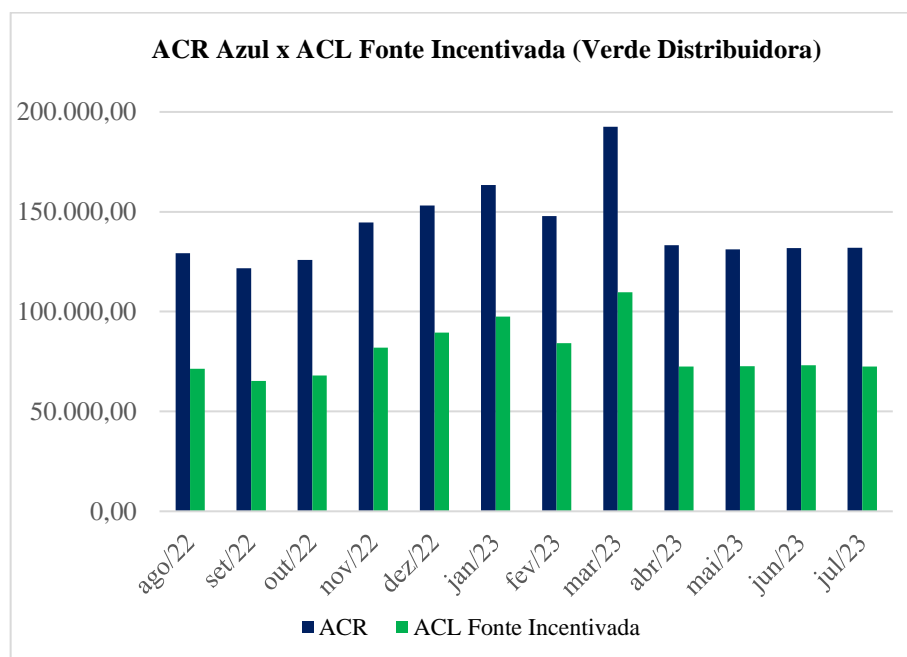
Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.1.4 Fonte incentivada I5 e modalidade horária verde distribuidora

A contratação de fonte incentivada no ACL combinada com a modalidade horária verde na distribuidora, possibilita o desconto na parcela da TUSD referente à demanda contratada e na parcela da TUSD referente ao consumo em kWh na ponta, conforme visto em 3.5.3.2. A Tabela 24 do Apêndice A mostra os custos dessa contratação.

A Figura 38 ilustra a comparação valorada entre o contrato atual e os custos simulados na contratação através de uma varejista no ACL de fonte incentivada I5 combinada com a modalidade horária verde da distribuidora.

Figura 38 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (verde distribuidora)



Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.2 Estudo do ACL em Contratos de Longo Prazo

O segundo caso analisado no ACL é referente a um contrato de longo prazo, 5 anos, começando no ano de 2024 e se estendendo durante o ano de 2028, comparado ao contrato atual da BASM no mercado cativo. Os valores referentes à contratação de energia são os constantes das Tabelas 11 e 12 para a fonte convencional e incentivada, respectivamente. Nesse cenário é calculada a média do consumo de energia ativa na ponta e fora de ponta dos 12 ciclos de faturamento e acrescentado 3% referente às perdas devido ao centro de gravidade no ACL, conforme ilustra a Tabela 13. O total da energia a ser contratada por mês durante o período de 5 anos foi arredondada para o valor inteiro imediatamente superior.

Tabela 13 - Média das energias ativas lidas com acréscimo do centro de gravidade

Energia Ativa Média na Ponta (MWh)	Energia Ativa Média Fora de Ponta (MWh)	Total de Energia Ativa Contratada (MWh)
22,29	210,48	233

Fonte: Elaboração própria.

Nesse estudo, para efeito de comparação dos gastos com o ACR, as tarifas de energia do mercado cativo foram reajustadas a cada ano pela média do IPCA dos últimos 12 meses, o qual ficou em 3,99%, segundo IBGE (2023). As Tabelas 14 e 15 ilustram os valores das tarifas do ACR para as modalidades azul e verde, corrigidas a cada ano pelo IPCA. Os valores anuais totais gastos no mercado cativo também foram ajustados pelo IPCA e ilustrados na Tabela 16.

Tabela 14 - Tarifas modalidade azul corrigidas pelo IPCA

SUBGRUPO A4 AZUL								
Ano	Demanda Ativa (R\$/kW)		Ultrapassagem Demanda Ativa (R\$/kW)		Energia Ativa (R\$/kWh)			
	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta	TE na Ponta	TE Fora de ponta	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta
2024	64,64	26,70	129,28	53,41	0,45095	0,28727	0,09797	0,09797
2025	67,22	27,77	134,44	55,54	0,46895	0,29873	0,10188	0,10188
2026	69,90	28,88	139,80	57,76	0,48766	0,31065	0,10594	0,10594
2027	72,69	30,03	145,38	60,06	0,50711	0,32305	0,11017	0,11017
2028	75,59	31,23	151,18	62,46	0,52735	0,33594	0,11457	0,11457

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 15 - Tarifas modalidade verde corrigidas pelo IPCA

SUBGRUPO A4 VERDE						
Ano	Demanda Ativa (R\$/kW)	Ultrapassagem Demanda Ativa (R\$/kW)	Energia Ativa (R\$/kWh)			
	TUSD na Ponta e Fora de Ponta	TUSD na Ponta e Fora de Ponta	TE na Ponta	TE Fora de ponta	TUSD na Ponta	TUSD Fora de Ponta
2024	26,70	53,41	0,45095	0,28727	1,66798	0,09797
2025	27,77	55,54	0,46895	0,29873	1,73453	0,10188
2026	28,88	57,76	0,48766	0,31065	1,80374	0,10594
2027	30,03	60,06	0,50711	0,32305	1,87571	0,11017
2028	31,23	62,46	0,52735	0,33594	1,95055	0,11457

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16 - Estimativa dos custos no ACR em 5 anos

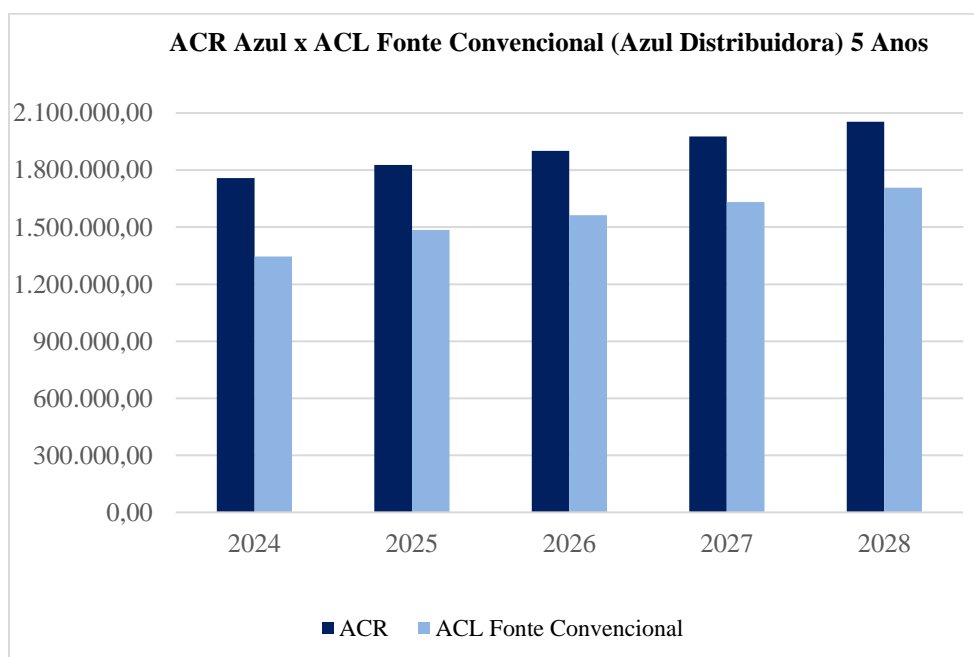
Ano	TE (kWh) (R\$)	TUSD (kWh) (R\$)	TUSD (kW) (R\$)	TOTAL (R\$)
2024	821.543,30	265.677,08	670.297,24	1.757.517,62
2025	854.322,88	276.277,59	697.042,10	1.827.642,58
2026	888.410,36	287.301,07	724.854,08	1.900.565,52
2027	923.857,94	298.764,38	753.775,76	1.976.398,08
2028	960.719,87	310.685,08	783.851,42	2.055.256,36
<b>Total 5 ANOS (R\$)</b>				<b>9.517.380,16</b>

Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.2.1 Contrato de longo prazo com energia convencional e modalidade horária azul distribuidora

A Tabela 25 do Apêndice A ilustra os custos com a contratação da energia convencional através de uma comercializadora combinada com a modalidade horária azul da distribuidora durante um período de 5 anos, bem como a economia em relação ao mercado cativo no mesmo período. Na Figura 39 é possível observar os custos totais a longo prazo dessa contratação com a situação atual no ACR a longo prazo.

