

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA - CÂMPUS ITAJAÍ
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS HENRIQUE MENDES

IFSC ITAJAÍ NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE VIABILIDADE

ITAJAÍ
2025

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA - CÂMPUS ITAJAÍ
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS HENRIQUE MENDES

IFSC ITAJAÍ NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE VIABILIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Saimon Miranda Fagundes, Dr. Eng.

ITAJAÍ
2025

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

Mendes, Lucas Henrique
IFSC ITAJAÍ NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE
VIABILIDADE / Lucas Henrique Mendes ; orientador, Saimon
Miranda Fagundes, 2025.
80 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto
Federal de Santa Catarina, Campus Itajaí, Graduação em
Engenharia elétrica, Itajaí, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia elétrica. 2. Mercado Livre de Energia. 3.
Viabilidade Econômica. 4. Ponto de Equilíbrio Tarifário. 5.
Migração para o ACL. I. Fagundes, Saimon Miranda. II.
Instituto Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia elétrica. III. Título.


IFSC ITAJAÍ NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE VIABILIDADE

LUCAS HENRIQUE MENDES


Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do curso de engenharia elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Itajaí, 08 de Dezembro de 2025


BANCA EXAMINADORA:

Documento assinado digitalmente
 **SAIMON MIRANDA FAGUNDES**
Data: 11/12/2025 13:57:02-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Saimon Miranda Fagundes, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC

Documento assinado digitalmente
 **PAULO CESAR DA SILVA**
Data: 12/12/2025 09:22:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Paulo Cesar da Silva, Dr. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina – IFSC

Documento assinado digitalmente
 **ADILSON PACHECO BORTOLUZZI**
Data: 12/12/2025 09:00:42-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Adilson Pacheco Bortoluzzi, M. Eng.
Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC

Para minha mãe, Silvanéia da Cunha. Todo o meu amor e gratidão por acreditar em mim, mesmo quando eu duvidei.

AGRADECIMENTOS

Chegar até aqui não foi uma jornada solitária. Este trabalho é o resultado de um esforço que foi apoiado, incentivado e suportado por muitas pessoas especiais, às quais desejo dedicar minha mais profunda gratidão.

À minha mãe, Silvanéia da Cunha, meu pilar. Seu apoio incondicional e sua força de batalha foram essenciais não apenas nestes anos de graduação, mas em toda a minha vida. Tudo o que sou, e tudo que conquistei, devo aos seus sacrifícios e ao seu amor inesgotável. Você me proporcionou as bases para que eu pudesse sonhar e realizar. Minha eterna gratidão.

Aos meus avós, Roque José da Cunha e Araci Vieira da Cunha. Devo a vocês a minha base familiar, os valores de honestidade, educação e perseverança que carrego comigo. Seus ensinamentos de vida foram a bússola que me guiou até este momento.

Aos meus irmãos, André Filipe Mendes e Maria Clara Mendes. Obrigado por toda a parceria e pelas risadas que tornaram os dias difíceis desta graduação muito mais leves. A jornada foi menos árdua com a cumplicidade de vocês.

À minha tia, Suzana da Cunha, por todas as risadas, por sempre acreditar em mim e me lembrar que eu sou capaz. Seu otimismo e apoio foram um grande incentivo nesta jornada.

Ao meu padrinho, Silvaneide da Cunha. Minha gratidão por cada conselho e “puxão de orelha”. Você me incentivou a estudar, a ser uma pessoa melhor e a batalhar pelos meus sonhos. Obrigado por acreditar no meu potencial e por me impulsionar a querer sempre mais.

À minha esposa, Dislayne Karol Santos de Oliveira. Esta conquista é tão sua quanto minha. Nos momentos mais difíceis, quando eu já não estava mais aguentando, foi você quem me deu suporte, motivação e nunca duvidou da minha capacidade. Obrigado por vivenciar de perto cada etapa, compartilhando todos os momentos bons e ruins desta fase. Sem o seu amor e apoio incondicional, eu certamente não teria chegado tão longe.

Aos meus amigos que a graduação me deu: Renan Ferreira, Gabriel da Silva, Francisco Gonçalves e Luis Russi. Obrigado pela parceria constante, por toda ajuda mútua e por tudo que me ensinaram. Foram anos convivendo e batalhando juntos, e o curso se tornou mais leve e divertido com a amizade de vocês. Nada disso seria o mesmo sem a nossa união.

Ao meu amigo Tiago Moro. O que começou como uma amizade de faculdade

rapidamente se tornou uma irmandade, um laço tão forte que o tornou meu padrinho de casamento. Obrigado por todas as boas memórias e pelo apoio. Que nossa amizade continue forte para além de qualquer diploma.

Ao meu amigo de longa data, Bruno Marqui. Nossa amizade chegou muito antes desta graduação e se provou fundamental. Agradeço por você sempre ter acreditado em mim e por ter me ajudado em tantos momentos decisivos da minha vida. Seu apoio foi essencial para que eu chegasse até aqui.

Aos meus amigos Anderson Cidral e Vanderley Jasper. Obrigado pelos conselhos valiosos ao longo desses anos, por vivenciarem de perto minhas dores e ajudarem a tornar tudo mais leve. Sou grato por todas as “licenças poéticas”, pelas tâmaras e, claro, pelas incontáveis risadas.

Agradeço ao IFSC e a todos os mestres que contribuíram para minha formação. O conhecimento compartilhado por vocês foi fundamental para trilhar este caminho e moldar o profissional que me torno hoje.

Um agradecimento especial ao meu orientador, Prof. Saimon Miranda Fagundes, pela paciência, disponibilidade e pelo suporte essencial durante o desenvolvimento deste trabalho. Sua orientação foi indispensável para a conclusão desta etapa.

Agradeço também a todos os amigos, colegas e pessoas queridas que, mesmo não citadas nominalmente aqui, passaram pela minha vida e contribuíram de alguma forma para este momento. Cada palavra de incentivo, cada gesto de apoio, foi importante.

A todos vocês, meu muito obrigado!

*“Não importa o que aconteça, continue a nadar.”
(Graham Walters)*

RESUMO

Diante da progressiva liberalização do Setor Elétrico Brasileiro, marcada pela Portaria Normativa nº 50/GM/MME, que permitiu a todos os consumidores do Grupo A migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), o presente trabalho teve como objetivo principal analisar a viabilidade técnica e econômica da migração do IFSC - Campus Itajaí do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o ACL. A metodologia partiu da caracterização da unidade consumidora, confirmando sua elegibilidade técnica (Grupo A4, demanda contratada de 120 kW) através da análise da fatura. Subsequentemente, foi realizada uma simulação de custos comparativa, contrapondo os gastos atuais no ACR (tarifas Celesc) aos custos projetados no ACL, considerando a migração na modalidade varejista e a contratação de energia incentivada I5 (50% de desconto). O método do ponto de equilíbrio (break-even point - BEP) foi aplicado para determinar o limiar de viabilidade da operação. Os resultados demonstraram uma viabilidade econômica inequívoca: a simulação apontou uma economia imediata de 28,38% no cenário-base (Bandeira Verde), potencializada para 36,00% em cenários de Bandeira Vermelha 2. A projeção de longo prazo (5 anos) estimou uma economia acumulada superior a R\$ 260 mil. A análise do BEP corroborou a robustez da migração, ao apurar um preço-teto de viabilidade (R\$ 401,65/MWh) 88,8% superior ao preço de energia de mercado utilizado na simulação (R\$ 212,75/MWh), configurando uma ampla margem de segurança. Conclui-se que a migração é uma decisão financeiramente vantajosa e segura, que proporciona um benefício estratégico crucial para a gestão pública: a previsibilidade orçamentária, ao trocar a volatilidade das bandeiras tarifárias por custos fixos contratuais. Contudo, o sucesso da transição está condicionado à adoção de uma gestão de energia ativa pelo campus, visto que o perfil de consumo variável exige monitoramento para evitar penalidades, transformando a migração em um vetor de eficiência e modernização da gestão institucional.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia. Viabilidade Econômica. Ambiente de Contratação Livre (ACL). Ponto de Equilíbrio. Gestão de Energia.

ABSTRACT

Given the progressive liberalization of the Brazilian Electricity Sector, marked by Normative Ordinance No. 50/GM/MME, which allowed all Group A consumers to migrate to the Free Contracting Environment (ACL), this study's main objective was to analyze the technical and economic feasibility of the migration of IFSC - Campus Itajaí from the Regulated Contracting Environment (ACR) to the ACL. The methodology began with the characterization of the consumer unit, confirming its technical eligibility (Group A4, 120 kW contracted demand) through bill analysis. Subsequently, a comparative cost simulation was performed, contrasting current expenses in the ACR (Celesc tariffs) with projected costs in the ACL, considering migration under the retail modality and contracting I5 incentivized energy (50% discount). The break-even point (BEP) method was applied to determine the operation's viability threshold. The results demonstrated unequivocal economic feasibility: the simulation indicated immediate savings of 28.38% in the base scenario (Green Flag), increasing to 36.00% under Red Flag 2 scenarios. The long-term (5-year) projection estimated accumulated savings exceeding R\$ 260,000. The BEP analysis corroborated the migration's robustness, identifying a viability ceiling price (R\$ 401.65/MWh) that is 88.8% higher than the market energy price used in the simulation (R\$ 212.75/MWh), establishing a wide safety margin. It is concluded that the migration is a financially advantageous and secure decision, providing a crucial strategic benefit for public management: budget predictability, by exchanging the volatility of tariff flags for fixed contractual costs. However, the transition's success is conditioned on the campus adopting active energy management, as its variable consumption profile requires monitoring to avoid penalties, thereby transforming the migration into a vector for efficiency and institutional management modernization.

Keywords: Free Energy Market. Economic Feasibility. Free Contracting Environment (ACL). Break-Even Point. Energy Management.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Segmentos do setor elétrico brasileiro	22
Figura 2 – Estrutura de Governança do Setor Elétrico Brasileiro	24
Figura 3 – Composição Tarifária TE	27
Figura 4 – Composição Tarifária TUSD	30
Figura 5 – Mercado Cativo	36
Figura 6 – Mercado Livre	37
Figura 7 – Linha do tempo Mercado Livre	41
Figura 8 – Relações no Mercado Livre: Distribuidora e Comercializadora.	49
Figura 9 – Cadeia de modelos computacionais para o cálculo do PLD	50
Figura 10 – Fatura de Energia Elétrica	56

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Principais Encargos Setoriais Incidentes na Tarifa de Energia Elétrica	28
Quadro 2 – Classificação dos Consumidores do Grupo A	31
Quadro 3 – Classificação dos Consumidores do Grupo B	31
Quadro 4 – Vantagens e Desafios da Migração para o ACL	43
Quadro 5 – Comparativo entre as Modalidades Atacadista e Varejista.	45
Quadro 6 – Características da unidade consumidora	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Histórico de Consumo e Demanda de Energia	57
Tabela 2 – Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo A	57
Tabela 3 – Detalhamento Mensal dos Tributos	58
Tabela 4 – Custo Médio do Consumidor no Mercado Cativo	59
Tabela 5 – Custo Médio do Consumidor no Mercado Livre	62
Tabela 6 – Limiar de Viabilidade (BEP) por Bandeira Tarifária	64
Tabela 7 – Projeção do Preço de Energia	64
Tabela 8 – Comparativo de Custos Mensais e Economia (ACR vs. ACL) por Bandeira Tarifária	66
Tabela 9 – Projeção de Economia Anual no ACL (2025-2029)	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEP	<i>Break-Even Point</i>
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
I1	Energia Incentivada 100%
I5	Energia Incentivada 50%
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IFPE	Instituto Federal Pernambuco
IFSC	Instituto Federal de Santa Catarina
LEE	Leilões de Energia Existente
LEN	Leilões de Energia Nova
MLE	Mercado Livre de Energia

MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço das Liquidações das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Proret	Procedimentos de Regulação Tarifária
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TOU	Tempo de Uso
TUSD	Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição
UFF	Universidade Federal Fluminense
UHE	Usinas Hidrelétricas
UNILA	Universidade Federal da Integração Latino-Americana

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Revisão Bibliográfica	18
1.2	Objetivos	19
1.2.1	Objetivo Geral	19
1.2.2	Objetivos Específicos	20
1.3	Estrutura do Trabalho	20
2	ESTRUTURA E REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	22
2.1	Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro e suas Instituições	22
2.1.1	Governança do Setor Elétrico: Instituições e Competências	23
2.2	A Composição da Tarifa de Energia Elétrica no Ambiente Regulado	26
2.2.1	Decompondo a Fatura: Custos de Distribuição e Energia	26
2.2.2	Classificação das Unidades Consumidoras	30
2.2.3	Grupos Tarifários	30
2.2.4	Postos Tarifários	31
2.2.5	Modalidades Tarifárias	33
2.2.6	Bandeiras Tarifárias	34
2.2.7	Reajustes Tarifários	35
2.3	Mercado Nacional de Energia	36
2.3.1	Segmentos de Contratação de Energia Elétrica	36
3	O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) EM DETALHES	39
3.1	Evolução e Marco Regulatório do Mercado Livre no Brasil	39
3.2	Vantagens Estratégicas e Desafios da Migração	41
3.2.1	Vantagens Estratégicas	41
3.2.2	Desafios e Riscos	42
3.3	Modalidades de Atuação no ACL: Atacadista vs. Varejista	44
3.3.1	O Consumidor Atacadista	44
3.3.2	O Consumidor Varejista	45
3.4	A Estrutura do Mercado: Tipos de Energia e Consumidores	46
3.4.1	Tipos de Consumidores no ACL	46
3.4.2	Tipos de Energia Negociada	46
3.4.3	O Mecanismo de Incentivo: Desconto na TUSD e TUST	47
3.5	O Papel dos Agentes Intermediários: A Comercializadora	47
3.6	Mecanismos de Preço e Operação Financeira	49
3.6.1	O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)	49
3.6.2	Contabilização e Liquidação na CCEE	51
3.6.3	Encargos Setoriais no ACL	51
3.7	A Jornada de Migração para o Mercado Livre	52
3.8	A Importância da Gestão de Energia no ACL	53
3.9	Adesão ao Mercado Livre de Energia	54
4	ANÁLISE DA MIGRAÇÃO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	55
4.1	Metodologia	55

4.2	Caracterização da Unidade Consumidora	55
4.3	Custos no Ambiente Regulado (ACR)	58
4.4	Custos no Ambiente Livre (ACL)	59
4.5	Ponto de Equilíbrio	62
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	66
5.1	Análise Econômica Comparativa e Projeções	66
5.2	Riscos e Benefícios Potenciais para a Gestão do Campus	67
6	CONCLUSÃO	69
	REFERÊNCIAS	71

1 INTRODUÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) atravessa um período de profunda transformação, marcado por uma progressiva liberalização do mercado . Um marco decisivo nesse processo foi a publicação da Portaria Normativa nº 50/GM/MME em 2022, que estabeleceu um cronograma para a abertura total do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para todos os consumidores do Grupo A, independentemente da demanda contratada, a partir de 2024 . Este novo cenário regulatório representa uma mudança de paradigma, especialmente para instituições públicas que operam com orçamentos definidos e enfrentam o desafio contínuo de otimizar a gestão de seus recursos.

A relevância da migração para o ACL reside na busca por eficiência e previsibilidade orçamentária. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), os consumidores estão sujeitos à volatilidade das Bandeiras Tarifárias e aos reajustes anuais. O ACL, por outro lado, oferece a possibilidade de negociação direta de contratos, permitindo travar custos de energia a longo prazo e acessar preços potencialmente mais competitivos. Para uma instituição pública, essa previsibilidade é um ganho de gestão inestimável, alinhando a administração a práticas mais eficientes e sustentáveis.

Embora a literatura acadêmica recente apresente estudos de caso que apontam para economias significativas em outras instituições de ensino, como a UNILA e a UFF, ela mesma aponta que o sucesso da transição não é uma conclusão universal. A viabilidade está condicionada a variáveis críticas (CEZAR, 2022; CEOTTO, 2022). O trabalho de Silva (2022) sobre o IFPE, por exemplo, demonstrou que a economia projetada dependia da contratação de energia com 100% de desconto na TUSD, sendo que a opção de 50% de desconto se mostraria desvantajosa.

Isso evidencia que fatores locais, como as tarifas da concessionária, o perfil de consumo e, crucialmente, as estratégias de contratação, são decisivos para o resultado financeiro. Dessa forma, identifica-se a lacuna de um estudo de viabilidade específico para o Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) - Campus Itajaí. A inexistência desta análise local, que considere as particularidades da instituição, impede uma tomada de decisão fundamentada pela gestão do campus.

Diante do exposto, o problema de pesquisa que norteia este trabalho é: a migração do IFSC - Campus Itajaí do ACR para o ACL é uma decisão técnica e economicamente viável? Para responder a esta questão, o objetivo principal do estudo é analisar a viabilidade técnica e econômica da migração da referida unidade consumidora.

Para alcançar este objetivo, a pesquisa parte da caracterização do perfil de consumo e dos custos atuais do campus no ACR. Subsequentemente, simula os cus-

tos operacionais no ACL , aplicando a metodologia do ponto de equilíbrio tarifário (*break-even point*) para comparar economicamente os dois ambientes. Por fim, o estudo discute os riscos e benefícios potenciais que essa transição representa para a gestão orçamentária e energética da instituição.

1.1 Revisão Bibliográfica

A viabilidade da migração de consumidores do ACR para o ACL é um tema consolidado na produção acadêmica brasileira, com foco particular em instituições públicas e de ensino. A literatura revela um consenso sobre a atratividade econômica da transição, embora ressalte a necessidade de uma análise criteriosa das condições contratuais e dos riscos operacionais. A migração é consistentemente apontada como uma oportunidade estratégica para otimizar recursos e alinhar a gestão a práticas mais eficientes e sustentáveis, reforçando o ACL como uma alternativa vantajosa para consumidores elegíveis (COSTA; OLIVEIRA; SOUSA, 2019). Os estudos de caso majoritariamente concluem que a transição é não apenas viável, mas capaz de gerar economias significativas, promovendo a modernização da gestão pública e o alcance de metas ambientais (FILHO, 2025).

A metodologia empregada nos trabalhos acadêmicos converge predominantemente para o método do ponto de equilíbrio tarifário (*break-even point*). Esta abordagem, amplamente utilizada no setor comercial para prospecção de clientes, consiste na determinação do preço máximo que a energia no ACL pode atingir para que o custo total do consumidor se equipare ao do ACR (CEZAR, 2022).