Figura 39 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (azul distribuidora) longo prazo

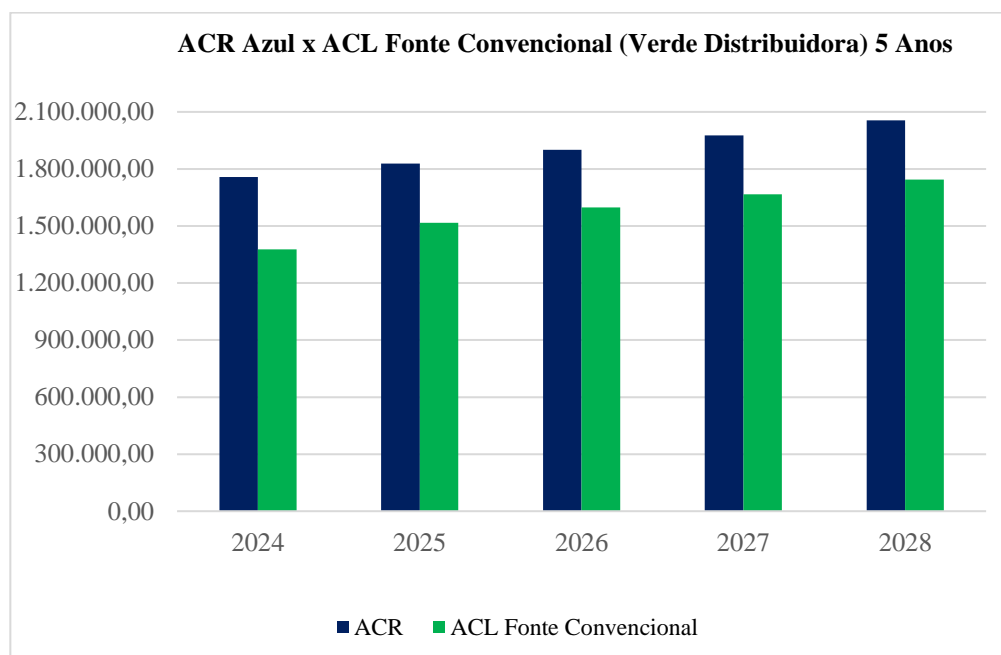


Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.2.2 Contrato de longo prazo com energia convencional e modalidade horária verde distribuidora

Nessa simulação foi obtido os custos e a economia com a contratação de fonte convencional com uma comercializadora e modalidade tarifária horária verde com a distribuidora, conforme mostra a Tabela 26 do Apêndice A. Na Figura 40 é possível observar os custos totais com essa contratação e a situação atual no mercado cativo a longo prazo.

Figura 40 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte convencional (verde distribuidora) longo prazo



Fonte: Elaboração própria.

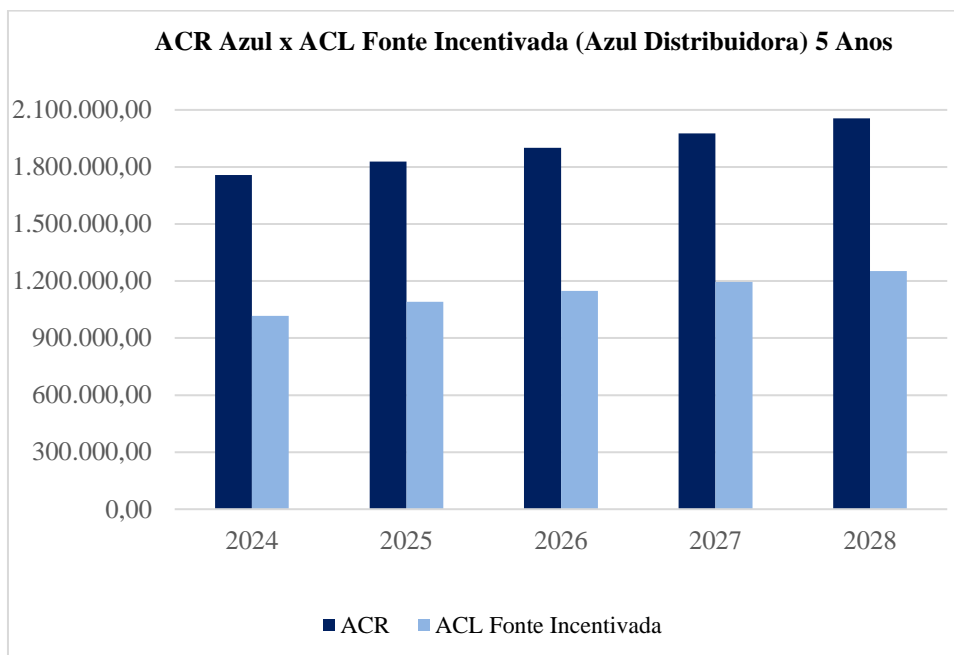
#### 5.4.2.3 Contrato de longo prazo com energia incentivada I5 e modalidade horária azul distribuidora

Esse estudo apresenta os custos com a contratação, através de uma varejista, de energia de fonte incentivada I5 combinada com a modalidade horária azul da distribuidora, bem como a economia obtida com a situação atual do contrato, conforme ilustra a Tabela 27 do Apêndice A.

A Figura 41 ilustra os custos totais a longo prazo com a situação atual no ACR e a simulação no ACL com contratação através de uma varejista de fonte incentivada combinada com a horária azul da distribuidora.



Figura 41 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (azul distribuidora) longo prazo



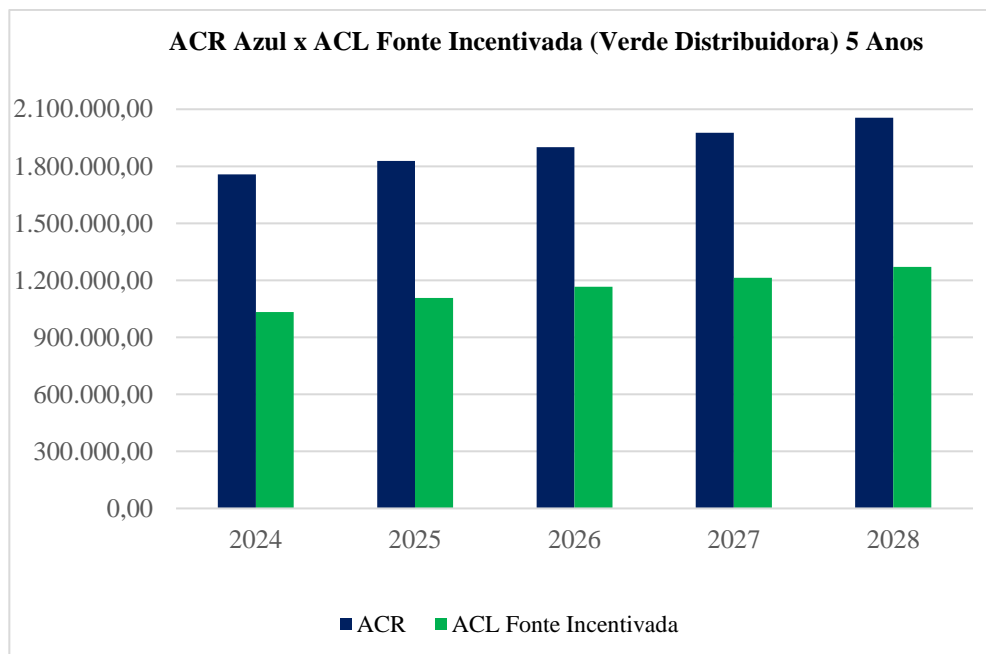
Fonte: Elaboração própria.

#### 5.4.2.4 Contrato de longo prazo com energia incentivada I5 e modalidade horária verde distribuidora

Essa simulação faz referência aos custos e à economia da contratação de fonte incentivada I5 no ACL, através de uma varejista, combinada com a modalidade horária verde da distribuidora, conforme é mostrado na Tabela 28 do Apêndice A.

A Figura 42 ilustra os custos totais a longo prazo com a situação atual no mercado cativo e a simulação no ACL com contratação através de uma varejista de fonte incentivada combinada com a horária verde da distribuidora.

Figura 42 - Comparação valorada entre ACR azul e ACL fonte incentivada (verde distribuidora) longo prazo



Fonte: Elaboração própria.

## 5.5 ANÁLISE DO CONTRATO DE ENERGIA

Após a análise do CCER firmado entre a distribuidora de energia e a BASM, obteve-se a data limite para denúncia do mesmo com o objetivo de migração ao ACL, conforme ilustra a Figura 43.

Figura 43 - Data limite para denúncia do CCER



Fonte: Elaboração própria

## 5.6 RESULTADOS OBTIDOS

### 5.6.1 Demandas Contratadas

A partir dos custos com as demandas atuais, 501 kW na ponta e 879 kW fora de ponta, foi encontrado através de simulações no Excel, novos valores de demandas para o ACR, sendo elas 496 kW e 751 kW na ponta e fora de ponta respectivamente. A Tabela 17 ilustra os novos valores das demandas e a economia anual com esse ajuste.

Tabela 17 - Economia com as novas demandas contratadas

	<b>Demanda na Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora de Ponta (kW)</b>	<b>Custos</b>	<b>Economia</b>	
<b>Atual</b>	501	879	R\$ 1.706.547,78	R\$ 9.543,12	0,56%
<b>Novos Valores</b>	496	751	R\$ 1.697.004,66		

Fonte: Elaboração própria.

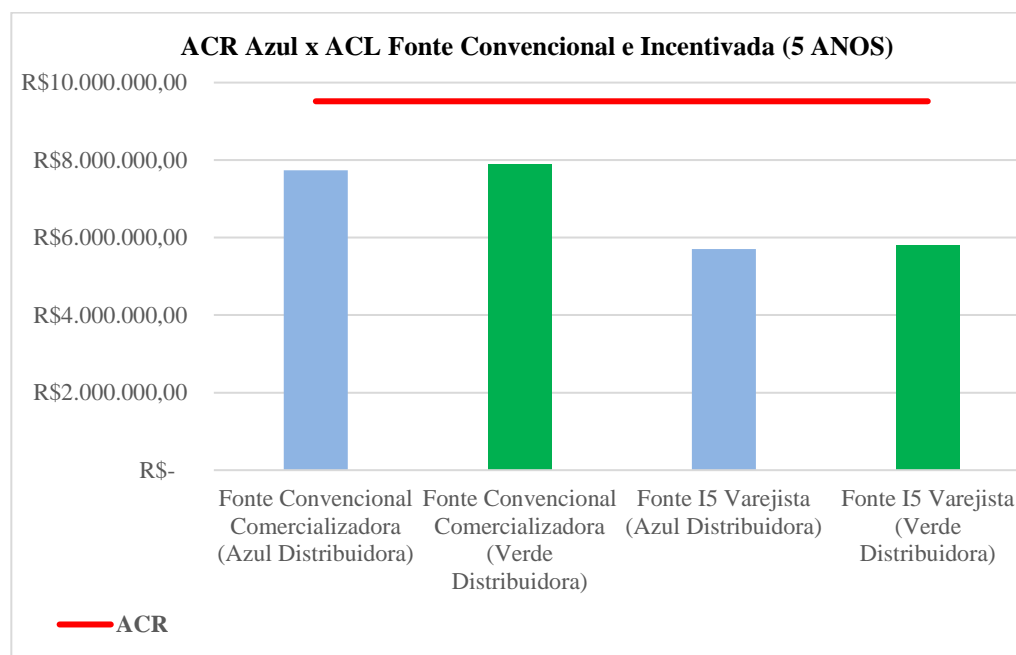
Observa-se que a economia obtida com o ajuste das demandas não é expressiva, diluindo a economia em R\$ pelos meses do ano, ela corresponde a uma redução de aproximadamente R\$ 795,26 ao mês. Os valores atuais de demanda foram frutos de um estudo realizado em 2018 pelo autor, onde ajustou-se a demanda na ponta de 690 para 501 kW e fora de ponta de 1200 para 879 kW, onde obteve-se uma redução de 7,28% nos valores pagos em energia elétrica.

### 5.6.2 ACR e ACL

Relativo às simulações dos gastos com energia elétrica no ACR com o ACL, inicialmente a comparação foi feita em relação ao período de 12 meses em estudo, simulando a economia que a BASM poderia ter conseguido nesse tempo, conforme ilustra a Tabela 29 do Apêndice A. A comparação referente a um contrato de longo prazo (5 anos) no ACL com os custos do ACR, são ilustradas na Tabela 30 do Apêndice A .

A Figura 44 ilustra os custos totais simulados no ACR para um período de 5 anos em relação aos custos no ACL com os métodos de contratação da Tabela 30 durante o mesmo período.

Figura 44 – Custos totais no ACR e do ACL no período de 5 anos



Fonte: Elaboração própria.

Para uma melhor visualização dos custos com cada componente (TE e TUSD) em um contrato de longo prazo, a Tabela 31 do Apêndice A traz os custos totais simulados no mercado cativo e no mercado livre. Observa-se que em todas as simulações realizadas, o ACL mostrou-se mais vantajoso em relação ao ACR, com uma economia mínima de 16,96% em um contrato de 5 anos.

## 5.7 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O estudo da análise das demandas mostrou que a economia obtida com os novos valores de 496 kW na ponta e 751 kW fora de ponta, é pequena, desse modo, devido ao período utilizado para análise se tratar da volta às atividades normais da organização, recomenda-se manter as demandas atuais em contrato de 501 kW na ponta e de 879 kW fora de ponta, tanto para o ACR quanto para o ACL.

Diante dos estudos realizados através de simulações com os custos financeiros no ACR e no ACL, nos diversos cenários analisados, pode-se concluir que a viabilidade econômico-financeira ao mercado livre de energia é viável, obtendo-se no mínimo 16,96% de economia em relação ao mercado cativo.

O melhor método de contratação de energia para a BASM, por se tratar de serviço público, é através de uma varejista, onde todas as obrigações perante à CCEE ficam a cargo da mesma, assim a BASM fica responsável somente pelo pagamento dos custos do montante de energia contratada perante à varejista e pelo pagamento dos custos referentes ao CUSD (TUSD demanda e TUSD encargos) firmado com a distribuidora de energia.

A combinação que oferece a maior economia ao realizar a migração para o ACL, tendo como base um contrato de 5 anos, é a mudança para a modalidade tarifária horária AZUL com a distribuidora e a contratação com uma varejista de energia incentivada I5, que oferece 50% de desconto na TUSD, a Tabela 32 do Apêndice A mostra a economia obtida em cada componente (TE e TUSD) para essa contratação.

A BASM ao optar pelo mercado livre de energia, torna-se interessante para a mesma uma flexibilidade no contrato de no mínimo 30%, pois devido à natureza da organização, ela está sujeita a variação do consumo de energia elétrica e de efetivo durante as manobras militares, desse modo estará reduzindo os riscos de exposição ao MCP onde o preço da energia é maior.

No Capítulo 5 demonstrou-se o levantamento dos dados das faturas de energia e das características da UC, também se expôs os passos da metodologia apresentada no Capítulo 4 e por fim, realizou-se a análise dos resultados obtidos.



## 6 CONCLUSÃO

### 6.1 SUGESTÕES DE CONTRIBUIÇÕES À ANEEL

O trabalho evidenciou algumas dificuldades encontradas para a migração ao mercado livre de energia no que tange ao serviço público, diante disso algumas propostas de melhorias na legislação são elencadas para facilitar a migração ao ACL dessas instituições:

- a) renovação do CCEAR com prazo indeterminado após 12 meses do início do mesmo, possibilitando a migração ao ACL a qualquer tempo sem a incidência de multa;
- b) diminuição do prazo de 5 anos para retorno ao ACR permitindo que a instituição do serviço público possa voltar ao mercado cativo sem cumprir o prazo estipulado em ANEEL (2021), facilitando o planejamento dessas instituições; e
- c) extinguir a cobrança por parte da distribuidora para a disponibilização dos dados da memória de massa das repartições de serviço público pertencentes ao grupo A ou a limitação em uma ocorrência de fornecimento gratuito desses dados no prazo de 12 meses. Essa sugestão permite que as instituições do serviço público realizem uma análise contínua de ajustes em seus contratos, tanto no que se refere à migração ao ACL ou ao ajuste das demandas contratadas e mudanças de modalidade tarifária, possibilitando economia ao erário.

### 6.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por estar regida pelos processos da administração pública no que se refere à contratação e pagamento de serviços, para a BASM o método de contratação mais vantajoso é através de uma varejista, devido nesse tipo de contrato, as obrigações financeiras e a representação junto à CCEE ficam a cargo da varejista, permanecendo para a unidade o pagamento referente à contratação da energia (TE em kWh) junto à varejista e o pagamento dos custos do CUSD (TUSD em kWh e em kWh) junto à distribuidora, não ficando sujeita a abertura de conta corrente e depósito de garantias financeiras no banco custodiante.