A predominância deste método é evidenciada em diversos estudos. Oliveira (2019) aplicou o *break-even point* para simular a economia de três consumidores cativos em diferentes cenários. De forma análoga, Ceotto (2022) utilizou a mesma ferramenta para analisar a migração do campus da Praia Vermelha da Universidade Federal Fluminense (UFF), assim como Silva (2022) o fez para o campus Recife do Instituto Federal de Pernambuco (IFPE). A recorrência desta abordagem na literatura valida sua robustez como ferramenta analítica para a comparação de custos entre os dois ambientes, permitindo uma mensuração clara do potencial de economia e servindo como pilar para a tomada de decisão.

Os resultados quantitativos corroboram consistentemente a hipótese de viabilidade econômica. No estudo de caso da Universidade Federal da Integração Latino-Americana (UNILA), a análise de dados pré-pandemia indicou uma economia anual média de 22,77% (CEZAR, 2022). Em linha com esse achado, o estudo para a UFF apontou uma redução de custos de aproximadamente 22%, mesmo em um cenário conservador (CEOTTO, 2022). Na mesma direção, a investigação de Magalhães Filho

(2021) sobre unidades da Secretaria da Saúde do Ceará concluiu que o ACL possui uma vantagem financeira substancialmente superior à do ACR (FILHO, 2021). A consistência desses resultados, que frequentemente situam a economia potencial entre 20% e 25% em instituições com perfis e geografias distintas, sugere que os benefícios da migração são uma característica estrutural do modelo de livre negociação.

Contudo, a literatura transcende a análise puramente financeira ao investigar as variáveis críticas que condicionam o sucesso da migração. O trabalho de Silva (2022) sobre o IFPE é particularmente elucidativo, ao demonstrar que a viabilidade econômica estava diretamente atrelada à contratação de energia incentivada com 100% de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Nesse cenário, a economia projetada em cinco anos ultrapassava R\$ 94 mil; em contrapartida, com um desconto de apenas 50%, a permanência no mercado regulado seria mais vantajosa.

Esta conclusão, reiterada em diversos estudos, sublinha um ponto crucial: a escolha da fonte de energia e o aproveitamento de incentivos regulatórios para fontes renováveis são determinantes não apenas para maximizar a economia, mas, em alguns casos, para a própria viabilidade da operação.

Por fim, a literatura aborda os desafios e riscos inerentes ao processo. Rosner (2021), ao focar nos entraves da transição, destaca que atrasos, especialmente na adequação do sistema de medição, podem expor o consumidor a custos não planejados e à volatilidade do mercado de curto prazo. Lima (2023) corrobora a complexidade do setor, afirmando a necessidade de um entendimento aprofundado para uma migração bem-sucedida.

Além dos riscos operacionais, os estudos apontam para a necessidade de um planejamento rigoroso, capacitação de equipes e adequação de processos administrativos internos (FILHO, 2025). Revely (2017) já havia proposto uma metodologia que tratava a migração como um projeto de investimento, com custos, riscos e retornos devidamente mensurados. Em suma, a produção acadêmica sobre o tema, ao mesmo tempo que valida o expressivo potencial do mercado livre, delineia um roteiro de cautelas, enfatizando que a materialização dos benefícios depende de uma gestão informada, planejamento detalhado e negociação contratual estratégica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal desse trabalho é analisar a viabilidade técnica e econômica da migração da unidade consumidora do Instituto Federal de Santa Catarina

(IFSC) - Campus Itajaí do ACR para o ACL de energia elétrica.

1.2.2 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, propõem-se os seguintes objetivos específicos:

- Caracterizar o perfil de consumo de energia e a estrutura de custos atual (ACR) do IFSC Campus Itajaí;
- Detalhar o funcionamento do Mercado Livre (ACL), os requisitos técnicos para migração do IFSC Campus Itajaí;
- Simular os custos operacionais no ACL e compará-los economicamente com os custos do ACR;
- Analisar os resultados da comparação de custos (ACR vs. ACL) para determinar a viabilidade econômica da migração;
- Discutir os riscos e benefícios potenciais da migração para a gestão orçamentária e energética do IFSC Campus Itajaí.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em seis capítulos, organizados de forma a construir uma análise progressiva e fundamentada. O Capítulo 1 apresenta a introdução, detalhando a contextualização do problema, a revisão bibliográfica que fundamenta a pesquisa e os objetivos geral e específicos que norteiam o estudo.

No Capítulo 2, é abordada a Estrutura e Regulamentação do SEB. Este capítulo oferece a fundamentação teórica necessária, descrevendo as instituições de governança, os segmentos do setor e, crucialmente, a Composição da Tarifa de Energia Elétrica no ACR. Em sequência, o Capítulo 3 aprofunda o objeto de estudo, tratando o ACL em Detalhes. Nele, são explorados a evolução e o marco regulatório, as vantagens e desafios da migração, as modalidades de atuação, os mecanismos de preço como o PLD e a jornada processual de adesão.

O Capítulo 4 constitui o núcleo da pesquisa: a Análise da Migração para o Ambiente de Contratação Livre. Esta seção inicia com a Metodologia, seguida pela Caracterização da Unidade Consumidora do IFSC Campus Itajaí. A análise prossegue com o cálculo detalhado dos Custos no ACR e a simulação dos Custos no ACL, culminando na determinação do Ponto de Equilíbrio (BEP) da operação.

O Capítulo 5 apresenta os Resultados e a Discussão. Esta seção consolida a Análise Econômica Comparativa e Projeções, quantificando a economia potencial

em diferentes cenários e avaliando a robustez da migração. Adicionalmente, discute os Riscos e Benefícios Potenciais para a Gestão do Campus. Por fim, o Capítulo 6 apresenta a Conclusão , que sintetiza os resultados, reitera a viabilidade econômica da migração e discute o papel da transição como um vetor de eficiência na gestão energética da instituição.

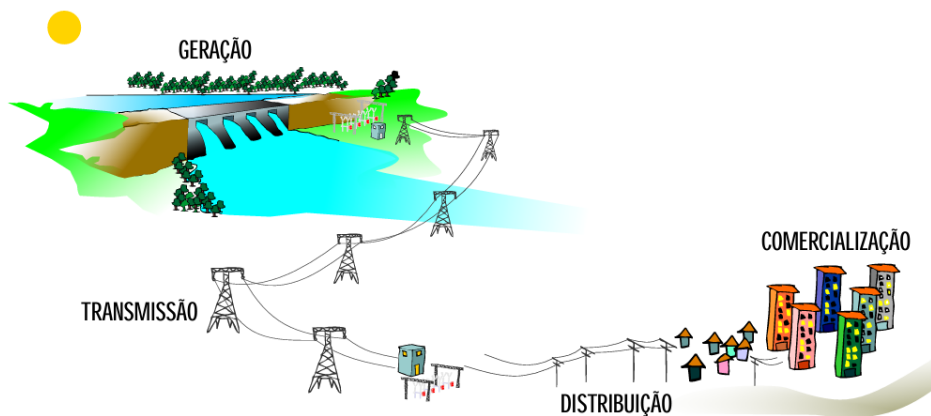
2 ESTRUTURA E REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O SEB representa um dos mais extensos e complexos sistemas de energia elétrica interligados do mundo. Sua dimensão continental, a predominância de fontes hidrelétricas distribuídas em diversas bacias hidrográficas e as longas distâncias entre os centros de geração e os polos de consumo impõem desafios técnicos e operacionais singulares (OLIVEIRA, 2020). A operação segura e econômica de um sistema com tais características demanda uma estrutura de governança sofisticada e um arcabouço regulatório robusto. Este capítulo se dedica a explorar essa estrutura, detalhando os segmentos que compõem a cadeia de valor da energia elétrica, as instituições responsáveis por sua gestão e regulação, a composição da tarifa no ambiente regulado e os diferentes ambientes de comercialização que coexistem no mercado nacional. A compreensão desses elementos é fundamental para analisar a dinâmica do setor e as oportunidades para novos modelos de negócio e otimização de custos energéticos.

2.1 Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro e suas Instituições

A arquitetura do setor elétrico brasileiro é fundamentada na segregação de suas atividades em quatro segmentos principais, uma separação funcional formalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para fins contábeis, regulatórios e de mercado (ANEEL, 2021a). Como ilustrado na Figura 1, essa desverticalização é um princípio basilar do modelo, permitindo o tratamento distinto entre os segmentos que caracterizam monopólios naturais e aqueles passíveis de competição.

Figura 1 – Segmentos do setor elétrico brasileiro



Fonte: ANEEL (2008)

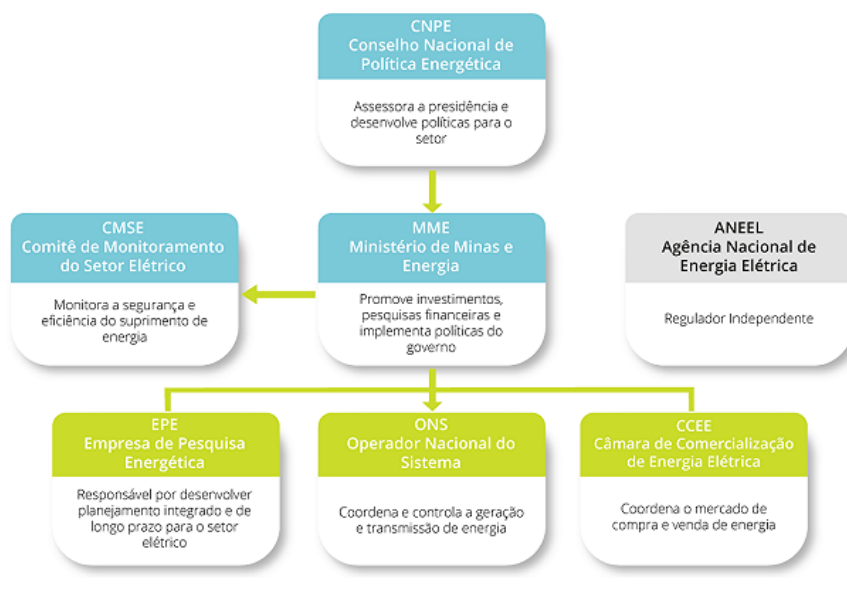
Os quatro segmentos são:

- **Geração:** Corresponde à atividade de produção de energia elétrica a partir da conversão de diferentes fontes de energia primária, como a força hidráulica dos rios, combustíveis fósseis, biomassa, ventos e radiação solar. As usinas geradoras são o ponto de partida de toda a cadeia de suprimento (ANEEL, 2021a).
- **Transmissão:** Consiste no transporte de grandes blocos de energia elétrica em altas e extra-altas tensões (tipicamente igual ou superior a 230 kV) desde os grandes centros geradores até os centros de consumo e as redes de distribuição. Esta malha de alta capacidade, composta por linhas de transmissão e subestações, forma a Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) (ANEEL, 2021a).
- **Distribuição:** É o segmento responsável por receber a energia elétrica do sistema de transmissão ou de geradores conectados diretamente à sua rede, rebaixar os níveis de tensão e realizar a entrega capilar aos consumidores finais em média e baixa tensão (ANEEL, 2021a).
- **Comercialização:** Refere-se à atividade de compra e venda de energia elétrica, que pode ocorrer tanto em um ambiente regulado, intermediado pelas distribuidoras, quanto em um ambiente de livre negociação entre geradores, comercializadores e consumidores (ANEEL, 2021a).

A separação funcional entre estes segmentos é o que viabiliza a existência de um mercado competitivo. Ao isolar as atividades de Geração e Comercialização, que são potencialmente competitivas, das atividades de Transmissão e Distribuição, que são monopólios naturais, o modelo permite que múltiplos agentes de geração e comercialização compitam entre si, utilizando a mesma infraestrutura de rede (fio) para alcançar seus clientes.

2.1.1 Governança do Setor Elétrico: Instituições e Competências

A complexidade do SEB é gerenciada por um modelo de governança multi-institucional, conforme Figura 2, no qual um conjunto de órgãos e entidades com papéis especializados e interdependentes foi criado para assegurar o funcionamento coordenado e eficiente do setor (BRASIL, 2021).

Figura 2 – Estrutura de Governança do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: ENERGISA (2022)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) trata-se de um órgão de assessoramento direto do Presidente da República, presidido pelo Ministro de Minas e Energia. Sua função é propor as políticas nacionais e as diretrizes estratégicas de longo prazo para o setor, como a definição da matriz energética, o aproveitamento racional dos recursos e o estabelecimento de diretrizes para programas de fomento a fontes alternativas (ANEEL, 2025b). O CNPE define a visão de futuro que orienta todo o planejamento subsequente.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão da administração pública federal que atua como o braço político e formulador de políticas públicas para o setor energético. Sob as diretrizes estratégicas do CNPE, o MME conduz o planejamento setorial, zela pela segurança do suprimento e detém a prerrogativa de outorgar as concessões, permissões e autorizações para exploração dos serviços de energia elétrica (CUBEROS, 2008).

Enquanto o CNPE foca no longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) atua como o centro de comando tático do setor, com a missão de avaliar permanentemente e em tempo real as condições de segurança e continuidade do suprimento de energia em todo o país. Composto por representantes das principais instituições setoriais, o CMSE monitora as condições de oferta e demanda e pode propor ou determinar ações preventivas e emergenciais para mitigar riscos ao abastecimento (ANEEL, 2025b).

Criada pela Lei nº 9.427/1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

é uma autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, que atua como o ente regulador e fiscalizador do setor. Sua atuação é marcada por uma tensão fundamental: por um lado, deve garantir a modicidade tarifária para os consumidores; por outro, precisa criar um ambiente regulatório estável e atrativo que incentive os investimentos privados necessários à expansão do sistema. Suas principais atribuições incluem a regulação da geração, transmissão, distribuição e comercialização; a fiscalização dos serviços e instalações; o estabelecimento das tarifas; a realização de leilões de energia (por delegação); e a mediação de conflitos entre agentes e entre estes e os consumidores (ANEEL, 2024a).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, composta pelos agentes do setor. O ONS é o “controlador de tráfego aéreo” do sistema, responsável pela coordenação e controle da operação física das instalações de geração e transmissão do SIN. Sua missão é otimizar o despacho das usinas para atender à demanda ao menor custo possível, sempre observando os rigorosos padrões de segurança e confiabilidade, além de garantir o acesso não discriminatório de todos os agentes à rede de transmissão (ONS, 2025). Sua natureza privada e sem fins lucrativos visa assegurar a neutralidade técnica de suas decisões operacionais.

Assim como o ONS, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma associação civil de direito privado e sem fins lucrativos, mantida pelos agentes do mercado (geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres). Sua principal função é viabilizar a comercialização de energia elétrica no país. A CCEE é responsável por registrar todos os contratos de compra e venda de energia, tanto do mercado regulado quanto do livre; realizar a contabilização e a liquidação financeira das operações no mercado de curto prazo; e calcular o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que é a referência de preço para a energia não contratada. A CCEE atua como a bolsa de valores e a câmara de compensação do mercado de energia (CCEE, 2022b).

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma empresa pública federal, vinculada ao MME, cuja criação em 2004 foi uma resposta institucional direta às falhas de planejamento que contribuíram para a crise de 2001 (EPE, 2020). A EPE tem por finalidade prover ao MME os estudos e pesquisas necessários para subsidiar o planejamento de longo prazo da expansão dos setores de energia elétrica, petróleo, gás e biocombustíveis. Ela realiza os estudos de inventário hidrelétrico, os planos de expansão da geração e da transmissão e os estudos de viabilidade técnica e econômica que habilitam os empreendimentos a serem licitados, buscando garantir que a expansão futura seja fundamentada em análises técnicas robustas e independentes (EPE, 2020).

2.2 A Composição da Tarifa de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

No Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde os consumidores compram energia diretamente da distribuidora local, o valor cobrado pelo serviço não é determinado pela livre concorrência, mas sim por uma tarifa homologada pela ANEEL. A tarifa de energia elétrica é um valor complexo, calculado para cobrir todos os custos da cadeia produtiva – desde a geração da energia, passando por seu transporte pelas redes de transmissão e distribuição, até a comercialização – acrescidos de encargos setoriais e tributos (MME, 2020). O objetivo da regulação tarifária é garantir que o valor seja suficiente para assegurar a sustentabilidade econômica das concessionárias, permitindo a remuneração de seus investimentos e a cobertura de seus custos operacionais eficientes, ao mesmo tempo que busca a modicidade tarifária para os consumidores (ANEEL, 2022i).

É importante distinguir o conceito de “tarifa” do “preço” final pago pelo consumidor. A tarifa, definida pela ANEEL, engloba os custos de geração, transmissão, distribuição e encargos. O preço final, que consta na fatura mensal, é a tarifa acrescida dos tributos, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) (MME, 2020).

2.2.1 Decompondo a Fatura: Custos de Distribuição e Energia

A fatura de energia elétrica recebida pelo consumidor final é o resultado da aplicação da Tarifa de Energia (TE) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) sobre o seu consumo mensal. Cada uma dessas tarifas, por sua vez, é composta por uma série de custos que remuneram os diferentes segmentos e políticas do setor elétrico.

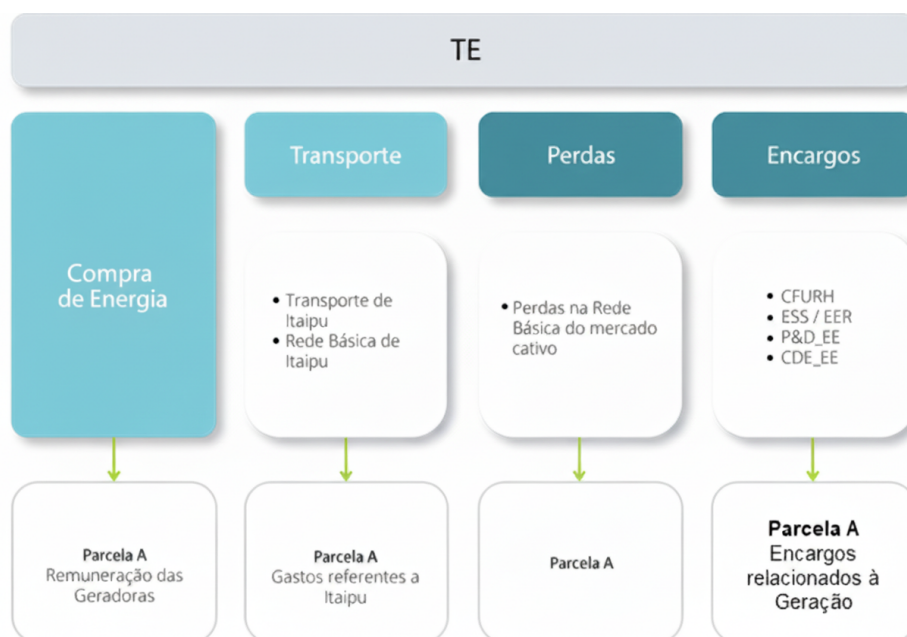
A TE é o valor, expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), que remunera o custo da energia elétrica propriamente dita. Seus principais componentes são o custo de aquisição da energia, as perdas elétricas na rede de transmissão e determinados encargos setoriais associados à segurança do suprimento (ANEEL, 2022d; SANTOS, 2023). O custo de aquisição é a parcela mais significativa e reflete os preços formados nos leilões de energia regulados, tanto os Leilões de Energia Nova (LEN), destinados a viabilizar novos projetos de geração, quanto os Leilões de Energia Existente (LEE), para recontratar a energia de usinas já em operação (MME, 2022; CCEE, 2022c).