Ao realizar a contratação de energia no mercado livre, é importante atentar para a flexibilidade definida em contrato, pois dessa forma a BASM estará diminuindo os riscos de exposição ao MCP.

Também se torna interessante adicionar ao contrato de compra de energia no ACL, uma consultoria técnica, pois a BASM não possui efetivo técnico com experiência no mercado livre. Essa consultoria fornece a gestão do contrato realizando o acompanhamento contínuo das questões que envolvem o mesmo, como por exemplo a orientação dos montantes de energia a serem contratados, bem como os valores ideais de demandas contratadas. O valor dessa consultoria é incluso no valor da energia a ser contratada e diluído no período total do contrato.

Os valores da energia no mercado livre dependem de vários fatores, principalmente da oferta de energia, nesse caso, se existe maior oferta do que demanda o preço tende a diminuir, então ressalta-se que os valores encontrados nesse trabalho se referem à contratação de energia no momento da elaboração do mesmo. Mesmo que os preços de energia tenham um aumento, o ACL se mostra menos oneroso do que o ACR, justamente pelo consumidor ter a livre escolha de quem comprar a energia, gerando competição no setor.

É notória a economia obtida pela BASM ao realizar a migração do mercado cativo para o mercado livre de energia. Ao realizar a opção pelo ACL, o planejamento da unidade nas questões que envolvem os gastos com o insumo energia, podem ser melhores planejadas, pois a contratação é sob medida e existe a previsibilidade orçamentária.

Ao migrar para o ACL, a BASM estará expandindo suas ações nas práticas ESG já adotadas na unidade, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país, estando alinhada aos ODS da ONU, podendo receber a certificação I-REC com a contratação de energia renovável e se tornando uma organização de referência para as Forças Armadas do Brasil.

### 6.3 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se para trabalhos futuros, utilizando-se a linha de pesquisa apresentada nessa dissertação:

- a) estudo da viabilidade econômico-financeira da migração em conjunto das UC pertencentes à BASM e enquadradas no grupo A do ambiente regulado para o ambiente livre;
- b) estudo da viabilidade econômico-financeira da migração da BASM para o ACL atuando como APE;
- c) estudo da viabilidade econômico-financeira da migração para o ACL de unidades das Forças Armadas, repartições públicas e privadas; e



- d) estudo para a identificação de indicadores ESG contemplados na alteração de contratação tarifária.



## REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR ISO 50001**: sistemas de gestão da energia - requisitos com orientações para uso. Rio de Janeiro, 2018.

ABNT. **ABNT PR 2030**: ambiental, social e governança (ESG) - conceitos, diretrizes e modelo de avaliação e direcionamento para organizações. Rio de Janeiro, 2023.

ABRACEEL. **Boletim mensal julho 2023**. ABRACEEL (2023a). Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/07/Boletim-Mensal-Julho.pdf>. Acesso em: 20 jul. 2023.

ABRACEEL. **Brasil avança, mas permanece na rabeira em ranking global que avalia liberdade do consumidor de energia**. ABRACEEL (2023b). Disponível em: <https://tinyurl.com/mrye924k>. Acesso em: 04 ago. 2023.

ABRACEEL. **Cartilha do consumidor livre de energia**. ABRACEEL (2020). Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2020/10/Cartilha-do-Consumidor-Livre-3.pdf>. Acesso em: 04 de ago. 2023.

ABRADEE. **Entenda a indústria de energia elétrica**. Módulo VI – O mercado de energia elétrica. ABRADEE (2023). Disponível em: [https://abradee.org.br/arquivos/cartilha/2019/Modulo\\_06.zip](https://abradee.org.br/arquivos/cartilha/2019/Modulo_06.zip). Acesso em: 27 de jul. 2023

ANEEL. **Custo da energia que chega aos consumidores**. ANEEL (2022a). Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 27 de jul. 2023.

ANEEL. **Definição dos agentes**. ANEEL (2023a). Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?id\\_area=41](https://www2.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=41). Acesso em: 25 de jun. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de regulação tarifária. Proret. Submódulo 3.4A**. ANEEL (2022b). Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 03 de jul. 2023.

ANEEL. **Quantidade de empreendimentos de geração de energia em operação**. ANEEL (2023b). Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/empreendimentos-em-operacao>. Acesso em: 03 de jun. 2023.

ANEEL. **Resolução normativa nº 247, de 21 de dezembro de 2006**. ANEEL (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 e dá outras providências. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=103182>. Acesso em: 03 de jul. 2023.

ANEEL. **Resolução normativa nº 733, de 06 de setembro de 2016.** ANEEL (2016). Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca. Disponível em: <http://www.cerpro.com.br/publico/arquivos/tarifabranca.pdf>. Acesso em: 03 de jul. 2023.

ANEEL. **Resolução normativa nº 759, de 07 de dezembro de 2017.** ANEEL (2017). Estabelece procedimentos e requisitos atinentes ao Sistema de Medição para Faturamento - SMF para instalações conectadas ao sistema de distribuição. Disponível em: <https://tinyurl.com/4j9wkc4c>. Acesso em: 13 de jul. 2023.

ANEEL. **Resolução normativa nº 1000, de 07 de dezembro de 2021.** ANEEL (2021). Estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 03 de jul. 2023.

ANEEL. **Resolução normativa nº 1009, de 22 de março de 2022.** ANEEL (2022c). Estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>. Acesso em: 09 de jul. 2023.

ANEEL. **SIGA - sistema de informações de geração da ANEEL.** Disponível em: <https://tinyurl.com/nt2drffy>. Acesso em: 26 de ago. 2023.

ANEEL. **Sobre bandeiras tarifárias.** ANEEL (2023c). Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 30 de jul. 2023.

ANEEL. **Subsidiômetro.** ANEEL (2023d). Disponível em: <https://tinyurl.com/yvjs3at4>. Acesso em: 30 de jul. 2023.

BRASIL. [Constituição (1988)]. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** Brasília: Presidência da República, [2020]. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/constituicao.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm). Acesso em: 23 dez. 2022.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, (2004a). Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm). Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Decreto nº 5.177 de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. **Presidência da República**, Brasília, (2004b). Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm). Acesso em: 11 maio 2023.

BRASIL. Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências. **Presidência**

**da República**, Brasília, 1961. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1960-1969/lei-3890-a-25-abril-1961-353665-normaatuizada-pl.html>. Acesso em: 23 dez. 2022.

BRASIL. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, 1993. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l8631.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8631.htm). Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, 1995. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm). Acesso em: 23 dez. 2022.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, 1996. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9427cons.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm). Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, 1997. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9478.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm). Acesso em: 21 mar. 2023.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, 1998. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/CCivil\\_03/Leis/L9648cons.htm](http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/Leis/L9648cons.htm). Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, (2004c). Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm). Acesso em: 11 jan. 2023.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de agosto de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nº s 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. **Presidência da República**, Brasília, 2013. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm). Acesso em: 21 mar. 2023.

CCEE. **Capacita CCEE**. CCEE (2023a). Disponível em: <https://capacita.ccee.org.br/>. Online, 2023.

CCEE. **Contratos CCEE**. CCEE (2023b). Disponível em: <https://tinyurl.com/kcttvm4k>. Acesso em: 07 ago. 2023.

CCEE. **Energia de reserva**. CCEE [2023c]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/energia-de-reserva>. Acesso em: 07 ago. 2023.

CCEE. **Leilões**. CCEE [2023d]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado>. Acesso em: 09 jul. 2023.

CCEE. **Nossos associados**. CCEE [2023e]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/nossos-associados>. Acesso em: 29 jun. 2023.

CCEE. **Preços**. CCEE [2023f]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 27 jul. 2023.

CCEE. **Regras de comercialização - contratos**. CCEE (2023g). Versão 2023.3.0. Disponível em: <https://tinyurl.com/4x5ap394>. Acesso em: 04 ago. 2023.

CCEE. **Regras de comercialização – garantias financeiras**. CCEE (2023h). Versão 1.0. Disponível em: <https://tinyurl.com/3nrkj2sv>. Acesso em: 04 ago. 2023.

CCEE. **Regras de comercialização – votos e contribuição associativa**. CCEE (2013). Versão 2013.1.0. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE\\_076371](https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076371). Acesso em: 04 ago. 2023.

CCEE. **Sobre nós**. CCEE [2023i]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/sobrenos>. Acesso em: 11 maio 2023.

CELESC. **Mercado livre de energia**. CELESC [2023]. Disponível em: <https://tinyurl.com/rtc9xd8x>. Acesso em: 04 ago. 2023.