Adicionalmente, a TE inclui encargos como o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e o Encargo de Energia de Reserva (EER), que cobrem os custos de operações

especiais para garantir a estabilidade e a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), como o despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito ou a contratação de usinas de reserva (ANEEL, 2017).

A consolidação desses diversos elementos — o custo de aquisição da energia, a cobertura de perdas e os encargos setoriais como o ESS e o EER — resulta na composição integral da Tarifa de Energia. A Figura 3, a seguir, apresenta um resumo visual desta estrutura.

Figura 3 – Composição Tarifária TE



Fonte: Adaptado de ENERGISA (2022)

Por sua vez, a TUSD remunera o serviço de transporte da energia elétrica através da infraestrutura de distribuição, ou seja, o uso dos postes, cabos e transformadores que levam a eletricidade desde as subestações de alta tensão até as residências, comércios e indústrias (ANEEL, 2022e). A metodologia de cálculo da TUSD a divide em duas parcelas com naturezas distintas: a Parcela A e a Parcela B.

A Parcela A agrupa os custos não gerenciáveis pela distribuidora, nos quais a empresa atua essencialmente como uma arrecadadora, repassando os valores para outros agentes do setor (ANEEL, 2018). Seus principais componentes são:

- **Custos de Transmissão:** Remunera as empresas transmissoras pelo uso da Rede Básica, sendo um “pedágio” que a distribuidora paga para trazer a energia em grandes blocos até sua área de concessão (ANEEL, 2018).
- **Encargos Setoriais:** Criados por leis federais, estes encargos financiam diversas políticas públicas. A sua cobrança por meio da fatura de energia elétrica, embora seja um mecanismo de arrecadação eficiente, adiciona uma camada de

complexidade e volatilidade à tarifa, muitas vezes desvinculada da eficiência da prestação do serviço de distribuição. Isso significa que a conta de um consumidor pode sofrer aumentos significativos devido a decisões de política energética, como a expansão de um subsídio, mesmo que a distribuidora local tenha melhorado sua performance operacional. Essa dinâmica pode gerar uma percepção pública distorcida sobre as causas dos reajustes tarifários, representando um desafio de comunicação para o regulador.

O Quadro 1 apresenta em detalhe os principais encargos setoriais, descrevendo seus objetivos e a base legal correspondente.

Quadro 1 – Principais Encargos Setoriais Incidentes na Tarifa de Energia Elétrica

Sigla	Nome Completo	Finalidade Principal (Base Legal)
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético	Promover a universalização do serviço, subsidiar fontes incentivadas, custear a tarifa social de baixa renda e cobrir custos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) nos sistemas isolados (Lei nº 10.438/2002).
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	Cobrir os custos da contratação de energia de fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas da primeira fase do programa (Lei nº 10.438/2002).
RGR	Reserva Global de Reversão	Prover recursos para indenização de ativos de concessões ao final do contrato e financiar a expansão e melhoria do setor (Lei nº 5.655/1971).
TFSEE	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica	Financiar as atividades da ANEEL como órgão regulador e fiscalizador do setor (Lei nº 9.427/1996).
P&D e PEE	Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética	Financiar projetos de pesquisa e desenvolvimento tecnológico no setor elétrico e programas que promovam o uso eficiente da energia elétrica (Lei nº 9.991/2000).
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	Indenizar estados e municípios pelo uso da água para geração de energia hidrelétrica (Lei nº 7.990/1989).

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2017)

A Parcela B, também conhecida como “Fio B”, corresponde aos custos efetivamente gerenciáveis pela distribuidora e representa a remuneração pelo serviço de distribuição em si (ANEEL, 2018). É sobre esta parcela que a regulação por incentivos da ANEEL atua com maior intensidade. A separação entre Parcela A e Parcela B é, portanto, um mecanismo crucial. Ao isolar os custos que a distribuidora pode controlar

(Fio B) dos custos que são meramente repassados (Parcela A), a ANEEL consegue aplicar metas de eficiência e compartilhar os ganhos de produtividade com os consumidores de forma eficaz. Sem essa segregação, qualquer esforço da concessionária para reduzir seus custos operacionais poderia ser neutralizado por um aumento nos encargos setoriais, eliminando o incentivo à eficiência.

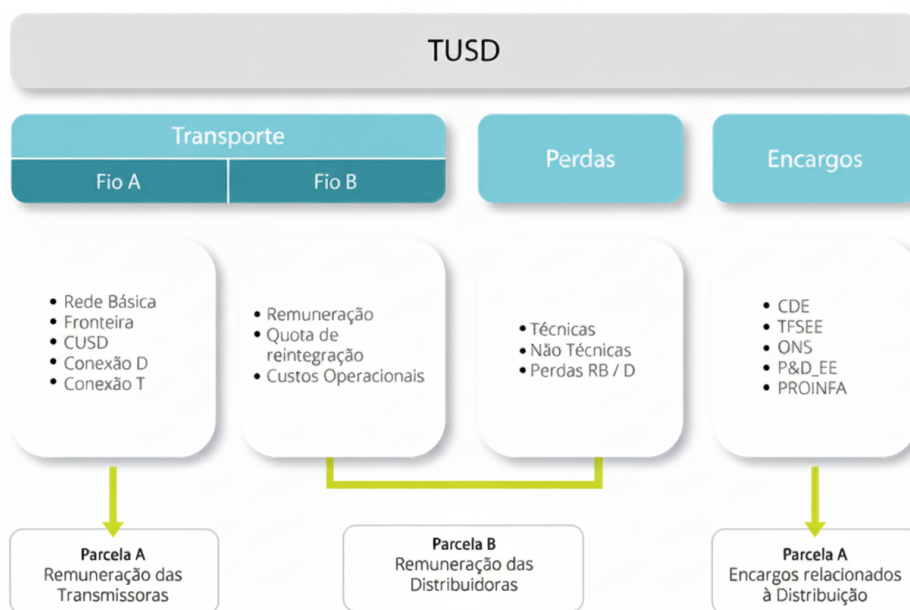
Os custos que formam a Parcela B, e que são o foco da atuação regulatória por incentivos, são tradicionalmente agrupados nos seguintes componentes:

- **Custos de Operação e Manutenção (O&M):** Despesas com pessoal, materiais e serviços para manter a rede em funcionamento.
- **Remuneração do Capital:** Retorno sobre os investimentos prudentes realizados pela empresa em sua base de ativos.
- **Cota de Reintegração Regulatória:** Equivalente à depreciação dos ativos, garantindo a recuperação do capital investido ao longo de sua vida útil.

Por fim, a TUSD também inclui a cobertura das perdas na rede de distribuição, que são divididas em duas categorias:

- **Perdas Técnicas:** Referem-se à energia dissipada na forma de calor (efeito Joule) nos fios e equipamentos da rede durante o transporte. São perdas inerentes ao processo físico, e a ANEEL estabelece um nível regulatório eficiente que é repassado à tarifa (ANEEL, 2018).
- **Perdas Não Técnicas:** Conhecidas como perdas comerciais, decorrem de furtos de energia (“gatos”), fraudes nos medidores e erros de medição ou faturamento. A ANEEL define metas regulatórias para essas perdas. O custo da energia perdida acima do nível regulatório é arcado pela própria distribuidora, o que cria um forte incentivo financeiro para que as empresas invistam em ações de fiscalização e combate a fraudes (ANEEL, 2018).

Para consolidar a compreensão sobre os elementos que formam a tarifa, a Figura 4 apresenta um esquema visual da composição da TUSD. A ilustração detalha como cada um dos componentes discutidos se organiza para formar o valor final.

Figura 4 – Composição Tarifária TUSD

Fonte: Adaptado de ENERGISA (2022)

2.2.2 Classificação das Unidades Consumidoras

A definição das tarifas de energia elétrica no Brasil baseia-se na classificação das unidades consumidoras, um critério estabelecido pela ANEEL. De acordo com a Resolução Normativa nº 414, de 2010, as unidades consumidoras são categorizadas nas classes Residencial, Industrial, Comercial, Rural e Poder Público, o que permite a aplicação de tarifas diferenciadas para cada perfil de consumo (ANEEL, 2010b).

2.2.3 Grupos Tarifários

Os grupos tarifários são sistemas de classificação para unidades consumidoras de energia elétrica, definidos pela ANEEL, que determinam as tarifas aplicáveis com base no tipo de usuário, grupo, subgrupo, classe, subclasse e modalidade tarifária. Essa organização está estruturada em dois grupos principais, o Grupo A e o Grupo B, além de suas subdivisões específicas (ANEEL, 2021e).

O Grupo A é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou aquelas atendidas por um sistema subterrâneo de distribuição em tensão inferior a 2,3 kV (ANEEL, 2021e).

Além disso, o Grupo A é subdividido em categorias específicas, que dependem do nível de tensão de atendimento. Essas subdivisões são detalhadas no Quadro 2.

Quadro 2 – Classificação dos Consumidores do Grupo A

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

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2021e)

O Grupo B abrange unidades consumidoras conectadas a redes com tensão inferior a 2,3 kV, sendo classificado em subgrupos conforme a atividade desenvolvida pelo consumidor (ANEEL, 2021e), como apresentado no Quadro 3.

Quadro 3 – Classificação dos Consumidores do Grupo B

Subgrupos	Tensão de Fornecimento
B1	Residenciais
B2	Rural
B3	Demais Classes
B4	Iluminação Pública

Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANEEL (2021e)

2.2.4 Postos Tarifários

A estrutura tarifária do setor elétrico brasileiro utiliza o conceito de postos tarifários como um mecanismo fundamental para a precificação baseada no tempo de uso da energia elétrica, conhecida como *Time of Use* (TOU). A finalidade precípua dos postos tarifários é emitir um sinal econômico claro aos consumidores sobre a variação do custo de geração e distribuição de energia ao longo do dia, refletindo diretamente a curva de carga do sistema elétrico (BRAIDA; SANTOS; FARRET, 2020). O objetivo regulatório é incentivar a gestão da demanda pelo lado do consumidor, estimulando o deslocamento do consumo dos períodos de pico para os horários de menor solicitação. Essa prática otimiza o uso da infraestrutura de rede existente, podendo adiar a necessidade de investimentos vultosos em expansão e, em última instância, resultar em tarifas mais eficientes para todos (BRAIDA; SANTOS; FARRET, 2020).

A regulamentação da ANEEL, consolidada na Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, define três postos tarifários distintos, cujos horários específicos são estabelecidos por cada distribuidora de energia durante seu processo de Revisão Tarifária Periódica, de modo a refletir o perfil de carga de sua área de concessão (ANEEL, 2022f). Os postos são detalhados a seguir:

- **Posto Ponta:** Corresponde ao período de três horas consecutivas, em dias úteis, no qual se registra a maior demanda de energia do sistema da distribuidora. Durante essas horas, a tarifa de energia atinge seu valor mais elevado, sinalizando o alto custo marginal de geração — frequentemente associado ao acionamento de usinas termelétricas, mais caras — e o estresse máximo sobre a infraestrutura de transmissão e distribuição (ANEEL, 2022f). Este posto não é aplicado aos sábados, domingos e feriados nacionais, dias em que o consumo é integralmente considerado como fora de ponta (ANEEL, 2022f).
- **Posto Fora de Ponta:** Abrange o conjunto de todas as horas consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos Ponta e Intermediário (BRAIDA; SANTOS; FARRET, 2020). Nos finais de semana e feriados nacionais, todas as 24 horas do dia são classificadas como Fora de Ponta (ANEEL, 2022f). Caracteriza-se pela tarifa de energia mais baixa, indicando menor custo de geração e ampla capacidade ociosa no sistema elétrico (ANEEL, 2022h).
- **Posto Intermediário:** Definido como o período de uma hora imediatamente anterior e uma hora imediatamente posterior ao Posto Ponta (BRAIDA; SANTOS; FARRET, 2020). Uma característica crucial deste posto é sua aplicação exclusiva às unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão) que optam pela Modalidade Tarifária Branca (ANEEL, 2022f). Sua tarifa possui um valor intermediário entre os postos Ponta e Fora de Ponta, funcionando como um sinal de transição para o período de custo mais elevado (ANEEL, 2022h).

A existência dos postos tarifários reflete as realidades físicas e econômicas do setor elétrico. A infraestrutura deve ser dimensionada para atender à demanda máxima, e o custo para suprir essa ponta de consumo é significativamente maior. Em vez de recorrer unicamente à construção de novas usinas e linhas de transmissão — uma solução de capital intensivo —, o regulador utiliza os postos tarifários como um instrumento de gestão. Ao incentivar a realocação do consumo, os consumidores contribuem para “achatar” a curva de demanda, o que reduz o estresse sobre o sistema, diminui o custo médio da geração e posterga a necessidade de investimentos em expansão da rede (BRAIDA; SANTOS; FARRET, 2020).

A criação do Posto Intermediário, especificamente para a Tarifa Branca, revela uma estratégia regulatória sofisticada. Enquanto consumidores do Grupo A (grandes empresas) possuem maior capacidade técnica para responder a um sinal de preço abrupto entre ponta e fora de ponta, os consumidores do Grupo B (residenciais e pequenos comércios) têm padrões de consumo menos flexíveis. O Posto Intermediário, portanto, funciona como um “amortecedor”, oferecendo um degrau de preço que suaviza a transição para o horário de pico, tornando a mudança de hábitos mais ge-

renciável e incentivando a adesão a uma modalidade tarifária que promove a eficiência energética em larga escala (ANEEL, 2022h).

2.2.5 Modalidades Tarifárias

As modalidades tarifárias constituem o conjunto de estruturas de faturamento aplicáveis ao consumo de energia elétrica e, quando pertinente, à demanda de potência, definidas conforme o grupo de enquadramento do consumidor. Essas estruturas são regidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 2021 e pelos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret) (ANEEL, 2022c). A principal distinção se dá entre os consumidores do Grupo A, atendidos em alta e média tensão, e os do Grupo B, atendidos em baixa tensão (ANEEL, 2022c).

Os consumidores do Grupo A são faturados sob uma estrutura binômia, que considera separadamente a demanda de potência (medida em quilowatts, kW), que representa a carga máxima que a unidade consumidora pode demandar da rede, e o consumo de energia (medido em quilowatt-hora, kWh). Existem duas opções de modalidade horo-sazonal:

- **Modalidade Tarifária Horo-Sazonal Verde:** Nesta modalidade, o consumidor contrata um único valor de demanda de potência junto à distribuidora, que é faturado por uma tarifa única, independentemente do horário de utilização (ANEEL, 2022c). Contudo, o faturamento do consumo de energia é diferenciado, com tarifas mais elevadas no Posto Ponta e mais baixas no Posto Fora de Ponta (ANEEL, 2022e). Esta modalidade é vantajosa para consumidores cujo perfil de carga é relativamente constante ao longo do dia, sem picos de demanda significativos no horário de ponta. Está disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS (ANEEL, 2022c).
- **Modalidade Tarifária Horo-Sazonal Azul:** Caracteriza-se pela contratação de dois valores de demanda distintos: um para o Posto Ponta e outro para o Posto Fora de Ponta, cada um com sua respectiva tarifa (ANEEL, 2022c). O consumo de energia também possui tarifas diferenciadas entre os postos Ponta e Fora de Ponta (ANEEL, 2022e). A Modalidade Azul é ideal para consumidores com flexibilidade para gerenciar sua carga, permitindo-lhes deslocar processos de alto consumo para o período fora de ponta e, assim, contratar uma demanda menor e mais barata para o custoso horário de pico. Está disponível para todos os subgrupos do Grupo A (ANEEL, 2022c).

A decisão entre as modalidades Verde e Azul é, portanto, uma escolha estratégica que envolve uma análise técnica e econômica do perfil de consumo da empresa.

A Modalidade Verde oferece simplicidade na gestão da demanda, mas expõe o consumidor a custos de energia elevados caso não controle seu consumo no horário de ponta. A Modalidade Azul, por sua vez, permite uma otimização mais refinada dos custos de demanda, mas exige um gerenciamento ativo da carga. A escolha ótima depende da capacidade do consumidor em modular sua operação para aproveitar as diferenciações de preço, ponderando os custos operacionais dessa flexibilização contra a economia potencial na fatura de energia (UFPEL, 2016).

Os consumidores do Grupo B são, em geral, faturados por uma estrutura monômnia, na qual a cobrança incide predominantemente sobre o consumo de energia (kWh).

- **Modalidade Tarifária Convencional Monômnia:** É a modalidade padrão e mais difundida, na qual se aplica uma tarifa única de consumo de energia (R\$/kWh), cujo valor é constante e independe do horário em que a energia é consumida (ANEEL, 2022c). Sua simplicidade a torna previsível, mas não oferece qualquer incentivo econômico para a adequação do perfil de consumo à disponibilidade do sistema (BRAIDA; SANTOS; FARRET, 2020).
- **Modalidade Tarifária Branca:** Trata-se de uma modalidade opcional que aplica tarifas de energia diferenciadas com base nos três postos tarifários: Ponta (valor mais alto), Intermediário e Fora de Ponta (valor mais baixo) (ANEEL, 2022h). Foi concebida para consumidores com capacidade de concentrar a maior parte de seu consumo nos períodos fora de ponta e intermediário, como em fins de semana, o que pode gerar uma economia significativa em relação à tarifa convencional (ANEEL, 2022h). Esta modalidade não está disponível para consumidores da subclasse residencial baixa renda, beneficiários da Tarifa Social, nem para a classe de iluminação pública (subgrupo B4) (ANEEL, 2022h).

2.2.6 Bandeiras Tarifárias

O sistema de Bandeiras Tarifárias, implementado pela ANEEL em 2015, é um mecanismo que sinaliza mensalmente aos consumidores o custo real e variável da geração de energia elétrica no país (ANEEL, 2021e). É fundamental compreender que as bandeiras não representam um novo imposto ou encargo, mas sim uma forma mais transparente e imediata de repassar custos que, anteriormente, eram incorporados às tarifas apenas no reajuste anual seguinte, de forma menos perceptível ao consumidor (ANEEL, 2022a). O objetivo principal do sistema é fornecer um sinal econômico claro e contemporâneo que incentive o consumo consciente, especialmente em períodos nos quais as condições de geração são desfavoráveis e mais onerosas, como em épocas de estiagem que exigem o acionamento de usinas termelétricas (CELESC, 2019).