COMAER. **DCA 14-12/2018: política de meio ambiente do comando da aeronáutica**. Brasília, 2018a.

COMAER. **DCA 14-13/2023: diretriz sobre a gestão de energia no comando da aeronáutica**. Brasília, 2023a.

COMAER. **ICA 83-1/2019: controle e gestão ambiental no âmbito do comando da aeronáutica**. Brasília, 2019.

COMAER. **ICA 400-54/2023: implantação do programa de eficiência energética (PEE) no âmbito do COMAER**. Brasília, 2023b.

COMAER. **NSCA 83-1/2018: sistema de gestão ambiental do comando da aeronáutica**. Brasília, 2018b.

CPFL ENERGIA. **GED 16789**. Procedimento para realização de serviço de implantação ou adequação SMF - classe de tensão A4 e A3a. CPFL (2023a). Disponível em: <http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-16789.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2023.

CPFL ENERGIA. **Tarifas CPFL empresas - RGE**. CPFL (2023a). Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/empresas/tarifas-cpfl-empresas-rge>. Acesso em: 15 ago. 2023.

DACHERY, Joiris Manoela. **Curso mercado de energia**. ENERGÊS. A linguagem da Energia. Online, 2021.

DEUS, Marcela Lanzetti Daher de. **Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do sistema interligado nacional - sin**. 2008. 130 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2008. Disponível em: <https://tinyurl.com/445knbh4>. Acesso em: 11 maio 2023.

EPE. **Eficiência energética e recursos energéticos distribuídos**. [2023a]. Disponível em: <https://tinyurl.com/y247awzm>. Acesso em: 21 mar. 2023.

EPE. **Quem somos**. [2023b]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 21 mar. 2023.

EPE. **Recursos energéticos distribuídos: impactos no planejamento energético**. [2018]. Disponível em: <https://tinyurl.com/n5t3ybfv>. Acesso em: 21 mar. 2023.

ENEL. **Certificado I-REC: o que é esse certificado de energia limpa, como obter e quais são as vantagens**. ENEL (2021). Disponível em: <https://tinyurl.com/2n8nxav6>. Acesso em: 07 set. 2023.

FLESCHE, Cíntia Elena; DALLEPIANE, Patrícia Gomes; CAMBAMBI, Cláudio Adriano; CANHA, Luciane Neves; GARCIA, Enoque Dutra. **Impacto da tarifa de autoprodutor de energia na migração para o mercado livre**. SBSA 2022. DOI: 10.20906/sbse.v2i1.3120. ISSN 2177-6164. Disponível em: <https://tinyurl.com/4ynmee7v>. Acesso em: 25 de ago. 2023.

FLESCHE, Cíntia Elena; BAIERLE, Elunize Emília; GARCIA, Enoque Dutra. **Metodologia e ferramenta para análise de viabilidade de migração para o mercado livre de energia**. IV CONEPETRO. Online. 2021. ISSN 2446-8339. Disponível em: <https://editorarealize.com.br/artigo/visualizar/75274>. Acesso em: 25 de ago. 2023.

FLOREZI, Guilherme. **Consumidores livres de energia elétrica uma visão prática**. 2009. 158 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2009. Disponível em: <https://tinyurl.com/55ckn979>. Acesso em: 21 mar. 2023.

FAB. **Ala 4 celebra assinatura de protocolo com a Universidade Federal de Santa Maria**. FAB (2017). Disponível em: <https://www.fab.mil.br/noticias/imprime/31217/>. Acesso em: 23 dez. 2022.

GOVERNO FEDERAL. **A ANEEL**. GOV.BR (2022a). Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 21 mar. 2023.

GOVERNO FEDERAL. **Missão, visão e valores**. GOV.BR (2022b). Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/missao-visao-valores>. Acesso em: 21 mar. 2023.

GRUGEEN. **Grupo de Gestão Eficiente de Energia. O que é o PLD – preço de liquidação das diferenças?** Grugeen (2017). Disponível em: <http://grugeen.eng.br/o-que-e-o-pld-preco-de-liquidacao-das-diferencas/>. Acesso em: 13 jul. 2023.

HOUAISS, Antônio. **Minidicionário Houaiss da língua portuguesa**. Rio de Janeiro: Objetiva, 2003.

IBGE. **Inflação**. 2023. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>. Acesso em: 22 ago. 2023.

MESH Engenharia. **Adequações de subestações para o mercado livre de energia (SMF)**. MESCH (2023). Disponível em: <https://tinyurl.com/whcjmjyb>. Acesso em: 13 jul. 2023.

MME. **Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico**. MME (2023a). jun. 2023. Disponível em: <https://tinyurl.com/vcjrkmmy>. Acesso em: 15 ago. 2023.

MME. **CMSE: comitê de monitoramento do setor elétrico**. MME (2023b). Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 21 mar. 2023.

MME. Ministro de Estado de Minas e energia. Portaria nº 50/GM/MME, 27 de setembro de 2022. **Diário Oficial da União**. Brasília, ano (2022b), n. 185, p. 188, 28 set. 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 04 jul. 2023.

MME. Ministro de Estado de Minas e energia. Portaria nº 465, 12 de dezembro 2019. **Diário Oficial da União**. Brasília, ano 2019, n. 242, p. 156, 16 dez. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 04 jul. 2023.

MME. Ministro de Estado de Minas e energia. Portaria nº 514, 27 de dezembro de 2018. **Diário Oficial da União**. Brasília, ano 2018, n. 249, p. 443, 28 dez. 2018. Disponível em: <https://tinyurl.com/44fuvuxr>. Acesso em: 4 jul. 2023.

NAÇÕES UNIDAS BRASIL. **Sobre o nosso trabalho para alcançar os objetivos de desenvolvimento sustentável no Brasil**. ONU Brasil [2023]. Disponível em: <https://tinyurl.com/3kevr7j9>. Acesso em: 07 set. 2023.

NARDONE, José Paulo. **As práticas ESG e a gestão pública**. Tribunal de Contas do Estado de São Paulo. 2021. Disponível em: <https://www.tce.sp.gov.br/publicacoes/praticas-esg-e-gestao-publica>. Acesso em: 01 de set. 2023.

ONS. **A contratação do sistema de transmissão**. ONS (2023a). Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/contratacoes>. Acesso em: 26 jun. 2023.



ONS. **Procedimentos de rede:** módulo 2 - critérios e requisitos. Submódulo 2.14 - requisitos mínimos para o sistema de medição para faturamento. Revisão 2022.11. ONS (2022). Disponível em: <https://tinyurl.com/2bdtr559>. Acesso em: 13 jul. 2023.

ONS. **Sobre o ONS. O que é ONS.** ONS (2023b). Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 11 maio 2023.

ONS. **Sobre o SIN. O que é o SIN.** ONS (2023c). Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 13 jul. 2023.

ONS. **Sobre o SIN. Sistemas Isolados.** ONS (2023d). Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 13 jul. 2023.

PACTO GLOBAL. **ESG.** Disponível em: <https://www.pactoglobal.org.br/pg/esg>. Pacto Global [2023]. Acesso em: 01 de set. de 2023.

PORTAL DA INDÚSTRIA. **Setor elétrico brasileiro.** Disponível em: <https://noticias.portaldaindustria.com.br/noticias/inovacao-e-tecnologia/setor-eletrico-brasileiro/>. Portal da Indústria, 2021. Acesso em: 03 de jun. de 2023.

REVISTA FRANQUIA. **Tripé da sustentabilidade:** empreendedorismo consciente. Disponível em: <https://revistafranquia.com.br/tripe-da-sustentabilidade-empreendedorismo-consciente/>. Revista Franquia, 2020. Acesso em: 07 de set. de 2023.

RUBIM, Bárbara. **Academia do setor elétrico.** Online, 2020. Disponível em: <https://academia-barbara-rubim.memberkit.com.br/>

SCHOR, J. M. **Abertura do mercado livre de energia elétrica - vantagens e possibilidades do retail wheeling no Brasil.** Rio de Janeiro, Brasil: Synergia, 2018.

SILVA, Leandro Bispo da. **Metodologia para otimização da contratação de uma distribuidora através de leilões de energia.** 2008. 167 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2008. Disponível em: <https://tinyurl.com/2bwahmbf>. Acesso em: 23 mar. 2023.

SOLIS. **Export Power Manager (EPM).** Manual do fabricante. Disponível em: [https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis\\_datasheet\\_EPM\\_EUR\\_V1,1\\_2021.pdf](https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_EPM_EUR_V1,1_2021.pdf). Acesso em: 13 de jul. 2023.

UNIFESP. **Sustentabilidade.** Disponível em: <https://sp.unifesp.br/neonatal/sustentabilidade>. UNIFESP (2020). Acesso em: 01 de set. de 2023.



## APÊNDICE A - TABELAS DE CUSTOS

Tabela 18 – Histórico de consumo da BASM

<b>Mês</b>	<b>Energia Ativa na Ponta (kWh)</b>	<b>Energia Ativa Fora de Ponta (kWh)</b>	<b>Demanda Lida na Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Lida Fora de Ponta (kW)</b>	<b>Energia Injetada na Ponta (kWh)</b>	<b>Energia Injetada Fora de Ponta (kWh)</b>
<b>ago/22</b>	19.844	175.531	340	430	0,00	0,00
<b>set/22</b>	17.611	158.374	355	366	0,00	0,00
<b>out/22</b>	17.928	169.349	389	611	0,00	36.223,48
<b>nov/22</b>	22.564	209.895	520	708	0,00	0,00
<b>dez/22</b>	24.706	233.314	481	878	0,00	0,00
<b>jan/23</b>	27.534	255.567	508	788	0,00	0,00
<b>fev/23</b>	22.456	219.855	515	872	0,00	0,00
<b>mar/23</b>	30.599	293.472	571	915	0,00	0,00
<b>abr/23</b>	17.706	189.283	461	743	0,00	0,00
<b>mai/23</b>	19.919	180.693	394	492	0,00	0,00
<b>jun/23</b>	19.967	182.408	405	516	0,00	0,00
<b>jul/23</b>	18.843	184.431	366	496	0,00	0,00

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 19 – Custos da modalidade horária azul com as demandas vigentes

Custo Total Horária Azul ACR Contrato Atual (R\$)							1.706.547,78		
Demanda na Ponta (kW)					501	Demanda Fora de Ponta (kW)			879
Mês	Custo TE na Ponta (R\$)	Custo TUSD na Ponta (R\$)	Custo TE Fora de Ponta (R\$)	Custo TUSD Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda na Ponta (R\$)	Custo Demanda Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)		Valor Total (R\$)
							Na Ponta	Fora de Ponta	
ago/22	8.605,35	1.869,50	48.490,44	16.536,78	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	129.216,95
set/22	7.637,01	1.659,13	43.750,82	14.920,41	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	121.682,25
out/22	7.774,48	1.689,00	46.782,66	15.954,37	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	125.915,38
nov/22	9.784,88	2.125,75	57.983,49	19.774,21	32.323,20	22.572,72	0,00	0,00	144.564,25
dez/22	10.713,76	2.327,55	64.452,99	21.980,51	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	153.189,69
jan/23	11.940,12	2.593,98	70.600,38	24.076,97	31.577,28	22.572,72	0,00	0,00	163.361,45
fev/23	9.738,04	2.115,58	60.734,94	20.712,54	32.012,40	22.572,72	0,00	0,00	147.886,23
mar/23	13.269,26	2.882,73	81.071,64	27.648,00	35.493,36	23.497,20	8.702,40	0,00	192.564,59
abr/23	7.678,21	1.668,08	52.289,43	17.832,35	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	133.182,95
mai/23	8.637,87	1.876,57	49.916,44	17.023,09	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	131.168,85
jun/23	8.658,69	1.881,09	50.390,21	17.184,66	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	131.829,53
jul/23	8.171,27	1.775,20	50.949,06	17.375,24	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	131.985,65

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE e à TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária azul (Tabela 9) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos referentes às demandas foram obtidos através das Equações 5 e 6 com os valores praticados na Tabela 9.

Tabela 20 – Custos da modalidade horária azul com as demandas ajustadas

Economia com Ajuste das Demandas em Relação ao Contrato Atual (R\$)							9.543,12		
Demanda na Ponta (kW)				496		Demanda Fora de Ponta (kW)			751
Custo Total com as Demandas do Contrato Atual (R\$)							1.706.547,78		
Custo Total com as Demandas Ajustadas (R\$)							1.697.004,66		
Mês	Custo TE na Ponta (R\$)	Custo TUSD na Ponta (R\$)	Custo TE Fora de Ponta (R\$)	Custo TUSD Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda na Ponta (R\$)	Custo Demanda Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)		Valor Total (R\$)
							Na Ponta	Fora de Ponta	
ago/22	8.605,35	1.869,50	48.490,44	16.536,78	30.831	19.286	0	0	125.619
set/22	7.637,01	1.659,13	43.750,82	14.920,41	30.831	19.286	0	0	118.084
out/22	7.774,48	1.689,00	46.782,66	15.954,37	30.831	19.286	0	0	122.318
nov/22	9.784,88	2.125,75	57.983,49	19.774,21	32.323	19.286	0	0	141.277
dez/22	10.713,76	2.327,55	64.452,99	21.980,51	30.831	22.547	0	6.523	159.376
jan/23	11.940,12	2.593,98	70.600,38	24.076,97	31.577	20.236	0	0	161.025
fev/23	9.738,04	2.115,58	60.734,94	20.712,54	32.012	22.393	0	6.215	153.921
mar/23	13.269,26	2.882,73	81.071,64	27.648,00	35.493	23.497	9.324	8.423	201.609
abr/23	7.678,21	1.668,08	52.289,43	17.832,35	30.831	19.286	0	0	129.585
mai/23	8.637,87	1.876,57	49.916,44	17.023,09	30.831	19.286	0	0	127.571
jun/23	8.658,69	1.881,09	50.390,21	17.184,66	30.831	19.286	0	0	128.232
jul/23	8.171,27	1.775,20	50.949,06	17.375,24	30.831	19.286	0	0	128.388

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE e à TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária azul (Tabela 9) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos referentes às demandas foram obtidos através das Equações 5 e 6 com os valores praticados na Tabela 9.

Tabela 21 – Custos da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária azul da distribuidora

Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)							494.429,91		28,97%	
Custo Total ACL Fonte Convencional Comercializadora + Modalidade Azul Distribuidora (R\$)							1.212.117,88			
Custos Comercializadora			Custos Distribuidora					Valor Total (R\$)	Economia Mensal (R\$)	
Mês	Custo TE (R\$)	Outros Custos (R\$)	Custo TUSD na Ponta (R\$)	Custo TUSD Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda na Ponta (R\$)	Custo Demanda Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)			
							Na Ponta	Fora de Ponta		
ago/22	14.457,75	6.838,13	1.869,50	16.536,78	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	93.417,03	35.799,91
set/22	13.022,89	6.159,48	1.659,13	14.920,41	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	89.476,79	32.205,46
out/22	13.858,50	6.554,70	1.689,00	15.954,37	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	91.771,44	34.143,95
nov/22	17.201,97	8.136,07	2.125,75	19.774,21	32.323,20	22.572,72	0,00	0,00	102.133,91	42.430,34
dez/22	19.093,48	9.030,70	2.327,55	21.980,51	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	106.147,12	47.042,57
jan/23	20.949,47	9.908,54	2.593,98	24.076,97	31.577,28	22.572,72	0,00	0,00	111.678,95	51.682,49
fev/23	17.931,01	8.480,89	2.115,58	20.712,54	32.012,40	22.572,72	0,00	0,00	103.825,14	44.061,09
mar/23	23.981,25	11.342,49	2.882,73	27.648,00	35.493,36	23.497,20	8.702,40	0,00	133.547,43	59.017,16
abr/23	15.317,19	7.244,62	1.668,08	17.832,35	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	95.777,11	37.405,83
mai/23	14.845,29	7.021,42	1.876,57	17.023,09	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	94.481,24	36.687,61
jun/23	14.975,75	7.083,13	1.881,09	17.184,66	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	94.839,50	36.990,02
jul/23	15.042,28	7.114,59	1.775,20	17.375,24	31.142,16	22.572,72	0,00	0,00	95.022,19	36.963,46

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 11) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária azul (Tabela 9) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos referentes às demandas foram obtidos através das Equações 5 e 6 com os valores praticados na Tabela 9.