O funcionamento do sistema é mensal. Com base em estudos técnicos que avaliam as condições hidrológicas dos reservatórios das hidrelétricas e outros fatores que influenciam o custo de geração, a ANEEL anuncia, ao final de cada mês, a cor da bandeira que vigorará no mês seguinte (ANEEL, 2025a). O sistema é aplicado a todos os consumidores conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) no ambiente de contratação regulado (mercado cativo), com exceção daqueles localizados em sistemas isolados (ANEEL, 2022a).

As bandeiras são divididas em quatro níveis, cada um associado a um custo adicional por quilowatt-hora (kWh) consumido:

- **Bandeira Verde:** Sinaliza condições favoráveis de geração de energia. Neste cenário, a tarifa não sofre nenhum acréscimo (ANEEL, 2022a).
- **Bandeira Amarela:** Indica condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre um acréscimo, que, segundo valores de referência, é da ordem de R\$18,85 para cada MWh consumido (ANEEL, 2022a).
- **Bandeira Vermelha - Patamar 1:** Aponta para condições mais custosas de geração, com o uso mais intenso de termelétricas. O acréscimo na tarifa é maior, na ordem de R\$44,63 por MWh (ANEEL, 2022a).
- **Bandeira Vermelha - Patamar 2:** Representa condições ainda mais críticas e onerosas de geração. Neste patamar, aplica-se o maior valor de acréscimo, da ordem de R\$78,77 por MWh (ANEEL, 2022a).

2.2.7 Reajustes Tarifários

Para garantir que as tarifas se mantenham adequadas ao longo do tempo, cobrindo os custos das concessionárias e sendo justas para os consumidores, a ANEEL realiza dois processos principais de atualização tarifária (ANEEL, 2000).

- **Reajuste Tarifário Anual (RTA):** Ocorre anualmente, na data de aniversário do contrato de concessão de cada distribuidora. O RTA é um processo mais simples, baseado na aplicação de uma fórmula paramétrica prevista no contrato. Seu objetivo é repassar a variação dos custos não gerenciáveis pela empresa (como compra de energia, encargos setoriais e custos de transmissão) e atualizar os custos gerenciáveis pela inflação, descontando um fator de produtividade (Fator X) que compartilha os ganhos de eficiência da empresa com os consumidores (ANEEL, 2000).
- **Revisão Tarifária Periódica (RTP):** É um processo muito mais abrangente e complexo, que ocorre a cada quatro ou cinco anos, dependendo do contrato. Na

RTP, a ANEEL reavalia completamente a estrutura de custos e a base de remuneração da distribuidora. São analisados os investimentos prudentes realizados, os custos operacionais eficientes e os níveis de qualidade do serviço. O objetivo da RTP é reposicionar o nível da tarifa para assegurar a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão e a modicidade tarifária para o ciclo seguinte. É também na RTP que se define o novo Fator X a ser aplicado nos reajustes anuais subsequentes (ANEEL, 2000).

2.3 Mercado Nacional de Energia

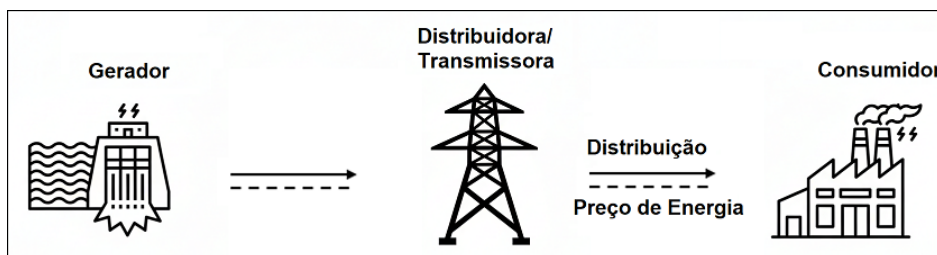
A comercialização de energia elétrica no Brasil não se dá de forma monolítica. Enquanto as seções anteriores detalharam a estrutura tarifária aplicável aos consumidores no ambiente regulado, é fundamental compreender que o mercado nacional é bifurcado. Existem dois grandes segmentos onde as transações de compra e venda de energia são realizadas, cada um com suas próprias regras, participantes e lógicas de funcionamento. Esta divisão é um dos pilares do modelo setorial brasileiro e define as diferentes formas pelas quais os consumidores podem contratar seu suprimento de energia.

2.3.1 Segmentos de Contratação de Energia Elétrica

O modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica se divide em dois ambientes principais: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A coexistência desses dois mercados é uma escolha de política deliberada, que reflete uma transição gerenciada em direção a uma maior liberalização do setor (CRMSE, 2002).

O ACR, também conhecido como Mercado Cativo, ilustrado na Figura 5, é o ambiente onde os consumidores são atendidos pela distribuidora de sua região, sem a possibilidade de escolher o fornecedor de energia (NEOENERGIA, 2024).

Figura 5 – Mercado Cativo



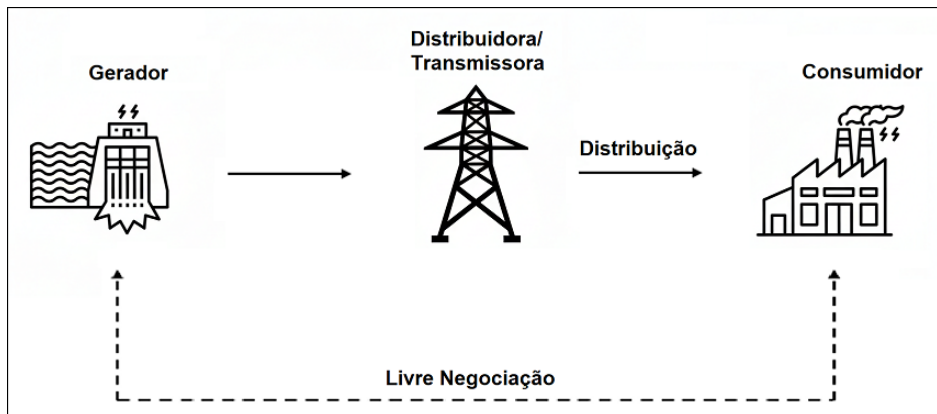
Fonte: Autor

Este segmento abrange a grande maioria dos consumidores brasileiros, incluindo todas as unidades do Grupo B (residenciais, pequenos comércios) e os consumidores do Grupo A que não migraram para o mercado livre.

Neste ambiente, as distribuidoras atuam como intermediárias, comprando a energia necessária para atender todo o seu mercado por meio de leilões centralizados e promovidos pelo Governo Federal, sob a regulação da ANEEL. Os preços da energia são definidos nesses leilões, e os custos são repassados aos consumidores por meio das tarifas reguladas, conforme detalhado na seção 2.2. O ACR foi projetado para garantir a segurança do suprimento e a estabilidade de preços para a massa de consumidores, protegendo-os da volatilidade de um mercado puramente competitivo (BNDES, 2024).

O ACL, ou Mercado Livre de Energia, ilustrado na Figura 6, é o segmento onde a competição é a regra. Nele, os consumidores que atendem a certos requisitos de demanda, chamados de consumidores livres ou especiais, podem escolher de quem comprar sua energia elétrica (BNDES, 2024). Esses consumidores negociam livremente as condições de seus contratos bilaterais diretamente com agentes geradores ou comercializadores.

Figura 6 – Mercado Livre



Fonte: Autor

As principais características do ACL são a liberdade de escolha do fornecedor e a livre negociação de preço, prazo, volume de energia e flexibilidade contratual. Essa liberdade permite que os consumidores busquem melhores condições comerciais e gerenciem seus custos de energia de forma mais ativa e sofisticada (NEOENERGIA, 2024).

Todas as operações realizadas no ACL devem ser registradas na CCEE, que é responsável pela contabilização e liquidação das diferenças entre o que foi contratado e o que foi efetivamente consumido ou gerado. O ACL foi concebido para introduzir os benefícios da concorrência no setor, como a busca por eficiência e preços mais baixos,

especialmente para os grandes consumidores industriais e comerciais, aumentando a competitividade da economia nacional.

A estrutura dual do mercado brasileiro, portanto, representa um equilíbrio entre os princípios de um serviço público regulado e um mercado de commodities competitivo. O ACR oferece proteção e estabilidade para os consumidores menores e menos sofisticados, enquanto o ACL proporciona eficiência e liberdade de escolha para os grandes consumidores. A tendência regulatória tem sido a de expandir gradualmente o acesso ao ACL, reduzindo os limites de demanda para a migração, sinalizando uma trajetória de longo prazo em direção a uma maior liberalização do mercado de energia no Brasil (CRMSE, 2002).

3 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL) EM DETALHES

3.1 Evolução e Marco Regulatório do Mercado Livre no Brasil

A concepção do ACL no Brasil é um componente central da profunda reestruturação pela qual passou o SEB a partir da década de 1990. Este processo visava substituir um modelo estatal e verticalizado por uma estrutura que incentivasse a competição, a eficiência e o investimento privado. O marco legal inaugural desta transformação foi a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabeleceu as normas primordiais para a outorga e prorrogação de concessões e permissões de serviços públicos (BRASIL, 1995).

De particular importância para a criação do mercado livre foram os Artigos 15 e 16 da referida lei, que introduziram a figura jurídica do "Consumidor Livre". Pela primeira vez na história do setor, foi concedida a determinados consumidores, inicialmente aqueles com demanda de carga elevada, a prerrogativa de escolher seu fornecedor de energia elétrica, rompendo com o monopólio regional das concessionárias de distribuição para este segmento específico do mercado (BRASIL, 1995).

A consolidação da nova arquitetura do setor prosseguiu com a promulgação da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Concebida como uma autarquia em regime especial e vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), a ANEEL recebeu a incumbência de regular e fiscalizar as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, atuando como o braço executor e normativo das políticas governamentais para o setor (ANEEL, 2012).

A estrutura de mercado foi posteriormente solidificada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que definiu formalmente os dois ambientes de negociação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde os consumidores cativos são atendidos pelas distribuidoras locais com tarifas reguladas, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde as negociações ocorrem de forma bilateral (ANEEL, 2022b).

Este decreto também regulamentou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) como a entidade privada sem fins lucrativos responsável por viabilizar e gerenciar as operações comerciais em ambos os ambientes, incluindo o registro de contratos e a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (ANEEL, 2022b).

A análise cronológica destes marcos regulatórios revela que a liberalização do mercado não foi um evento singular, mas um processo deliberado e gradual. A

Lei de 1995 criou o conceito de liberdade de escolha, mas com barreiras de entrada significativas, limitando o acesso a um grupo restrito de grandes indústrias. A subsequente criação da ANEEL e da CCEE estabeleceu a governança e a infraestrutura operacional necessárias para gerir um mercado mais complexo.

Ao longo das duas décadas seguintes, diversas resoluções e portarias foram editadas para reduzir progressivamente os limites de demanda exigidos para a migração, permitindo uma expansão controlada do ACL. Esta abordagem gradual permitiu que o sistema (incluindo o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS), os reguladores e os agentes de mercado se adaptassem, desenvolvessem ferramentas e gerenciassem os riscos associados, demonstrando uma estratégia de maturação controlada.

O avanço mais significativo e transformador na história recente do ACL foi a publicação da Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022 (BRASIL, 2022b). Esta portaria representou um ponto de inflexão, determinando em seu Artigo 1º, § 1º, que a partir de 1º de janeiro de 2024, todos os consumidores conectados em média e alta tensão, classificados como Grupo A, poderiam optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional (SIN), independentemente de sua demanda contratada (BRASIL, 2022b).

Esta medida expandiu drasticamente o universo de consumidores elegíveis, com estimativas do MME apontando para um potencial de migração de aproximadamente 106 mil novas unidades consumidoras, o que efetivamente democratizou o acesso ao ACL para indústrias e estabelecimentos comerciais de médio porte (BRASIL, 2022a).

Adicionalmente, a portaria estabeleceu uma condição fundamental para viabilizar essa expansão: consumidores do Grupo A com carga individual inferior a 500 kW que optassem pela migração deveriam ser representados por um agente comercializador varejista perante a CCEE, um mecanismo que simplifica a adesão e a operação para esses novos participantes (BRASIL, 2022b).

Para visualizar essa trajetória de forma clara, a figura 7 a seguir apresenta a linha do tempo dos principais marcos regulatórios que moldaram o Mercado Livre de Energia no Brasil.

Figura 7 – Linha do tempo Mercado Livre



Fonte: Autor

3.2 Vantagens Estratégicas e Desafios da Migração

A decisão de migrar do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) representa uma mudança fundamental na forma como uma empresa gerencia um de seus insumos mais críticos. Essa transição oferece um conjunto de vantagens estratégicas significativas, mas também introduz novos desafios e riscos que devem ser cuidadosamente ponderados.

3.2.1 Vantagens Estratégicas

A principal motivação para a migração ao ACL é a redução de custos com energia elétrica. No ambiente livre, os consumidores podem negociar preços diretamente com geradores e comercializadores, acessando valores frequentemente mais competitivos do que as tarifas reguladas do ACR, que incluem custos e encargos não aplicáveis no ACL (CIESP, 2025). Estudos e dados de mercado demonstram que a economia agregada para os consumidores livres atinge cifras anuais de dezenas de bilhões de reais, permitindo que esses recursos sejam reinvestidos na produtividade e competitividade das empresas (ABRACEEL, 2024).

Associado à economia, está o poder de escolha e negociação. O consumidor deixa de ser um agente passivo sujeito às tarifas da distribuidora local e passa a ter a liberdade de escolher seu fornecedor, bem como de negociar todas as cláusulas contratuais, incluindo preço, prazo, volume, fonte de energia e condições de pagamento, customizando o suprimento de acordo com seu perfil de consumo e planejamento estratégico (CCEE, 2022d).

Essa capacidade de negociação direta conduz a outra vantagem crucial: a previsibilidade orçamentária. Por meio de contratos de médio e longo prazo com preços fixos ou indexados a indicadores predefinidos, as empresas conseguem travar seus custos com energia, protegendo-se da volatilidade dos reajustes tarifários anuais e da aplicação das bandeiras tarifárias no mercado cativo. Isso confere maior estabilidade e segurança ao planejamento financeiro e orçamentário da organização (CIESP, 2025).

Finalmente, a migração ao ACL oferece a vantagem estratégica de alinhar a empresa a metas de sustentabilidade. O ambiente livre permite que o consumidor opte por contratar energia proveniente exclusivamente de fontes renováveis, como eólica, solar e biomassa. Além de contribuir para a redução da pegada de carbono, essa escolha pode gerar um valor de marca significativo, fortalecendo a imagem da empresa como ambientalmente responsável perante clientes, investidores e a sociedade (CIESP, 2025).

3.2.2 Desafios e Riscos

A contrapartida da liberdade e das oportunidades do ACL é a assunção de riscos que, no ACR, são gerenciados e socializados pela distribuidora. O principal desafio é a exposição à volatilidade do mercado, materializada no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Se o consumo real de uma empresa divergir do volume contratado, a diferença (déficit ou superávit) será liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao PLD vigente. Como o PLD pode variar significativamente em função de condições hidrológicas e operacionais do sistema, uma gestão inadequada do balanço energético pode resultar em custos inesperados e elevados (ANEEL, 2007a).

A migração impõe a necessidade de uma gestão ativa e complexa. A energia elétrica deixa de ser uma despesa operacional passiva para se tornar um insumo estratégico que demanda monitoramento contínuo do consumo, gerenciamento de um portfólio de contratos, acompanhamento das tendências de mercado e cumprimento de diversas obrigações junto à CCEE. Essa complexidade exige conhecimento especializado, seja por meio de uma equipe interna ou da contratação de uma consultoria (EDP, 2025a).

Outro ponto de atenção é o risco de contraparte. No ACL, o consumidor está sujeito ao risco de que seu fornecedor de energia não cumpra com as obrigações contratuais, seja por dificuldades financeiras ou operacionais. A ocorrência de inadimplência por parte de comercializadoras no mercado brasileiro ressalta a importância de uma diligência rigorosa na escolha dos parceiros comerciais para garantir a segurança do suprimento (CLUB, 2019).

Adicionalmente, o processo de migração envolve custos de adesão e adequa-

ção. Para atuar na modalidade atacadista, é necessário o pagamento de emolumentos para se associar à CCEE (COMERC, 2022). Independentemente da modalidade, é obrigatória a adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que pode demandar investimentos em novos equipamentos para atender aos requisitos técnicos da CCEE (COMERC, 2022).

Por fim, a migração em massa de consumidores, especialmente após a abertura promovida pela Portaria 50/2022, cria desafios para o planejamento do setor elétrico como um todo, notadamente na previsão de carga e demanda máxima, o que pode ter implicações sistêmicas de longo prazo (ONS; EPE; CCEE, 2024).

A análise conjunta das vantagens e desafios evidencia que a migração para o ACL implica uma transferência de risco do ambiente coletivo e regulado para a esfera individual e de mercado do consumidor. O sucesso nesta transição depende fundamentalmente da capacidade da empresa de gerenciar ativamente esses novos riscos para poder materializar os benefícios potenciais de custo, flexibilidade e sustentabilidade. O Quadro 4, a seguir, resume e contrapõe as principais vantagens estratégicas e os desafios inerentes à migração para o ACL, oferecendo uma visão consolidada para a tomada de decisão.

Quadro 4 – Vantagens e Desafios da Migração para o ACL

Vantagens Estratégicas	Desafios e Riscos
<ul style="list-style-type: none"> • Redução de Custos: Negociação de preços mais competitivos e isenção de certos encargos do mercado cativo. • Liberdade de Escolha e Negociação: Possibilidade de escolher o fornecedor e customizar todas as condições contratuais (preço, prazo, volume). • Previsibilidade Orçamentária: Contratos de longo prazo com preços fixos protegem contra a volatilidade das tarifas reguladas e bandeiras tarifárias. • Sustentabilidade e Marketing: Opção de contratar energia de fontes 100% renováveis, alinhando a empresa a metas ESG e fortalecendo a imagem da marca. 	<ul style="list-style-type: none"> • Exposição à Volatilidade do PLD: Diferenças entre consumo e contratação são liquidadas a preços de mercado voláteis. • Complexidade de Gestão: Necessidade de gerenciamento ativo de contratos, monitoramento de consumo e cumprimento de obrigações na CCEE. • Custos de Adesão e Adequação: Investimentos iniciais para adequação do sistema de medição (SMF) e taxas de associação à CCEE (modelo atacadista).