Tabela 22 – Custos da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária verde da distribuidora

<b>Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)</b>							<b>491.623,28</b>	<b>28,81%</b>
<b>Custo Total ACL Fonte Convencional Comercializadora + Modalidade Verde Distribuidora (R\$)</b>							<b>1.214.924,50</b>	
<b>Custos Comercializadora</b>			<b>Custos Distribuidora</b>				<b>Valor Total (R\$)</b>	<b>Economia Mensal (R\$)</b>
<b>Mês</b>	<b>Custo TE (R\$)</b>	<b>Outros Custos (R\$)</b>	<b>Custo TUSD na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo TUSD Fora de Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Demanda Única (R\$)</b>	<b>Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)</b>		
<b>ago/22</b>	14.457,75	6.838,13	31.829,38	16.536,78	22.572,72	0,00	92.234,75	36.982,20
<b>set/22</b>	13.022,89	6.159,48	28.247,69	14.920,41	22.572,72	0,00	84.923,19	36.759,06
<b>out/22</b>	13.858,50	6.554,70	28.756,15	15.954,37	22.572,72	0,00	87.696,44	38.218,95
<b>nov/22</b>	17.201,97	8.136,07	36.192,20	19.774,21	22.572,72	0,00	103.877,16	40.687,09
<b>dez/22</b>	19.093,48	9.030,70	39.627,93	21.980,51	22.572,72	0,00	112.305,34	40.884,35
<b>jan/23</b>	20.949,47	9.908,54	44.163,99	24.076,97	22.572,72	0,00	121.671,68	41.689,77
<b>fev/23</b>	17.931,01	8.480,89	36.018,97	20.712,54	22.572,72	0,00	105.716,13	42.170,09
<b>mar/23</b>	23.981,25	11.342,49	49.080,18	27.648,00	23.497,20	0,00	135.549,12	57.015,47
<b>abr/23</b>	15.317,19	7.244,62	28.400,07	17.832,35	22.572,72	0,00	91.366,94	41.816,01
<b>mai/23</b>	14.845,29	7.021,42	31.949,68	17.023,09	22.572,72	0,00	93.412,19	37.756,66
<b>jun/23</b>	14.975,75	7.083,13	32.026,67	17.184,66	22.572,72	0,00	93.842,92	37.986,61
<b>jul/23</b>	15.042,28	7.114,59	30.223,80	17.375,24	22.572,72	0,00	92.328,63	39.657,03

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 11) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária verde (Tabela 10) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos referentes às demandas foram obtidos através das Equações 2 e 3 com os valores praticados na Tabela 10.

Tabela 23 – Custos da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária azul da distribuidora

Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)						745.572,40		43,69%	
Custo Total ACL Fonte I5 Varejista + Modalidade Azul Distribuidora (R\$)						960.975,38			
Custos Varejista		Custos Distribuidora						Valor Total (R\$)	Economia Mensal (R\$)
Mês	Custo TE (R\$)	Custo TUSD na Ponta (R\$)	Custo TUSD Fora de Ponta (R\$)	Custo Demanda na Ponta (R\$)	Custo Demanda Fora de Ponta (R\$)	Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)			
						Na Ponta	Fora de Ponta		
ago/22	26.701,25	1.869,50	16.536,78	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	71.964,97	57.251,98
set/22	24.051,28	1.659,13	14.920,41	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	67.488,27	54.193,98
out/22	25.594,52	1.689,00	15.954,37	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	70.095,33	55.820,06
nov/22	31.769,40	2.125,75	19.774,21	16.161,60	11.286,36	0,00	0,00	81.117,32	63.446,94
dez/22	35.262,73	2.327,55	21.980,51	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	86.428,24	66.761,46
jan/23	38.690,47	2.593,98	24.076,97	15.788,64	11.286,36	0,00	0,00	92.436,42	70.925,03
fev/23	33.115,84	2.115,58	20.712,54	16.006,20	11.286,36	0,00	0,00	83.236,52	64.649,71
mar/23	44.289,70	2.882,73	27.648,00	17.746,68	11.748,60	8.702,40	0,00	113.018,11	79.546,47
abr/23	28.288,50	1.668,08	17.832,35	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	74.646,37	58.536,58
mai/23	27.416,97	1.876,57	17.023,09	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	73.174,07	57.994,78
jun/23	27.657,92	1.881,09	17.184,66	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	73.581,11	58.248,42
jul/23	27.780,78	1.775,20	17.375,24	15.571,08	11.286,36	0,00	0,00	73.788,66	58.196,99

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 12) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária azul (Tabela 9) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos referentes às demandas foram obtidos através das Equações 5 e 6 com os valores praticados na Tabela 9.



Tabela 24 – Custos da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária verde da distribuidora

<b>Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)</b>						<b>748.520,29</b>	<b>43,86%</b>
<b>Custo Total ACL Fonte Incentiva I5 Varejista (R\$)</b>						<b>958.027,49</b>	
<b>Custos Fonte Incentivada I5 Varejista</b>		<b>Custos Horário Verde Distribuidora</b>				<b>Valor Total (R\$)</b>	<b>Economia Mensal (R\$)</b>
<b>Mês</b>	<b>Custo TE (R\$)</b>	<b>Custo TUSD na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo TUSD Fora de Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Demanda Única (R\$)</b>	<b>Custo Ultrapassagem da Demanda (R\$)</b>		
<b>ago/22</b>	26.701,25	16.849,44	16.536,78	11.286,36	0,00	71.373,83	57.843,12
<b>set/22</b>	24.051,28	14.953,41	14.920,41	11.286,36	0,00	65.211,47	56.470,78
<b>out/22</b>	25.594,52	15.222,58	15.954,37	11.286,36	0,00	68.057,83	57.857,56
<b>nov/22</b>	31.769,40	19.158,98	19.774,21	11.286,36	0,00	81.988,94	62.575,31
<b>dez/22</b>	35.262,73	20.977,74	21.980,51	11.286,36	0,00	89.507,35	63.682,35
<b>jan/23</b>	38.690,47	23.378,98	24.076,97	11.286,36	0,00	97.432,78	65.928,67
<b>fev/23</b>	33.115,84	19.067,28	20.712,54	11.286,36	0,00	84.182,01	63.704,21
<b>mar/23</b>	44.289,70	25.981,46	27.648,00	11.748,60	0,00	109.667,76	82.896,83
<b>abr/23</b>	28.288,50	15.034,08	17.832,35	11.286,36	0,00	72.441,28	60.741,67
<b>mai/23</b>	27.416,97	16.913,12	17.023,09	11.286,36	0,00	72.639,54	58.529,31
<b>jun/23</b>	27.657,92	16.953,88	17.184,66	11.286,36	0,00	73.082,81	58.746,71
<b>jul/23</b>	27.780,78	15.999,50	17.375,24	11.286,36	0,00	72.441,88	59.543,77

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 12) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária verde (Tabela 10) pelo valor do consumo de energia ativa em kWh da Tabela 18. Os custos referentes às demandas foram obtidos através das Equações 2 e 3 com os valores praticados na Tabela 10.

Tabela 25 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária azul da distribuidora

<b>ACL Energia Convencional Comercializadora 5 Anos</b>										
<b>Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)</b>							<b>1.876.621,71</b>		<b>19,53%</b>	
<b>Custo Total ACL Fonte Convencional Comercializadora + Modalidade Azul Distribuidora (R\$)</b>							<b>7.733.475,02</b>			
<b>Grandezas</b>				<b>Custos Comercializadora</b>		<b>Custos Distribuidora</b>				<b>Valor Anual Total (R\$)</b>
<b>Ano</b>	<b>Energia Mensal Contratada (MWh)</b>	<b>Demanda na Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora de Ponta (kW)</b>	<b>Custo Mensal TE (R\$)</b>	<b>Outros Custos Mensais (R\$)</b>	<b>Custo Mensal TUSD na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal TUSD Fora de Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal Demanda na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal Demanda Fora de Ponta (R\$)</b>	
<b>2024</b>	233	501	879	25.313,42	8.146,85	2.183,62	20.620,32	32.384,73	23.473,37	1.345.467,78
<b>2025</b>	233	501	879	33.470,15	8.471,91	2.270,75	21.443,08	33.676,88	24.409,96	1.484.912,75
<b>2026</b>	233	501	879	36.422,22	8.809,93	2.361,35	22.298,65	35.020,59	25.383,92	1.563.560,07
<b>2027</b>	233	501	879	38.328,58	9.161,45	2.455,57	23.188,37	36.417,91	26.396,73	1.631.383,50
<b>2028</b>	233	501	879	40.830,83	9.526,99	2.553,55	24.113,59	37.870,99	27.449,96	1.708.150,92

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 11) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária azul (Tabela 14) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos referentes às demandas foram obtidos multiplicando o valor referentes às demandas em R\$ da Tabela 14 pelas demandas contratadas de 501 e 879 kW na ponta e fora de ponta respectivamente.