Fonte: Autor

3.3 Modalidades de Atuação no ACL: Atacadista vs. Varejista

Uma vez elegível para migrar ao Ambiente de Contratação Livre, o consumidor deve optar por uma das duas modalidades de participação e representação perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): atuar como consumidor atacadista ou ser representado por um comercializador varejista (ABRACEEL, 2020). A escolha entre essas modalidades é uma decisão estratégica que define o nível de responsabilidade, complexidade e controle que o consumidor terá sobre suas operações no mercado.

3.3.1 O Consumidor Atacadista

A modalidade atacadista é o modelo tradicional de participação no ACL, na qual o consumidor se associa diretamente à CCEE, tornando-se um agente de mercado pleno (ABRACEEL, 2020). Esta opção é geralmente adotada por grandes consumidores de energia, que possuem equipes internas especializadas e estrutura para gerenciar as complexidades do setor (ENGIE, 2024).

Para atuar como atacadista, o consumidor deve possuir uma demanda contratada igual ou superior a 500 kW (0.5 MW) e concluir com sucesso o processo formal de adesão à CCEE, que inclui habilitação técnica e comercial (CCEE, 2022d). Ao se tornar um agente, o consumidor atacadista assume integralmente todas as obrigações e responsabilidades perante a Câmara, que incluem:

- **Aporte de Garantias Financeiras:** Depositar garantias para cobrir suas exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo (MCP), assegurando a liquidez do sistema.
- **Contribuição Associativa:** Pagar uma taxa mensal à CCEE para custear a operação da Câmara.
- **Participação na Liquidação Financeira:** Ser responsável direto pela liquidação de seus débitos e créditos no MCP.
- **Exposição à Inadimplência:** Participar do rateio das perdas em caso de inadimplência de outros agentes do mercado.
- **Gestão Operacional:** Gerenciar diretamente o registro de seus contratos, a validação de medições e todas as demais interações com os sistemas da CCEE.

3.3.2 O Consumidor Varejista

A modalidade varejista foi estruturada para simplificar o acesso e a participação no ACL, especialmente para consumidores de menor porte ou sem expertise no setor elétrico. Neste modelo, o consumidor não se associa à CCEE, mas contrata um comercializador varejista — um agente da CCEE, seja ele um gerador ou um comercializador habilitado — que o representará perante a Câmara, assumindo todas as suas obrigações (CCEE, 2022a).

A relação do consumidor passa a ser puramente comercial com o varejista, que consolida os custos e emite uma fatura simplificada, abstraindo toda a complexidade regulatória (CCEE, 2022d). A atuação do comercializador varejista foi aprimorada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.081/2023, que estabeleceu regras mais claras sobre contratos, responsabilidades e transparência, visando proteger os consumidores representados (ANEEL, 2023b).

O Quadro 5 apresenta um comparativo que detalha as principais diferenças entre as modalidades atacadista e varejista, auxiliando na compreensão dessa escolha estratégica.

Quadro 5 – Comparativo entre as Modalidades Atacadista e Varejista.

Critério	Consumidor Atacadista	Consumidor Varejista
Relação com a CCEE	Adesão direta como agente de mercado.	Representado por um comercializador varejista; não há adesão direta.
Requisito de Demanda	Demanda contratada \geq 500 kW.	Obrigatório para demanda $<$ 500 kW; opcional para demandas superiores.
Responsabilidade Financeira (Liquidação e Garantias)	Direta do consumidor perante a CCEE.	Do comercializador varejista, que assume o risco perante a CCEE.
Pagamento de Taxas CCEE	O consumidor paga diretamente a contribuição associativa.	A taxa está embutida no serviço prestado pelo varejista.
Complexidade Operacional	Alta. Exige conhecimento técnico para gestão de contratos, medição e obrigações na CCEE.	Baixa. A complexidade é totalmente absorvida pelo comercializador varejista.
Controle sobre a Operação	Total. O consumidor tem acesso direto aos dados e sistemas da CCEE.	Indireto. O controle é exercido através da relação contratual com o varejista.

Fonte: Autor

3.4 A Estrutura do Mercado: Tipos de Energia e Consumidores

A estrutura do Ambiente de Contratação Livre é segmentada com base em duas classificações principais: o tipo de consumidor, definido por sua demanda de energia, e o tipo de energia, definido por sua fonte de geração. Essas classificações determinam as regras de contratação e os benefícios aos quais os agentes têm direito.

3.4.1 Tipos de Consumidores no ACL

No âmbito do ACL, a regulação da ANEEL classifica os participantes em duas categorias principais: o Consumidor Livre e o Consumidor Especial. Essa distinção, que define as regras e as fontes de energia que cada um pode contratar, é detalhada na Resolução Normativa nº 1.000/2021, conforme descrito abaixo:

- **Consumidor Livre:** Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, é o consumidor, atendido em qualquer tensão, que exerceu a opção de compra de energia conforme as condições estabelecidas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995. A principal característica do Consumidor Livre é a prerrogativa de poder contratar energia elétrica de qualquer fonte de geração, seja ela convencional ou incentivada (ANEEL, 2021e).
- **Consumidor Especial:** A mesma resolução define o Consumidor Especial como aquele (ou um conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses) cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que adquire energia sob condições específicas. A restrição fundamental imposta a esta categoria é que ela só pode contratar energia proveniente de fontes incentivadas, como eólica, solar, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) (ANEEL, 2021e).

3.4.2 Tipos de Energia Negociada

A energia comercializada no ACL é classificada em duas categorias principais, que refletem tanto a origem da geração quanto a política de incentivos do setor.

- **Energia Convencional:** Refere-se à energia gerada por fontes já consolidadas na matriz elétrica brasileira, notadamente grandes usinas hidrelétricas (UHE) e usinas termelétricas (movidas a gás natural, carvão, óleo ou nuclear) (ESFERA ENERGIA, 2021). A principal característica comercial da energia convencional é que ela não confere ao seu comprador o direito a descontos nas tarifas de uso da rede elétrica (REPLACE, 2023).

- **Energia Incentivada:** Proveniente de fontes renováveis que o governo busca estimular, como usinas eólicas, solares fotovoltaicas, a biomassa, o biogás e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) (ESFERA ENERGIA, 2021). Para fomentar o desenvolvimento e a competitividade dessas fontes, a legislação criou um benefício econômico direto para quem as utiliza.

3.4.3 O Mecanismo de Incentivo: Desconto na TUSD e TUST

O principal instrumento de fomento à energia de fontes renováveis é a concessão de um desconto percentual sobre as tarifas de uso da infraestrutura de rede. A Lei nº 9.427/1996 estabeleceu que a energia comercializada por empreendimentos de fontes incentivadas faria jus a uma redução de, no mínimo, 50% a ser aplicada sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) (ANEEL, 2024b).

A TUSD e a TUST são as tarifas que remuneram as distribuidoras e transmissoras pela utilização de seus sistemas de fios, postes e subestações para o transporte da energia desde a usina até o consumidor final. Ao contratar energia incentivada, o consumidor adquire o direito a um desconto, que pode ser de 50% ou 100% (dependendo da fonte e da data de outorga da usina), aplicado sobre a parcela da sua fatura correspondente a essas tarifas (CCEE, 2023b).

Este benefício reduz o custo total da energia para o consumidor e, muitas vezes, torna a energia incentivada, mesmo que com um preço de aquisição (R\$/MWh) ligeiramente superior, mais vantajosa economicamente do que a energia convencional. O cálculo e a operacionalização deste desconto são processos complexos, gerenciados pela CCEE e regulados pela ANEEL, para assegurar que o benefício seja corretamente apurado e repassado aos agentes (CCEE, 2023b).

A estrutura de classificação de consumidores e tipos de energia no ACL é, portanto, um reflexo direto da política energética brasileira, que buscou conciliar a liberalização do mercado com o direcionamento de investimentos para uma matriz elétrica mais limpa e diversificada.

3.5 O Papel dos Agentes Intermediários: A Comercializadora

No ecossistema do Ambiente de Contratação Livre, as comercializadoras de energia desempenham um papel central como agentes intermediários, provendo liquidez, expertise e serviços que viabilizam o funcionamento eficiente do mercado. Para operar, estas empresas devem ser devidamente autorizadas pela ANEEL e registradas como agentes na CCEE (GRSOLAR, 2024).

A função primordial de uma comercializadora é atuar na compra e venda de energia elétrica, servindo como uma ponte entre os geradores e os consumidores finais (EDP, 2025b). Elas adquirem grandes montantes de energia de diversas fontes geradoras e os revendem em contratos customizados para atender às necessidades específicas dos consumidores livres e especiais. Ao fazer isso, as comercializadoras absorvem e gerenciam riscos, como o de volume e o de preço, oferecendo produtos mais flexíveis do que seria possível em uma negociação direta entre um único gerador e um único consumidor (EDP, 2025b).

Além da transação de compra e venda, as comercializadoras agregam valor por meio de um portfólio de serviços especializados, que incluem:

- **Gestão de Contratos e de Risco:** Estruturação de contratos que mitiguem a exposição do cliente à volatilidade do PLD e a outros riscos do mercado (EDP, 2025b).
- **Representação na CCEE:** Atuação como comercializador varejista, assumindo todas as responsabilidades burocráticas e operacionais do cliente perante a CCEE, conforme detalhado na seção 3.3.
- **Consultoria e Inteligência de Mercado:** Fornecimento de análises de mercado, projeções de preços e desenvolvimento de estratégias de contratação para otimizar os custos energéticos do cliente a longo prazo (GRSOLAR, 2024).

É fundamental distinguir o papel da comercializadora do papel da distribuidora de energia. A reforma do setor elétrico promoveu a desverticalização, ou seja, a separação das atividades de distribuição (monopólio natural) e de comercialização (atividade competitiva) (ANEEL, 2010a).

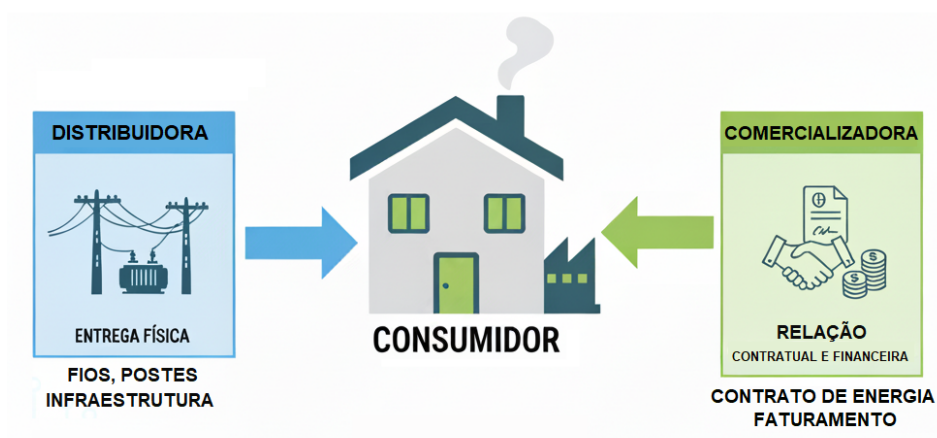
A Distribuidora é a concessionária de serviço público que detém o monopólio da infraestrutura física da rede de distribuição (postes, cabos, transformadores) em uma determinada área geográfica (TTS ENERGIA, 2025). Sua função é a entrega física da energia e a manutenção da qualidade e da continuidade do fornecimento.

Todo consumidor, inclusive aquele no ACL, permanece fisicamente conectado à rede da distribuidora e paga a ela a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) por este serviço (CCEE, 2022d).

A Comercializadora, por outro lado, não possui ativos físicos de rede. Sua atuação é no âmbito contratual e financeiro da energia. Ela negocia a energia, enquanto a distribuidora realiza o seu transporte. Portanto, um consumidor no ACL possui, no mínimo, dois relacionamentos contratuais distintos: um com a distribuidora, para o uso da rede, e outro com a comercializadora (ou gerador), para a compra da energia em si.

A Figura 8 ilustra esquematicamente essa separação de papéis, evidenciando a relação contratual-financeira com a comercializadora e a relação física-operacional com a distribuidora.

Figura 8 – Relações no Mercado Livre: Distribuidora e Comercializadora.



Fonte: Autor

3.6 Mecanismos de Preço e Operação Financeira

A operação do Ambiente de Contratação Livre é regida por complexos mecanismos financeiros e de precificação, gerenciados pela CCEE. A compreensão desses mecanismos é essencial para qualquer agente que atue neste mercado, pois eles determinam o custo das exposições e a liquidação das operações.

3.6.1 O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é a viga mestra do mercado de curto prazo brasileiro. Trata-se do preço, expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), utilizado para valorar as quantidades de energia não cobertas por contratos, ou seja, as diferenças apuradas entre o que foi contratado e o que foi efetivamente gerado ou consumido pelos agentes (BBCE, 2024).

O PLD é calculado diariamente pela CCEE para cada hora do dia subsequente, uma metodologia conhecida como "PLD Horário", implementada em 2021 para refletir com maior precisão as condições do sistema elétrico a cada momento (CCEE, 2025b). O cálculo é realizado para cada um dos quatro submercados do país (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte), podendo haver preços distintos entre eles caso existam restrições na capacidade de transmissão de energia.

A base para o cálculo do PLD é o Custo Marginal de Operação (CMO), que representa o custo da próxima unidade de energia a ser gerada para atender à demanda do sistema (CCEE, 2025b). Esse custo é determinado por uma cadeia de modelos computacionais de otimização energética, operados em conjunto pela CCEE e pelo ONS, que buscam a solução de menor custo para a operação do sistema, considerando um horizonte de longo prazo. Os principais modelos são:

- **NEWAVE:** Modelo de planejamento de médio e longo prazo que otimiza a operação do sistema hidrotérmico para os próximos cinco anos, estabelecendo uma política ótima de uso da água armazenada nos reservatórios (CCEE, 2025b).
- **DECOMP:** Modelo de curto prazo que detalha a estratégia operativa para as próximas semanas, decompondo o problema em estágios semanais e considerando informações mais atualizadas de previsão de aflúências e demanda (CCEE, 2025b).
- **DESSEM:** Modelo de curtíssimo prazo que realiza a otimização diária com discretização horária, considerando restrições operativas detalhadas das usinas e da rede de transmissão para determinar o despacho de geração para cada hora do dia seguinte. O CMO horário calculado pelo DESSEM é a principal entrada para o cálculo do PLD horário (CCEE, 2025b).

A inter-relação entre esses modelos forma uma cadeia de otimização em cascata, na qual o resultado do modelo de horizonte mais longo alimenta o modelo subsequente, cada qual com sua periodicidade de execução. Este fluxo é ilustrado na Figura 9.

Figura 9 – Cadeia de modelos computacionais para o cálculo do PLD



Fonte: CCEE (2025b)

O valor do PLD é influenciado por uma série de fatores inter-relacionados, como o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, a previsão de chuvas, a demanda por energia, a disponibilidade de usinas geradoras e de linhas de transmissão, e o preço dos combustíveis utilizados pelas usinas termelétricas (COPREL ENERGIA, 2025). Em cenários de escassez hídrica, por exemplo, é necessário acionar usinas termelétricas mais caras, o que eleva o CMO e, conseqüentemente, o PLD.

3.6.2 Contabilização e Liquidação na CCEE

Mensalmente, a CCEE executa um processo robusto de contabilização e liquidação financeira para apurar e acertar todas as operações realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) (CCEE, 2025c). Este processo garante a disciplina e a segurança financeira do mercado.

O ciclo operacional pode ser descrito nas seguintes etapas:

1. **Medição:** A CCEE coleta e valida os dados de medição de geração e consumo de todos os pontos conectados ao sistema, fornecidos pelos agentes de medição.
2. **Contabilização:** O sistema da CCEE confronta, para cada agente, o total de energia contratada (registrada nos Contratos de Compra e Venda de Energia) com o total de energia medido (gerado ou consumido). Essa apuração revela se o agente possui um superávit (contratou mais do que consumiu/gerou) ou um déficit (consumiu mais do que contratou) de energia (CCEE, 2025c).
3. **Valoração no MCP:** As diferenças apuradas são valoradas ao PLD médio do período de apuração. Agentes com déficit se tornam devedores no MCP, enquanto agentes com superávit se tornam credores. A CCEE consolida todas essas posições em um resultado multilateral (CCEE, 2025c).
4. **Aporte de Garantias Financeiras:** Para mitigar o risco de inadimplência, os agentes que apresentam uma posição devedora na pré-contabilização são obrigados a depositar garantias financeiras na CCEE antes da data da liquidação (CCEE, 2025e).
5. **Liquidação Financeira:** Em datas predefinidas no calendário da CCEE, ocorre a liquidação financeira. A CCEE atua como câmara de compensação (*clearing house*), recebendo os pagamentos dos agentes devedores e repassando os valores aos agentes credores, concluindo o ciclo mensal de operações do MCP (CCEE, 2014).

3.6.3 Encargos Setoriais no ACL

A migração para o mercado livre não isenta o consumidor do pagamento de encargos setoriais, que são criados por lei para custear políticas públicas e garantir a segurança e o funcionamento do sistema elétrico (GRID ENERGIA, 2025). Embora alguns encargos da tarifa regulada não se apliquem, dois dos mais relevantes para os consumidores livres são o Encargo de Energia de Reserva (EER) e o Encargo de

Serviços do Sistema (ESS), ambos cobrados diretamente pela CCEE.

O EER destina-se a cobrir os custos decorrentes da contratação de usinas de geração de reserva, por meio de leilões específicos. Essa energia de reserva funciona como uma capacidade adicional para aumentar a segurança do fornecimento de energia ao SIN, especialmente em períodos de alta demanda ou baixa hidrologia (CCEE, 2025d). O EER é rateado entre todos os usuários finais de energia do SIN, incluindo os consumidores livres, na proporção de seu consumo (CCEE, 2011).

O ESS cobre os custos incorridos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para manter a confiabilidade, a estabilidade e a segurança da operação do SIN, que não são remunerados pelo preço da energia (PLD). Isso inclui, por exemplo, o despacho de usinas fora da ordem de mérito para resolver restrições de transmissão ou a contratação de serviços ancilares, como o controle de tensão e frequência (CCEE, 2023a). O ESS também é rateado entre os agentes de consumo na proporção da energia consumida (CCEE, 2023a).

3.7 A Jornada de Migração para o Mercado Livre

O processo de transição de um consumidor do ACR para o ACL é uma jornada que envolve múltiplas etapas coordenadas, de natureza contratual, regulatória e técnica. A conclusão bem-sucedida deste processo exige planejamento cuidadoso e interação com a distribuidora local, a CCEE e os agentes de mercado, sendo fundamentalmente orientada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, que consolida as regras de prestação do serviço de distribuição (ANEEL, 2022g).

O ponto de partida formal é a “denúncia do contrato”, uma notificação oficial que o consumidor envia à sua distribuidora local para comunicar a intenção de rescindir o Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER). Conforme o Artigo 133 da referida resolução, essa comunicação deve ser feita com uma antecedência mínima de seis meses em relação à data desejada para a migração, estabelecendo o cronograma para todas as ações subsequentes (ANEEL, 2021d).

Durante o período de seis meses que se segue à denúncia do contrato, o consumidor deve executar duas trilhas de ações em paralelo: uma contratual e outra de habilitação. Na trilha contratual, é imperativo que o consumidor negocie e assine um Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) com um gerador ou comercializador, garantindo que seu suprimento de energia esteja assegurado a partir do primeiro dia de operação no novo ambiente. Simultaneamente, na trilha de habilitação, o consumidor precisa formalizar sua participação na CCEE (CCEE, 2025a).

Este processo se bifurca em duas modalidades: a atuação como agente atacadista, que exige uma adesão direta à CCEE através de um processo formal que inclui

o pagamento de emolumentos e o cumprimento de requisitos técnicos e comerciais; ou a atuação como consumidor varejista, na qual o consumidor contrata um comercializador varejista que o representará perante a CCEE, simplificando significativamente o processo de adesão (CCEE, 2025a).

O pré-requisito técnico indispensável para a migração é a adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), conforme estabelecido no Módulo 5 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL (ANEEL, 2021c). O SMF do mercado livre possui requisitos mais rigorosos para permitir a coleta de dados de consumo em base horária, essencial para a contabilização na CCEE. A responsabilidade técnica e financeira pela adequação da infraestrutura, que pode envolver desde a simples troca de medidores até obras civis mais complexas, é integralmente do consumidor (ANEEL, 2007b).

Apenas após a conclusão e aprovação da adequação do SMF pela distribuidora, a formalização da adesão à CCEE (seja direta ou via varejista) e a vigência do novo contrato de energia, a migração é efetivada. A CCEE então realiza a “modelagem” da unidade consumidora em seus sistemas, oficializando sua entrada no Ambiente de Contratação Livre (ANEEL, 2021d).

3.8 A Importância da Gestão de Energia no ACL

A migração para o ACL representa uma mudança fundamental no paradigma, transformando a energia elétrica de uma despesa passiva em um ativo estratégico que exige gestão ativa e contínua. A própria estrutura do ACL, que permite a livre negociação, transfere para o consumidor a responsabilidade de gerenciar os riscos e as oportunidades inerentes a um ambiente de mercado competitivo (CCEE, 2022d). A ausência de gestão especializada pode expor a empresa à volatilidade de preço e a custos não planejados, o que anularia os potenciais benefícios econômicos da migração. O sucesso da transição depende, portanto, da capacidade da empresa de monitorar e gerenciar ativamente o mercado.

Uma gestão de energia eficaz no ACL se inicia com o monitoramento detalhado e contínuo do consumo, uma vez que a infraestrutura de medição do mercado livre registra os dados em base horária. Essa coleta de dados minuciosa é crucial para uma análise aprofundada do perfil de carga da empresa e para a contratação de volumes de energia mais adequados (ANEEL, 2021c). O gerenciamento ativo envolve a construção e a gestão de um portfólio de contratos, além do cumprimento de uma série de obrigações regulatórias. Para simplificar esse processo, a figura do comercializador varejista permite que os consumidores deleguem essa complexa gestão operacional e de risco a um agente especializado (CCEE, 2022d).

3.9 Adesão ao Mercado Livre de Energia

A adesão de um consumidor do Grupo A ao ACL é um processo formal e regulamentado que se inicia com a decisão estratégica da empresa, mas se materializa através de uma sequência de etapas obrigatórias. O primeiro passo legal é a denúncia do Contrato de Compra de Energia Regulada (CCER), que deve ser comunicada formalmente à distribuidora local com uma antecedência mínima de seis meses, conforme estipulado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021e).

Durante este período de aviso prévio, o consumidor deve, em paralelo, negociar e firmar um novo contrato de fornecimento de energia com um agente gerador ou comercializador no mercado livre, assegurando a continuidade do seu suprimento. O passo seguinte, e um dos mais importantes, é a adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que pode ocorrer de duas formas distintas, dependendo da demanda contratada e da escolha estratégica do consumidor.

Para consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW, é possível optar pela adesão direta como agente atacadista. Este processo, detalhado nos Procedimentos de Comercialização da CCEE, é mais complexo e envolve o pagamento de um emolumento de adesão, a apresentação de uma série de documentos societários e técnicos, e a abertura de uma conta corrente específica para a liquidação financeira (CCEE, 2025a). Esta modalidade confere ao consumidor total controle sobre suas operações, mas também a responsabilidade integral por todas as obrigações perante a CCEE.

Para os consumidores com demanda inferior a 500 kW, a representação por um comercializador varejista é obrigatória, sendo uma opção também para os de maior porte que buscam simplicidade. Neste modelo, o processo de adesão à CCEE é indireto e significativamente simplificado para o consumidor final. A responsabilidade pela interação com a CCEE, incluindo a modelagem da unidade consumidora e o cumprimento de todas as obrigações financeiras e operacionais, é transferida para o agente varejista contratado (ANEEL, 2023a).

Independentemente da modalidade de adesão, a adequação técnica do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é um pré-requisito mandatório, cuja responsabilidade financeira recai sobre o consumidor (ANEEL, 2021b). Somente após a conclusão de todas estas etapas — denúncia do contrato, contratação de energia, adesão à CCEE e adequação do SMF — é que a migração se efetiva, e o consumidor passa a operar plenamente no ACL.

4 ANÁLISE DA MIGRAÇÃO PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

4.1 Metodologia

A presente pesquisa tem por objetivo avaliar a migração do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) – Campus Itajaí do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), por meio de uma metodologia estruturada em quatro fases sequenciais. Os resultados visam embasar tecnicamente a tomada de decisão da instituição.

Inicialmente, é realizada uma análise detalhada da fatura de energia elétrica fornecida pela distribuidora no ACR, da qual são extraídos dados fundamentais como a classe de consumo, o grupo e a modalidade tarifária, a demanda contratada, o consumo, além dos impostos e encargos aplicáveis.

Em seguida, com base nas informações da fatura, é feita a verificação da viabilidade técnica para a migração. Esta etapa avalia se a unidade consumidora atende aos requisitos para ingressar no ambiente livre, considerando a modalidade de contratação — atacado ou varejo — e a tensão de conexão, que deve ser de média ou alta tensão.


Na etapa seguinte, é conduzida uma análise de viabilidade econômica, comparando os custos totais no ACR com os custos estimados no ACL. Para essa avaliação, é utilizado o método do ponto de equilíbrio (*break-even point*), que considera despesas como a compra de energia, as tarifas de transmissão e distribuição, os encargos setoriais e os custos de gestão no mercado livre.

Por fim, é elaborado um estudo de caso para apresentar os resultados de forma concreta. Este estudo inclui cálculos detalhados para quantificar a economia potencial, a viabilidade técnica e econômica, e para comparar os custos de contratação nos dois ambientes.

4.2 Caracterização da Unidade Consumidora

A unidade consumidora selecionada para este estudo de caso é o Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) - Campus Itajaí, situado no município de Itajaí, SC. Informações essenciais para a caracterização desta unidade foram extraídas da sua fatura de energia elétrica, apresentada na Figura 10.

Figura 10 – Fatura de Energia Elétrica



DANF3E - DOCUMENTO AUXILIAR DA NOTA FISCAL DE ENERGIA ELÉTRICA ELETRÔNICA

Av. Itamarati, nº 160 - Bloco A1, B1 e B2
Itacorubi CEP: 88.034-900 - Florianópolis/SC
CNPJ 08.336.783/0001-90

Classificação / Modalidade Tarifária / Tipo de Fornecedor:
PODER PÚBLICO - PODER PÚBLICO FEDERAL - A4 horosazonal verde - TRIFÁSICO

Reservado ao Fisco

NOME: INSTITUTO FEDERAL DE EDUCACAO CIENCIA E TECNOLOGIA
CPF/CNPJ: 11.402.887/0013-02
ENDEREÇO: VEREADOR ABRAHAO JOAO FRANCISCO 3899 CH ITIJ 176 -

UNIDADE CONSUMIDORA
49190042

Cliente: 48331386
Etapa: 44
Grupo/Subgrupo Tensão: A/ A4

NOTA FISCAL Nº 063829400 **SERIE:** 001 **DATA EMISSAO:** 05/10/2025
Consulte Chave de Acesso em:
<https://sat.sef.sc.gov.br/nf3e/consulta>
Chave de Acesso:
4225.1008.3367.8300.0190.6600.1063.8294.0010.1755.3633
Protocolo de Autorização: 3.422.500.037.142.936 - 05/10/2025 às 18:55:0

CEP: 88307-303 **CIDADE:** ITAJAI SC

REFERENCIA	VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
09/2025	25/11/2025	R\$ 16.430,03

Leitura Anterior	Leitura Atual	Dias	Origem da Leitura	Próxima Leitura
31/08/2025	30/09/2025	30	Lida	31/10/2025

Grandezas	Leitura Anterior	Leitura Atual	Total Apurado	HISTÓRICO DE CONSUMO											
				AGO/25	JUL/25	JUN/25	MAI/25	ABR/25	MAR/25	FEV/25	JAN/25	DEZ/24	NOV/24	OUT/24	SET/24
Consumo Fora Ponta	175.254,00	208.452,00	15.935,00	14.120,00	14.978,00	14.721,00	18.142,00	22.160,00	17.999,00	28.496,00	14.033,00	18.519,00	20.820,00	20.290,00	14.839,00
Consumo Ponta	19.409,00	23.313,00	1.874,00	1.451,00	1.635,00	1.611,00	2.037,00	2.582,00	2.035,00	3.384,00	1.116,00	2.142,00	2.367,00	2.381,00	1.690,00
Demanda Fora Ponta	27,00	39,00	75,00	52,00	56,00	56,00	106,00	196,00	121,00	202,00	104,00	150,00	156,00	156,00	77,00
Demanda Ponta	17,00	24,00	46,00	33,00	38,00	38,00	50,00	92,00	68,00	108,00	23,00	98,00	73,00	73,00	48,00
Demanda Reativa Fora Ponta	92,00	138,00	66,00	44,00	49,00	47,00	96,00	160,00	107,00	188,00	79,00	135,00	141,00	136,00	67,00
Demanda Reativa Ponta	59,00	79,00	38,00	28,00	33,00	32,00	43,00	83,00	58,00	96,00	19,00	88,00	64,00	63,00	39,00
Reativo Excedente Fora Ponta	39,00	39,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reativo Excedente Ponta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Informações Técnicas	Valores
Número Medidor	42148100
Constante de Faturamento	0,48
Perdas Transformador (%)	0
Tensão Fornecimento (kV)	23,1

Bandeira Tarifária	Dias
Vermelha - Patamar 2 R\$ 0,078	30

Grandezas Contratadas	Montante
Demanda	120 KW

Demandas	Ponta (PT)	Fora Ponta (FP)
Medida Faturada	46KW	75KW
		120KW

Fonte: Adaptado de CELESC (2025)

A análise da fatura de energia (Figura 10) indica que a unidade consumidora possui elegibilidade para migrar para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Tal potencialidade se deve ao cumprimento de requisitos regulatórios, como o enquadramento no Grupo A, subgrupo A4, e a conexão em nível de média tensão. As principais características da unidade consumidora estão consolidadas no Quadro 6.

Quadro 6 – Características da unidade consumidora

Classificação	Poder Público Federal
Concessionária	Celesc
Estado	SC
Modalidade Tarifária	Horosazonal Verde
Grupo Tarifário	A4
Tensão de Fornecimento (kV)	23,1
Demanda contratada (kW)	120

Fonte: Autor

Os dados de consumo de energia e demanda medida, detalhados na Tabela 1, referem-se ao período de outubro de 2024 a setembro de 2025, com demanda contratada de 120 kW. Observou-se elevada variabilidade na demanda, com média de 118,88 kW e picos significativos, como em fevereiro de 2025 (201,60 kW), ultrapassando em 68% o limite contratual.

Em contrapartida, meses de baixa utilização, como agosto (51,84 kW), representaram menos de 45% da contratada. Esses resultados indicam que o valor contra-

tado é adequado ao perfil de consumo, pois o aumento para cobrir picos ocasionais resultaria em custos fixos desnecessários e maior ociosidade ao longo do ano.

Tabela 1 – Histórico de Consumo e Demanda de Energia

Mês	Consumo Ponta [MWh]	Consumo Fora Ponta [MWh]	Consumo Total [MWh]	Demanda Medida [kW]
set/25	1,874	15,935	17,81	74,88
ago/25	1,451	14,120	15,57	51,84
jul/25	1,635	14,978	16,61	55,68
jun/25	1,611	14,721	16,33	55,68
mai/25	2,037	18,142	20,18	105,60
abr/25	2,582	22,160	24,74	195,84
mar/25	2,035	17,999	20,03	120,96
fev/25	3,384	28,496	31,88	201,60
jan/25	1,116	14,033	15,15	103,68
dez/24	2,142	18,519	20,66	149,76
nov/24	2,367	20,820	23,19	155,52
out/24	2,381	20,290	22,67	155,52
Média	2,051	18,351	20,402	118,88

Fonte: Autor

A Tabela 2 apresenta as tarifas aplicáveis ao consumidor do subgrupo A4, utilizadas na análise de viabilidade. Estes valores foram extraídos da Resolução Homologatória nº 3.511, de 19 de agosto de 2025, e não incluem os impostos ICMS e PIS/COFINS. É importante destacar que a estrutura tarifária para este subgrupo é binômia, composta por duas parcelas distintas de faturamento: a demanda de potência, expressa em R\$/kW, referente à disponibilidade do sistema elétrico contratada, e o consumo de energia, expresso em R\$/MWh, referente ao volume de energia efetivamente utilizado (SILVA, 2025).

Tabela 2 – Tarifas de Aplicação e Base Econômica para o Grupo A

Subgrupo	Modalidade	Posto	Tarifas de Aplicação			Base Econômica		
			TUSD		TE	TUSD		TE
			R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A4 (2,3 a 25kV)	Azul	P	38,06	144,35	483,63	38,14	134,55	497,15
		FP	18,09	144,35	301,23	17,96	134,55	316,14
	NA	18,09	0,00	0,00	17,96	0,00	0,00	
	Verde	P	0,00	1069,41	483,63	0,00	1061,56	497,15
		FP	0,00	144,35	301,23	0,00	134,55	316,14

Fonte: Adaptado da Resolução Homologatória Nº 3.511, de 19 de agosto de 2025

A composição do custo da energia elétrica no mercado cativo é significativamente impactada pela incidência de tributos. Em Santa Catarina, a estrutura tributária para o subgrupo A4 é detalhada na Tabela 3, que discrimina as alíquotas de ICMS e PIS/COFINS vigentes no período analisado nessa pesquisa.

As contribuições federais PIS e COFINS, incidentes na fatura, possuem a finalidade de financiar programas sociais e assistenciais da União. Estas são apuradas de forma não cumulativa sobre o faturamento da distribuidora, sendo este o motivo de sua variação mensal na base de cálculo (PEREIRA, 2025).

Tabela 3 – Detalhamento Mensal dos Tributos

Mês	PIS [%]	COFINS [%]	ICMS [%]
set/25	0,58	2,67	17,00
ago/25	0,31	1,43	17,00
jul/25	0,45	2,06	17,00
jun/25	0,81	3,72	17,00
mai/25	0,94	4,33	17,00
abr/25	1,18	5,46	17,00
mar/25	0,83	3,82	17,00
fev/25	0,54	2,50	17,00
jan/25	0,07	0,35	17,00
dez/24	0,04	0,20	17,00
nov/24	0,42	1,94	17,00
out/24	0,84	3,89	17,00
Média	0,58	2,70	17,00

Fonte: Autor

4.3 Custos no Ambiente Regulado (ACR)

Nesta seção, é realizado o cálculo detalhado dos custos da unidade consumidora do IFSC - Campus Itajaí no ACR. O objetivo é apurar o gasto médio mensal com energia elétrica, estabelecendo a base de comparação para a análise de viabilidade da migração para o ACL, que será abordada na seção seguinte. Os cálculos utilizam os dados de consumo e demanda apresentados na Tabela 1, as tarifas da Celesc vigentes na Tabela 2 e as alíquotas de tributos da Tabela 3.

Primeiramente, é necessário aplicar os tributos (ICMS, PIS/COFINS) sobre as tarifas de energia (TE) e de uso do sistema (TUSD), que são apresentadas na Resolução Homologatória sem impostos. A fórmula para embutir os tributos no valor da tarifa é apresentada na Equação (1) (SILVA, 2025).

$$\text{Tarifa com tributos} = \frac{\text{Tarifa sem tributos}}{(1 - \text{ICMS}) \times (1 - (\text{PIS} + \text{COFINS}))} \quad (1)$$

A partir desses dados, calcula-se o custo da unidade consumidora no ACR, com base na média de consumo dos últimos doze meses, conforme demonstrado na Equação (2) (SILVA, 2025).

$$\begin{aligned} \text{Total}_{ACR} = & (D_{NU} \times TD_{PC}) + (D_L \times TD) + (C_P \times TU_P) + (C_{FP} \times TU_{FP}) \\ & + (C_P \times TE_P) + (C_{FP} \times TE_{FP}) \end{aligned} \quad (2)$$

Sendo:

$Total_{ACR}$	Custo total no ACR (R\$);
D_{NU}	Demanda não utilizada (kW);
TD_{PC}	Tarifa da Demanda com PIS/COFINS aplicados (R\$);
D_L	Demanda Lida (kW);
TD	Tarifa da Demanda com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$);
C_P	Consumo Ponta (MWh);
C_{FP}	Consumo Fora Ponta (MWh);
TU_P	TUSD Ponta com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$);
TU_{FP}	TUSD Fora Ponta com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$);
TE_P	TE Ponta com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$);
TE_{FP}	TE Fora Ponta com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$).

A Equação (2) permite a elaboração da Tabela 4, na qual se apresenta o custo total médio do consumidor no ACR, considerando uma demanda contratada de 120 kW.