Tabela 26 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por comercializadora no ACL de fonte convencional e modalidade horária verde da distribuidora

<b>ACL Energia Convencional Comercializadora 5 Anos</b>								
<b>Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)</b>					<b>1.707.006,14</b>		<b>17,76%</b>	
<b>Custo Total ACL Fonte Convencional Comercializadora + Modalidade Verde Distribuidora (R\$)</b>					<b>7.903.090,59</b>			
<b>Grandezas</b>			<b>Custos Comercializadora</b>		<b>Custos Distribuidora</b>			<b>Valor Anual Total (R\$)</b>
<b>Ano</b>	<b>Energia Mensal Contratada (MWh)</b>	<b>Demanda Única (kW)</b>	<b>Custo Mensal TE (R\$)</b>	<b>Outros Custos Mensais (R\$)</b>	<b>Custo Mensal TUSD na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal TUSD Fora de Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal Demanda Única (R\$)</b>	
<b>2024</b>	233	879	25.313,42	8.146,85	37.177,51	20.620,54	23.469,30	1.376.731,34
<b>2025</b>	233	879	33.470,15	8.471,91	38.660,84	21.443,51	24.409,83	1.517.474,86
<b>2026</b>	233	879	36.422,22	8.809,93	40.203,46	22.300,15	25.385,52	1.597.455,46
<b>2027</b>	233	879	38.328,58	9.161,45	41.807,59	23.190,48	26.396,37	1.666.613,69
<b>2028</b>	233	879	40.830,83	9.526,99	43.475,70	24.116,58	27.451,17	1.744.815,24

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 11) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária verde (Tabela 15) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos referentes às demandas foram multiplicando o valor referentes às demandas em R\$ da Tabela 15 pela demanda única de 879 kW.

Tabela 27 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária azul da distribuidora

<b>ACL Energia Incentivada Varejista 5 Anos</b>										
<b>Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)</b>							<b>3.905.447,46</b>		<b>40,64%</b>	
<b>Custo Total ACL Fonte I5 Varejista + Modalidade Azul Distribuidora (R\$)</b>							<b>5.704.649,27</b>			
<b>Grandezas</b>				<b>Custos Varejista</b>		<b>Custos Distribuidora</b>				<b>Valor Anual Total (R\$)</b>
<b>Ano</b>	<b>Energia Mensal Contratada (MWh)</b>	<b>Demanda na Ponta (kW)</b>	<b>Demanda Fora de Ponta (kW)</b>	<b>Custo Mensal TE (R\$)</b>	<b>Outros Custos Mensais (R\$)</b>	<b>Custo Mensal TUSD na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal TUSD Fora de Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal Demanda na Ponta (R\$)</b>	<b>Custo Mensal Demanda Fora de Ponta (R\$)</b>	
<b>2024</b>	233	501	879	34.004,16	8.146,85	2.183,62	20.620,32	16.192,37	11.736,69	1.016.845,94
<b>2025</b>	233	501	879	38.204,83	8.471,91	2.270,75	21.443,08	16.838,44	12.204,98	1.091.544,93
<b>2026</b>	233	501	879	40.836,65	8.809,93	2.361,35	22.298,65	17.510,30	12.691,96	1.148.386,94
<b>2027</b>	233	501	879	42.563,78	9.161,45	2.455,57	23.188,37	18.208,96	13.198,37	1.195.380,56
<b>2028</b>	233	501	879	45.046,63	9.526,99	2.553,55	24.113,59	18.935,49	13.724,98	1.252.490,89

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 12) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária azul (Tabela 14) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos referentes às demandas foram obtidos multiplicando os valores referentes às demandas em R\$ da Tabela 14 pelas demandas contratadas de 501 e 879 kW na ponta e fora de ponta respectivamente.

Tabela 28 – Custos do contrato de longo prazo da contratação por varejista no ACL de fonte I5 e modalidade horária verde da distribuidora

ACL Energia Incentivada Varejista 5 Anos								
Economia em Relação ao Contrato Atual (R\$)					3.820.591,57		39,76%	
Custo Total ACL Fonte I5 Varejista + Modalidade Verde Distribuidora (R\$)					5.789.505,15			
Grandezas			Custos Varejista		Custos Distribuidora			Valor Anual Total (R\$)
Ano	Energia Mensal Contratada (MWh)	Demanda Única (kW)	Custo Mensal TE (R\$)	Outros Custos Mensais (R\$)	Custo Mensal TUSD na Ponta (R\$)	Custo Mensal TUSD Fora de Ponta (R\$)	Custo Mensal Demanda Única (R\$)	
2024	233	879	34.004,16	8.146,85	19.680,58	20.620,54	11.734,65	1.032.479,15
2025	233	879	38.204,83	8.471,91	20.465,82	21.443,51	12.204,92	1.107.828,86
2026	233	879	40.836,65	8.809,93	21.282,49	22.300,15	12.692,76	1.165.344,59
2027	233	879	42.563,78	9.161,45	22.131,69	23.190,48	13.198,19	1.213.009,64
2028	233	879	45.046,63	9.526,99	23.014,78	24.116,58	13.725,59	1.270.842,92

Fonte: Elaboração própria.

Os custos referentes à TE foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACL (Tabela 12) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos da TUSD foram obtidos multiplicando o valor das tarifas em R\$ aplicadas no ACR para a modalidade horária verde (Tabela 15) pelo valor da Energia Mensal Contratada em MWh. Os custos referentes às demandas foram multiplicando os valores referentes às demandas em R\$ da Tabela 15 pela demanda única de 879 kW.

Tabela 29 - Economia ACL 12 meses

Custos ACR 12 Meses					R\$ 1.706.547,78	
Tipo de Contratação no ACL	Custos Comercializadora/Varejista (R\$)	Modalidade Distribuidora	Custos Distribuidora (R\$)	Custos Total ACL (R\$)	Economia em Relação ao ACR	
Convencional Comercializadora	295.591,54	Horária Azul	916.526,33	1.212.117,88	R\$ 494.429,91	28,97%
Convencional Comercializadora	295.591,54	Horária Verde	919.332,96	1.214.924,50	R\$ 491.623,28	28,81%
Incentivada I5 Varejista	370.619,36	Horária Azul	590.356,01	960.975,38	R\$ 745.572,40	43,69%
Incentivada I5 Varejista	370.619,36	Horária Verde	587.408,13	958.027,49	R\$ 748.520,29	43,86%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 30 - Custos ACL 5 anos

Custos ACR 5 Anos					R\$ 9.517.380,16	
Tipo de Contratação no ACL	Custos Comercializadora/Varejista (R\$)	Modalidade Distribuidora	Custos Distribuidora (R\$)	Custos Total ACL (R\$)	Economia em Relação ao ACR	
Convencional Comercializadora	2.621.788,05	Horária Azul	5.111.686,97	7.733.475,02	R\$ 1.783.905,14	18,74%
Convencional Comercializadora	2.621.788,05	Horária Verde	5.281.302,54	7.903.090,59	R\$ 1.614.289,57	16,96%
Incentivada I5 Varejista	2.407.872,60	Horária Azul	3.296.776,66	5.704.649,27	R\$ 3.812.730,89	40,06%
Incentivada I5 Varejista	2.407.872,60	Horária Verde	3.381.632,55	5.789.505,15	R\$ 3.727.875,01	39,17%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 31 – Custos detalhados ACL 5 anos

<b>Custos 5 Anos</b>					
<b>Tipo de Contratação</b>	<b>Custos com a TE (kW) Comercializadora/ Varejista (R\$)</b>	<b>Custos TE (kW) Distribuidora (R\$)</b>	<b>Custos TUSD (kWh) Distribuidora (R\$)</b>	<b>Custos TUSD (kW) Distribuidora (R\$)</b>	<b>Custos Representação Comercializadora (R\$)</b>
<b>ACR Azul</b>	0,00	4.448.854,35	1.438.705,20	3.629.820,61	0,00
<b>ACL Convencional Comercializadora + Azul Distribuidora</b>	2.092.382,49	0,00	1.481.866,36	3.629.820,61	529.405,56
<b>ACL Convencional Comercializadora + Verde Distribuidora</b>	2.092.382,49	0,00	3.755.956,26	1.525.346,28	529.405,56
<b>ACL I5 Varejista + Azul Distribuidora</b>	2.407.872,60	0,00	1.481.866,36	1.814.910,31	0,00
<b>ACL I5 Varejista + Verde Distribuidora</b>	2.407.872,60	0,00	2.618.959,41	762.673,14	0,00

Fonte: Elaboração própria.



Tabela 32 – Economia obtida em 5 anos com a melhor contratação no ACL

<b>Tipo de Contratação</b>	<b>Custos com a TE (kWh) (R\$)</b>	<b>Custos com a TUSD (kWh) (R\$)</b>	<b>Custos com a TUSD (kW) (R\$)</b>	<b>Total (R\$)</b>
<b>ACR Azul</b>	4.448.854,35	1.438.705,20	3.629.820,61	9.517.380,16
<b>ACL I5 Varejista + Azul Distribuidora</b>	2.407.872,60	1.481.866,36	1.814.910,31	5.704.649,27
<b>Economia</b>	<b>45,88%</b>	<b>-3,00%</b>	<b>50,00%</b>	<b>40,06%</b>

Fonte: Elaboração própria.