Tabela 4 – Custo Médio do Consumidor no Mercado Cativo

Dados do Faturamento	Faturado	Tarifa sem Imposto	Tarifa com Imposto	Valor
Demanda Não Utilizada	1,12 kW	R\$ 18,09	R\$ 18,70	R\$ 20,94
Demanda Lida	118,88 kW	R\$ 18,09	R\$ 22,53	R\$ 2.678,37
TUSD - Ponta	2,051 MWh	R\$ 1.069,41	R\$ 1.332,14	R\$ 2.732,22
TUSD - Fora Ponta	18,351 MWh	R\$ 144,35	R\$ 179,81	R\$ 3.299,69
TE - Ponta	2,051 MWh	R\$ 483,63	R\$ 602,44	R\$ 1.235,60
TE - Fora Ponta	18,351 MWh	R\$ 301,23	R\$ 375,23	R\$ 6.885,85
Total Distribuidora				R\$ 16.852,67

Fonte: Autor

4.4 Custos no Ambiente Livre (ACL)

Compreender as alterações na estrutura de custos é um passo fundamental antes de calcular os gastos de um consumidor no ACL. A migração de ambiente implica uma mudança significativa no faturamento: no mercado regulado, o consumidor

recebe uma única fatura da distribuidora local; no ACL, ele passa a administrar, no mínimo, duas faturas distintas (SILVA, 2025).

A primeira fatura é emitida pela distribuidora e corresponde à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), referente ao transporte da energia. A segunda é a fatura de compra de energia, que é paga diretamente à comercializadora com quem foi firmado o contrato. Caso o consumidor decida contratar um serviço de gestão de energia, haverá um custo adicional (SILVA, 2025).

A composição de custos também varia conforme a modalidade de participação no mercado livre:

- **Consumidores Varejistas:** Para estes, alguns contratos de energia já englobam todos os encargos setoriais. Em outros casos, os encargos não estão inclusos e devem ser pagos separadamente pelo consumidor (SILVA, 2025).
- **Consumidores Atacadistas:** Além de arcarem com as faturas da distribuidora e da energia contratada, são obrigados a pagar os encargos setoriais, a contribuição associativa à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a participar da Liquidação das Diferenças (SILVA, 2025).

Outro ponto crucial na análise é a escolha do tipo de energia a ser contratada no Mercado Livre de Energia (MLE) por Consumidores Especiais. Esta classe, ao migrar para o ACL, precisa optar pela Energia Incentivada, que é aquela gerada a partir de fontes renováveis (eólica, solar, biomassa ou PCHs) conforme a Lei n° 9.427/1996 e regulamentações da ANEEL.

O incentivo legal se traduz em um desconto obrigatório nas tarifas de uso da rede (TUSD/TUST), sendo que a intensidade desse desconto define as modalidades disponíveis:

- **Energia Incentivada 50% (I5):** Concede 50% de desconto sobre a TUSD/TUST. Esta modalidade é tipicamente associada a usinas de maior porte dentro do limite incentivado (por exemplo, usinas entre 1.000 kW e 30.000 kW (SILVA, 2025)).
- **Energia Incentivada 100% (I1):** Oferece 100% de desconto sobre a TUSD/TUST. O desconto máximo é um incentivo robusto destinado a empreendimentos de menor porte, como micro e minigeração distribuída ou PCHs com critérios específicos, visando maior estímulo à sua viabilidade econômica (SILVA, 2025).

A diferença principal para o consumidor, portanto, reside no percentual do benefício tarifário, que é determinado pelo critério de enquadramento da usina geradora. No mercado, a energia I5 possui maior liquidez, com um número superior de fornecedores e contratos, o que pode levar a preços mais competitivos para a componente

Energia (R\$/MWh). Em contrapartida, a energia I1 costuma apresentar um custo mais alto, devido à sua menor oferta e ao benefício do desconto máximo na TUSD (SILVA, 2025).

A decisão entre as duas modalidades depende fundamentalmente do perfil de consumo. Para grandes consumidores, o impacto do desconto de 100% da I1 na TUSD compensa o preço mais elevado da energia. Contudo, para consumidores com um consumo menor, a energia I5 tende a ser mais viável economicamente, pois o impacto do desconto integral na TUSD é menor e o custo mais baixo da energia resulta em uma maior economia total (SILVA, 2025).

A apuração dos custos totais para o consumidor no ACL, que fundamenta este estudo, baseou-se em premissas específicas. Primeiramente, considerou-se uma demanda contratada de 120 kW, atrelada a um contrato de energia incentivada (I5). Adicionalmente, o preço da energia foi fixado em R\$ 212,75/MWh, valor referenciado no boletim da curva Forward da plataforma Dcide (2025). Partindo dessas definições e utilizando a média de consumo registrada nos últimos 12 meses, o cálculo dos custos no ACL é realizado por meio da Equação (3) (SILVA, 2025).

$$Total_{ACL} = (D_{NU} \times TD_{PC/2}) + (D_L \times TD_{/2}) + (C_P \times TU_{PL_{\frac{A}{2}+B}}) + (C_{FP} \times TU_{FPLB}) + (C_T \times PE) + (Per \times PE) + (ICMS_E) + (G) \quad (3)$$

Sendo:

$Total_{ACL}$	Custo total no ACL (R\$);
D_{NU}	Demanda não utilizada (kW);
$TD_{PC/2}$	Tarifa da Demanda com PIS/COFINS aplicados, com desconto de 50% (R\$);
D_L	Demanda Lida (kW);
$TD_{/2}$	Tarifa da Demanda com ICMS e PIS/COFINS aplicados, com desconto de 50% (R\$);
C_P	Consumo Ponta (MWh);
C_{FP}	Consumo Fora Ponta (MWh);
$TU_{PL_{\frac{A}{2}+B}}$	TUSD Ponta Livre = Parcela A com desconto de 50%, somado a Parcela B. Nesse resultado é aplicado ICMS e PIS/COFINS (R\$);
TU_{FPLB}	TUSD Fora Ponta Livre = Parcela B com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$);
C_T	Consumo Total = $C_P + C_{FP}$ (MWh);
PE	Preço da Energia (R\$);
Per	Perdas do sistema = 3% do C_T (MWh);
$ICMS_E$	ICMS Energia = $(PE \times (C_T + Per) \times ICMS \times \left(\frac{1}{(1-ICMS)}\right))$ (R\$);
G	Gestão (R\$).

Os resultados referentes ao custo total do consumidor no ACL, calculados conforme a Equação (3), estão consolidados na Tabela 5.

Tabela 5 – Custo Médio do Consumidor no Mercado Livre

Dados do Faturamento	Faturado	Tarifa sem Imposto	Tarifa com Imposto	Valor
Demanda Não Utilizada	1,12 kW	R\$ 9,04	R\$ 9,35	R\$ 10,47
Demanda Lida	118,88 kW	R\$ 9,04	R\$ 11,26	R\$ 1.338,58
TUSD - Ponta	2,051 MWh	R\$ 679,05	R\$ 845,87	R\$ 1.734,88
TUSD - Fora Ponta	18,351 MWh	R\$ 144,35	R\$ 179,81	R\$ 3.299,69
Energia	20,402 MWh	R\$ 212,75		R\$ 4.340,52
Perdas (3%)	0,612 MWh	R\$ 212,75		R\$ 130,20
ICMS Energia	20,402 MWh			R\$ 915,69
Gestão				R\$ 300,00
Total Distribuidora				R\$ 12.069,71

Fonte: Autor

4.5 Ponto de Equilíbrio

A metodologia do ponto de equilíbrio, ou *break-even point* (BEP), é utilizada para determinar o limiar de viabilidade econômica da migração. Este indicador define o ponto exato de equilíbrio financeiro, no qual não ocorrem prejuízos nem lucros. No contexto da migração para o Mercado Livre, o BEP representa o valor máximo que pode ser pago pela energia no ACL, de forma que o custo total se equipare ao do Mercado Cativo, sem gerar perdas financeiras. O primeiro passo para este cálculo, que consiste em apurar os custos da distribuidora no ACL, é apresentado na Equação (4) (SILVA, 2025).

$$TotalDist_{ACL} = (D_{NU} \times TD_{PC/2}) + (D_L \times TD_{/2}) + (C_P \times TU_{PL_{\frac{A}{2}+B}}) + (C_{FP} \times TU_{FPLB}) \quad (4)$$

Sendo:

$TotalDist_{ACL}$	Custo total distribuidora no ACL (R\$);
D_{NU}	Demanda não utilizada (kW);
$TD_{PC/2}$	Tarifa da Demanda com PIS/COFINS aplicados, com desconto de 50% (R\$);
D_L	Demanda Lida (kW);
$TD_{/2}$	Tarifa da Demanda com ICMS e PIS/COFINS aplicados, com desconto de 50% (R\$);
C_P	Consumo Ponta (MWh);
C_{FP}	Consumo Fora Ponta (MWh);
$TU_{PL_{\frac{A}{2}+B}}$	TUSD Ponta Livre = Parcela A com desconto de 50%, somado a Parcela B. Nesse resultado é aplicado ICMS e PIS/COFINS (R\$);
TU_{FPLB}	TUSD Fora Ponta Livre = Parcela B com ICMS e PIS/COFINS aplicados (R\$).

Após a definição dos custos fixos com a distribuidora no ACL, detalhados na Equação (4), inicia-se o cálculo do Ponto de Equilíbrio (BEP).

Primeiramente, é preciso isolar o montante financeiro (em R\$) que o consumidor teria disponível para a compra de energia no ACL, de forma que seu custo total se iguale ao do ACR. Para isso, utiliza-se a Equação (5), onde a variável A representa esse “orçamento” disponível para a energia. Esse valor é obtido subtraindo-se os custos fixos do ACL (o custo da distribuidora $TotalDist_{ACL}$ e o custo de Gestão G) do custo total que o consumidor possuía no ACR ($Total_{ACR}$). O resultado é então multiplicado pelo fator $(1 - ICMS)$ para se obter o valor líquido, livre de impostos.

$$A = (Total_{ACR} - TotalDist_{ACL} - G) \times (1 - ICMS) \quad (5)$$

Paralelamente, deve-se calcular o montante total de energia (em MWh) que o consumidor precisará de fato adquirir, representado pela variável B . Esse volume não é apenas o seu consumo total (C_T), mas deve incluir também as perdas do sistema ($\%Per$) que são de responsabilidade do consumidor no ACL, conforme demonstra a Equação (6).

$$B = (C_T) \times (1 + \%Per) \quad (6)$$

Por fim, com o “orçamento” líquido disponível (A) e o “volume” total de energia (B) definidos, calcula-se o Ponto de Equilíbrio (BEP) através da Equação (7). O resultado dessa divisão é o preço máximo (em R\$/MWh) que o consumidor pode pagar no contrato de energia do ACL para que a operação seja financeiramente equivalente ao custo que possuía no mercado cativo.

$$BEP = \frac{A}{B} \quad (7)$$

Sendo:

$Total_{ACR}$	Custo total no ACR (R\$);
$TotalDist_{ACL}$	Custo total distribuidora no ACL (R\$);
C_T	Consumo Total = $C_P + C_{FP}$ (MWh);
G	Gestão (R\$);
$ICMS$	ICMS aplicado (%);
$\%Per$	Perdas do sistema em %;
BEP	<i>Break-even point</i> ou Ponto de Equilíbrio (R\$).

A Tabela 6 consolida os resultados do BEP para a unidade consumidora, calculados a partir da Equação (7). Os valores indicam o preço máximo que a energia

no ACL pode atingir para que seu custo se equipare financeiramente ao do Mercado Cativo. A análise é segmentada pelos diferentes patamares de Bandeiras Tarifárias, evidenciando como o limiar de viabilidade da migração se altera com o aumento dos custos no ACR.

Tabela 6 – Limiar de Viabilidade (BEP) por Bandeira Tarifária

Bandeiras	Break-even [R\$/MWh]
Verde	401,65
Amarela	420,57
Vermelha 1	446,45
Vermelha 2	480,72

Fonte: Autor

A análise do Ponto de Equilíbrio na Tabela 6 estabeleceu o preço-teto que o IFSC poderia pagar pela energia. Contudo, para uma análise de viabilidade robusta, não basta analisar o cenário presente; é preciso garantir que o preço de mercado da energia se mantenha abaixo desse teto ao longo do tempo.

Para isso, a Tabela 7 detalha a projeção do custo da energia para os próximos anos. O valor de partida para 2025 é o R\$ 212,75/MWh, preço de mercado referenciado no boletim da curva Forward da plataforma Dcide (conforme utilizado na Tabela 5). A projeção para os anos subsequentes é indexada pela projeção do IPCA, conforme dados fornecidos pela Instituição Fiscal Independente (IFI, 2025).

Tabela 7 – Projeção do Preço de Energia

Ano	IPCA [% no ano]	Preço [R\$/MWh]
2025	-	212,75
2026	4,31	221,91
2027	4,11	231,04
2028	3,56	239,26
2029	3,00	246,44

Fonte: Autor

A comparação entre os resultados da Tabela 6 e da Tabela 7 valida, de forma inequívoca, a viabilidade da migração. O Limiar de Viabilidade (BEP) no cenário mais conservador (Bandeira Verde) é de R\$ 401,65/MWh. Este valor-teto é 88,8% superior ao preço de partida da energia (R\$ 212,75/MWh) em 2025.

Mais importante, a projeção demonstra que, mesmo ao final do período de cinco anos, o preço da energia atingiria R\$ 246,44/MWh. Este valor futuro ainda se mantém significativamente abaixo do BEP (R\$ 401,65/MWh). Esta diferença substancial entre o preço-teto e o preço de mercado projetado é a “margem de segurança”

da operação. Ela indica que, mesmo em futuras contratações, há uma flexibilidade considerável para absorver aumentos de preço sem comprometer os benefícios financeiros da migração, garantindo que a transição para o MLE é uma decisão vantajosa e segura no longo prazo.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após a detalhada análise de custos e a definição do ponto de equilíbrio no capítulo anterior, este capítulo consolida os resultados da viabilidade econômica da migração do IFSC - Campus Itajaí para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O objetivo é apresentar os cenários de economia e, em seguida, discutir as implicações estratégicas, os riscos e os benefícios que essa transição representa para a gestão orçamentária e energética da instituição.

5.1 Análise Econômica Comparativa e Projeções

A análise desenvolvida no Capítulo 4 quantificou os custos médios da unidade consumidora em ambos os ambientes. O custo médio mensal no ACR, considerando o histórico de consumo e as tarifas da distribuidora no cenário de Bandeira Verde, foi apurado em R\$ 16.852,67. Em contrapartida, o custo simulado no ACL, na modalidade varejista, com a contratação de energia incentivada (I5), totalizou R\$ 12.069,71.

A comparação direta desses valores revela uma economia mensal imediata de R\$ 4.782,96, o que representa uma redução de 28,38% nas despesas com energia elétrica. Este cenário-base, no entanto, utiliza a Bandeira Tarifária Verde, o panorama mais otimista no ACR.

Para uma análise de sensibilidade robusta, é fundamental avaliar o impacto das demais bandeiras tarifárias (Amarela, Vermelha 1 e Vermelha 2) no potencial de economia, visto que elas não incidem sobre o consumidor no ACL. A Tabela 8 detalha a economia mensal e percentual em cada um dos cenários, mantendo o custo do ACL fixo e utilizando os custos do ACR fornecidos para esta simulação.

Tabela 8 – Comparativo de Custos Mensais e Economia (ACR vs. ACL) por Bandeira Tarifária

Cenário (ACR) Bandeiras	Custo Total ACR (R\$)	Custo Total ACL (R\$)	Economia Mensal (R\$)	Economia (%)
Verde	16.852,67	12.069,71	4.782,96	28,38
Amarela	17.331,73	12.069,71	5.262,02	30,36
Vermelha 1	17.986,90	12.069,71	5.917,19	32,90
Vermelha 2	18.854,55	12.069,71	6.784,84	36,00

Fonte: Autor

Os dados da Tabela 8 demonstram que a atratividade da migração é acentuada em cenários de geração desfavoráveis (Bandeiras Amarela e Vermelha), elevando

a economia potencial para 36,00%. Isso evidencia não apenas a redução de custos, mas um importante ganho em previsibilidade orçamentária, protegendo a instituição pública da volatilidade tarifária do ACR.

Para avaliar a sustentabilidade dessa economia no longo prazo, foi realizada uma projeção de 5 anos (2025-2029), conforme detalhado na Tabela 9. Esta projeção utiliza os preços de energia do ACL indexados anualmente pela projeção do IPCA (conforme Tabela 7) e compara-os com o custo estático do ACR no cenário de Bandeira Verde (o mais conservador).

Tabela 9 – Projeção de Economia Anual no ACL (2025-2029)

Ano	Preço Energia (R\$/MWh)	Total ACL Anual (R\$)	Total ACR Anual (R\$)	Economia Anual (R\$)
2025	212,75	144.836,52	202.232,04	57.395,52
2026	221,91	147.623,44	202.232,04	54.608,60
2027	231,04	150.397,29	202.232,04	51.834,75
2028	239,26	152.894,66	202.232,04	49.337,38
2029	246,44	155.076,06	202.232,04	47.155,98
Economia Total				R\$ 260.332,23

Fonte: Autor

A projeção indica uma economia acumulada superior a R\$ 260 mil em cinco anos. A análise do Ponto de Equilíbrio (BEP) realizada no Capítulo 4 corrobora essa robustez: o preço-teto de R\$ 401,65/MWh (em Bandeira Verde) é 88,8% superior ao preço de energia contratado em 2025 (R\$ 212,75/MWh). Essa expressiva “margem de segurança” confirma que a migração não é apenas viável, mas uma decisão financeira segura e vantajosa para o IFSC Campus Itajaí.

5.2 Riscos e Benefícios Potenciais para a Gestão do Campus

A migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) transcende uma simples troca contratual. Ela representa uma mudança fundamental no paradigma de gerenciamento de um insumo crítico para a instituição, o que introduz um novo conjunto de riscos e benefícios potenciais para a administração do campus, tanto na esfera orçamentária quanto na energética.

O principal benefício potencial para a gestão orçamentária do IFSC Itajaí é a previsibilidade. No Ambiente Regulado (ACR), o custo da energia é volátil e reativo, sujeito às flutuações mensais das Bandeiras Tarifárias. A migração permite que a instituição troque essa incerteza por um custo fixo, negociado em contrato. Para um

órgão público, que opera com orçamentos anuais definidos, essa capacidade de travar custos representa um ganho estratégico inestimável.

O risco, em contrapartida, é transferido da esfera regulatória (ANEEL) para a esfera de mercado: a gestão do campus assume a responsabilidade de monitorar o mercado e negociar os futuros contratos de energia, expondo-se ao risco de firmar renovações em momentos de alta de preços. Do ponto de vista da gestão energética (operacional), a migração expõe um risco imediato que, paradoxalmente, gera o maior benefício de longo prazo.

O perfil de consumo do campus, caracterizado por elevada variabilidade e picos de demanda que superam significativamente o valor contratado, é um padrão que no ACR é gerenciado de forma passiva, através do pagamento de multas por ultrapassagem. No ACL, as penalidades contratuais por descasamento entre o contratado e o medido são substancialmente mais rigorosas. Este risco operacional exige que a instituição adote uma postura de gestão ativa.

A migração cria, pela primeira vez, um incentivo financeiro direto e inadiável para que a administração do campus analise criticamente seu próprio consumo, investigue as causas dos picos de demanda e implemente medidas de eficiência energética ou de deslocamento de cargas. Portanto, a viabilidade da migração está condicionada a essa mudança de postura. Os riscos são gerenciáveis, e o benefício não é apenas financeiro, mas estratégico, ao induzir a eficiência operacional e a maturidade na gestão energética da própria instituição.

6 CONCLUSÃO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso teve como objetivo central a análise da viabilidade técnica e econômica da migração do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC) - Campus Itajaí do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A metodologia partiu da caracterização da unidade consumidora, confirmando sua elegibilidade técnica para a migração por se enquadrar no Grupo A, subgrupo A4, com fornecimento em média tensão. Subsequentemente, foi realizado um comparativo de custos detalhado, contrapondo os dispêndios atuais no mercado cativo com uma simulação de custos no ACL, neste estudo optando-se pela modalidade varejista com contratação de energia incentivada (I5).

Os resultados quantitativos demonstram, de forma inequívoca, a viabilidade econômica da transição. A análise comparativa revelou um potencial de economia imediata de 28,38% no cenário-base (Bandeira Verde), correspondendo a uma redução mensal de R\$ 4.782,96 nos custos de energia da instituição. Esta atratividade é acentuada em cenários de geração mais onerosos para o ACR, como o acionamento da Bandeira Vermelha Patamar 2, onde a economia potencial da migração alcançaria 36,00%. A projeção de longo prazo (2025-2029), que estimou uma economia acumulada superior a R\$ 260 mil, reforça a solidez da decisão.

A robustez da migração foi corroborada pela análise do ponto de equilíbrio (BEP), que determinou o preço-teto de R\$ 401,65/MWh (Bandeira Verde). Este limiar de viabilidade é 88,8% superior ao preço de energia de mercado (R\$ 212,75/MWh) utilizado na simulação para 2025, configurando uma ampla “margem de segurança” para a operação. Para além da economia direta, o estudo identificou um benefício estratégico crucial para a gestão pública: a previsibilidade orçamentária. Ao migrar para o ACL, a instituição troca a volatilidade mensal das bandeiras tarifárias por custos fixos e negociados em contrato, um ganho de gestão inestimável para um órgão que opera com orçamentos anuais definidos.

Contudo, a pesquisa também identificou que o sucesso da migração está condicionado a uma mudança no paradigma de gerenciamento energético do campus. O perfil de consumo da instituição, marcado por alta variabilidade e picos de demanda que ultrapassam o montante contratado, representa um risco operacional no ACL, onde as penalidades por descasamento entre o contratado e o medido são substancialmente mais rigorosas. Este risco, paradoxalmente, revela-se um benefício estratégico de longo prazo: a migração cria um incentivo financeiro direto e inadiável para que a administração do campus adote uma gestão ativa, investigue as causas dos picos de consumo e implemente medidas de eficiência energética.

Conclui-se, portanto, que a migração do IFSC Campus Itajaí para o Ambiente de Contratação Livre não é apenas uma decisão financeira comprovadamente viável e vantajosa, mas também um vetor de modernização da gestão. A transição representa uma oportunidade para a instituição otimizar seus recursos públicos, garantir previsibilidade orçamentária e, fundamentalmente, induzir a eficiência operacional e a maturidade no gerenciamento de seus recursos energéticos.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. *Você sabe como funciona o Mercado Livre de Energia?* 2020. Disponível em: <https://abraceel.com.br/clipping/2020/09/voce-sabe-como-funciona-o-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 30 set. 2025. 44

ABRACEEL. *Mercado livre de energia gera economia recorde de R\$ 48 bilhões para consumidores em 2023.* 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/press-releases/2024/03/mercado-livre-de-energia-gera-economia-recorde-de-r-48-bilhoes-para-consumidores-em-2023/>. Acesso em: 30 set. 2025. 41

ANEEL. *Nota Técnica nº 025/2000-SRE/ANEEL.* 2000. Documento de referência da Audiência Pública nº 007/2000, sobre os "Conceitos Econômicos para Reajuste e Revisão Tarifária". 35, 36

ANEEL. *Nota Técnica nº 001/2007-SRT/ANEEL.* 2007. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=847&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=/html/pp/visualizar.jsp. Acesso em: 30 set. 2025. 42

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 5 - Sistemas de Medição.* 2007. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=1263&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=/html/pp/visualizar.jsp. Acesso em: 4 out. 2025. 53

ANEEL. *Por Dentro da Conta de Luz.* 2008. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Download?codigoArquivo=179040&tipoMidia=0>. Acesso em: 27 ago. 2025. 22

ANEEL. *Nota Técnica nº 360/2010-SRE-SRD/ANEEL: Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica.* 2010. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=26242&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=/html/pp/visualizar.jsp. Acesso em: 2 out. 2025. 48

- ANEEL. *Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010*. 2010. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 09 set. 2025. 30
- ANEEL. *ANEEL aprova novas regras para o Setor Elétrico*. 2012. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/noticias_area/dsp_detalheNoticia.cfm?idNoticia=6278&idAreaNoticia=1. Acesso em: 27 set. 2025. 39
- ANEEL. *Nota Técnica nº 0041/2017-SGT/ANEEL*. 2017. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017761_Proret_Submod_3_4A_v1.pdf. Acesso em: 4 set. 2025. 27, 28
- ANEEL. *Análise de Impacto Regulatório referente à revisão do Submódulo 2.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret*. 2018. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2018sn_srd_2.pdf. Acesso em: 5 set. 2025. 27, 28, 29
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20212904_2.pdf. Acesso em: 14 ago. 2025. 22, 23
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 5 - Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura*. 2021. Disponível em: <http://www.cerpro.com.br/publico/arquivos/prodist/Modulo5.pdf>. Acesso em: 4 out. 2025. 54
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 5 – Sistemas de Medição e Procedimentos de Leitura*. 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_5_v7.pdf. Acesso em: 4 out. 2025. 53
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021*. 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.dme-pc.com.br/images/arquivos/Normas/Resolucao_Normativa_ANEEL_1000_DE_7_DE_DEZEMBRO_DE_2021.pdf. Acesso em: 4 out. 2025. 52, 53
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 09 set. 2025. 30, 31, 34, 46, 54
- ANEEL. *Bandeiras Tarifárias*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 13 set. 2025. 34, 35
- ANEEL. *Mercado*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>. Acesso em: 27 set. 2025. 39
- ANEEL. *Modalidades Tarifárias*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 13 set. 2025. 33, 34
- ANEEL. *Nota Técnica nº 157/2022-SGT/ANEEL*. 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221048_Proret_Submod_7_3_V2_5.pdf. Acesso em: 4 set. 2025. 26

- ANEEL. *Nota Técnica nº 158/2022-SGT/ANEEL*. 2022. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_7_1_V2_7.pdf. Acesso em: 5 set. 2025. 27, 33
- ANEEL. *Postos Tarifários*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 13 set. 2025. 31, 32
- ANEEL. *Resolução 1000 da Aneel: seus direitos sobre energia elétrica agora num só lugar*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/campanhas/resolucao-1000-da-aneel-seus-direitos-sobre-energia-eletrica-agora-num-so-lugar-2022>. Acesso em: 4 out. 2025. 52
- ANEEL. *Tarifa Branca*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>. Acesso em: 13 set. 2025. 32, 33, 34
- ANEEL. *Tarifas*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas>. Acesso em: 25 ago. 2025. 26
- ANEEL. *ANEEL aprova norma que aprimora a comercialização varejista a partir da flexibilização dos requisitos de migração para o ACL*. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova-norma-que-aprimora-a-comercializacao-varejista-a-partir-da-flexibilizacao-dos-requisitos-de-migracao-para-o-ambiente-de-contratacao-livre>. Acesso em: 4 out. 2025. 54
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 1.081, DE 12 DE DEZEMBRO DE 2023*. 2023. Altera a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, para estabelecer que o consumidor do Grupo A possa ser representado por comercializador varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231081.html>. Acesso em: 30 set. 2025. 45
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2024. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp2024496_2.pdf. Acesso em: 14 ago. 2025. 25
- ANEEL. *Subsídios de TUSD e TUST para fontes incentivadas: ANEEL abre consulta pública sobre a aplicação do desconto em novas outorgas*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/subsidios-de-tusd-e-tust-para-fontes-incentivadas-aneel-abre-consulta-publica-sobre-a-aplicacao-do-desconto-em-novas-outorgas>. Acesso em: 2 out. 2025. 47
- ANEEL. *Calendário de acionamento de bandeiras tarifárias para 2025 já está disponível*. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/calendario-de-acionamento-de-bandeiras-tarifarias-para-2025-ja-esta-disponivel>. Acesso em: 13 set. 2025. 35
- ANEEL. *Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro*. 2025. Disponível em: <https://ead.aneel.gov.br/ava-aneel-ws/instituicao/aid/conteudo/modulo/12/mod1/uni2/slide02.html>. Acesso em: 14 ago. 2025. 24
- BBCE. *PLD: o que é, como funciona e como é calculado?* 2024. Disponível em: <https://www.bbce.com.br/o-que-e-pld/>. Acesso em: 4 out. 2025. 49
- BNDDES. *Energia Elétrica*. 2024. Disponível em: <https://hubdeprojetos.bndes.gov.br/pt/setores/Energia-Eletrica>. Acesso em: 25 set. 2025. 37

BRAIDA, V.; SANTOS, L. L. C. dos; FARRET, F. A. Metodologia para avaliação da implementação da tarifa branca e da geração distribuída pelos consumidores rurais de baixa tensão. *Anais da Sociedade Brasileira de Automática*, v. 2, n. 1, 2020. 31, 32, 34

BRASIL. *LEI Nº 9.074, DE 7 DE JULHO DE 1995*. 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm. Acesso em: 27 set. 2025. 39

BRASIL. *Conheça as instituições do Setor Elétrico Brasileiro e as competências de cada uma*. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma>. Acesso em: 14 ago. 2025. 23

BRASIL. *Portaria do MME permite que consumidores tenham liberdade de escolha e melhores preços*. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/portaria-do-mme-permite-que-consumidores-tenham-liberdade-de-escolha-e-melhores-precos>. Acesso em: 27 set. 2025. 40

BRASIL. *PORTARIA NORMATIVA Nº 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022*. 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-de-setembro-de-2022-432279937>. Acesso em: 27 set. 2025. 40

CCEE. *Perguntas Frequentes Relativas à Contratação de Energia de Reserva*. 2011. Versão de 20 jan. 2011. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CC EE_046437. Acesso em: 4 out. 2025. 52

CCEE. *Procedimentos de Comercialização: Submódulo 5.2 - Liquidação no mercado de curto prazo*. 2014. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=34597&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=/html/pp/visualizar.jsp. Acesso em: 4 out. 2025. 51

CCEE. *FAQ - Comercializador Varejista*. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919440/FAQ%20-%20Comercializador%20Varejista.docx/0a670215-81b5-ddf1-c1dc-f8c97631ab40>. Acesso em: 30 set. 2025. 45

CCEE. *Governança Corporativa*. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/governanca>. Acesso em: 14 ago. 2025. 25

CCEE. *InfoMercado Quinzenal - Edição de 30/12/2022*. 2022. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_069924. Acesso em: 4 set. 2025. 26

CCEE. *Mercado Livre (ACL)*. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado-livre-acl>. Acesso em: 30 set. 2025. 41, 44, 45, 48, 53

- CCEE. *Procedimentos de Comercialização: Módulo 5 - Mercado de Curto Prazo, Submódulo 5.2 - Liquidação no mercado de curto prazo*. 2023. Versão 2023.3.0. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_10.pdf. Acesso em: 4 out. 2025. 52
- CCEE. *Regras de Comercialização: Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST*. 2023. Versão 2023.3.0. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_15.pdf. Acesso em: 2 out. 2025. 47
- CCEE. *Adesão*. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>. Acesso em: 4 out. 2025. 52, 53, 54
- CCEE. *Conceitos de Preços*. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em: 4 out. 2025. 49, 50
- CCEE. *Contabilização e Liquidação*. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/contabilizacao>. Acesso em: 4 out. 2025. 51
- CCEE. *Energia de Reserva*. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/energia-de-reserva>. Acesso em: 4 out. 2025. 52
- CCEE. *Liquidação Financeira*. 2025. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/liquidacao>. Acesso em: 4 out. 2025. 51
- CELESC. *Bandeiras Tarifárias*. 2019. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 13 set. 2025. 34
- CEOTTO, B. N. *Migração para o mercado livre de energia: estudo de caso do campus da Praia Vermelha da Universidade Federal Fluminense*. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal Fluminense, Niterói. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/25876>. Acesso em: 04 ago. 2025. 17, 18
- CEZAR, G. A. M. *Análise de viabilidade da migração da Universidade Federal da Integração Latino Americana para o mercado livre de energia elétrica*. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia) – Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Infraestrutura e Território, Universidade Federal da Integração Latino-Americana, Foz do Iguaçu. Disponível em: <https://dspace.unila.edu.br/bitstreams/5b039f79-6162-4083-b2bc-0815802f7c47/download>. Acesso em: 04 ago. 2025. 17, 18
- CIESP. *Mercado Livre de Energia Elétrica: Saiba mais sobre suas vantagens e como o CIESP pode ajudar na migração*. 2025. Disponível em: <https://www.ciesp.com.br/noticias/mercado-livre-de-energia-eletrica-saiba-mais-sobre-suas-vantagens-e-como-o-ciesp-pode-ajudar-na-migracao>. Acesso em: 30 set. 2025. 41, 42
- CLUB, G. *GRI Club Infra debate governança do mercado livre de energia*. 2019. Disponível em: https://news.griinstitute.org/pt/infraestrutura/gri-club-infra-debate-governanca-do-mercado-livre-de-energia_466. Acesso em: 30 set. 2025. 42

COMERC. *Migração para o mercado livre de energia: como fazer e vantagens*. 2022. Disponível em: <https://www.comerc.com.br/panorama/migracao-mercado-livre-energia>. Acesso em: 30 set. 2025. 43

COPREL ENERGIA. *PLD: o que é e como impacta o mercado livre de energia?* 2025. Publicado em 25 jul. 2023. Disponível em: <https://coprelenergia.com.br/pld-o-que-e-e-como-impacta-o-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 4 out. 2025. 50

COSTA, C. S.; OLIVEIRA, E. L. d.; SOUSA, J. C. d. *O mercado brasileiro de Energia Elétrica Livre: um estudo de caso na indústria de Shopping Center sob a ótica da gestão eficiente dos recursos financeiros*. 2019. Publicado na Id on Line Revista Multidisciplinar e de Psicologia, v. 13, n. 46, p. 277-305. Disponível em: <https://idonline.emnuvens.com.br/id/article/viewFile/1877/2859>. Acesso em: 04 ago. 2025. 18

CRMSE. *Relatório de Progresso 2*. 2002. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=b0d5c219-ec17-11f0-9e39-48e73fd19641&groupId=36131. Acesso em: 25 set. 2025. 36, 38

CUBEROS, F. *A atuação do estado no setor elétrico brasileiro: uma análise sob a ótica da teoria da regulação*. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia)) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-07112008-095055/publico/Dissertacao_de_Mestrado_Fabio_Cuberos_Ed_Rev_Final.pdf. Acesso em: 14 ago. 2025. 24

DCIDE. *Dcide: Especialistas em Mercado Livre de Energia*. 2025. Disponível em: <https://www.dcide.com.br/>. Acesso em: 8 nov. 2025. 61

EDP. *Como saber a hora de migrar para o Mercado Livre de Energia?* 2025. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/migrar-para-o-mercado-livre-de-energia/>. Acesso em: 30 set. 2025. 42

EDP. *O que faz uma comercializadora de energia?* 2025. Disponível em: <https://solucoes.edp.com.br/blog/comercializadora-de-energia/>. Acesso em: 2 out. 2025. 48

ENERGISA. *Setor Elétrico Brasileiro*. 2022. Disponível em: <https://ri.energisa.com.br/setor-eletrico-brasileiro/>. Acesso em: 04 set. 2025. 24, 27, 30

ENGIE. *Comercializador varejista e atacadista: qual a diferença?* 2024. Disponível em: <https://www.alemnaenergia.engie.com.br/mercado-livre/comercializador-varejista-x-atacadista/>. Acesso em: 30 set. 2025. 44

EPE. *Quem Somos*. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>. Acesso em: 14 ago. 2025. 25

ESFERA ENERGIA. *Consumidor Livre x Consumidor Especial: qual a diferença?* 2021. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/consumidor-livre-especial>. Acesso em: 2 out. 2025. 46, 47

- FILHO, A. C. S. R. *Análise da Viabilidade da Migração para o Mercado Livre de Energia em Órgãos Públicos: Uma Perspectiva Baseada em Estudo de Caso*. 2025. Publicado em Lumen et Virtus, v. XVI, n. XLV, p. 1263-1274. Publicado em 21 fev. 2025. Disponível em: <https://periodicos.newsciencepubl.com/LEV/article/download/3488/4435/13268>. Acesso em: 04 ago. 2025. 18, 19
- FILHO, C. C. M. M. *Análise de viabilidade de migração para o mercado livre de energia: um estudo de caso das unidades consumidoras do Grupo A da Secretaria da Saúde do Estado do Ceará*. 2021. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/61917>. Acesso em: 04 ago. 2025. 19
- GRID ENERGIA. *Encargos de Energia de Reserva e Segurança do Sistema*. 2025. Disponível em: <https://gridenergia.com.br/encargos-de-energia-de-reserva-e-seguranca-do-sistema/>. Acesso em: 4 out. 2025. 51
- GRSOLAR. *O que é e como funciona uma comercializadora de energia?* 2024. Disponível em: <https://grsolarenergia.com.br/o-que-e-e-como-funciona-uma-comercializadora-de-energia/>. Acesso em: 2 out. 2025. 47, 48
- IFI. *Projeções IFI*. 2025. Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/ifi/dados/arquivos/projecoes-ifi/view>. Acesso em: 8 nov. 2025. 64
- LIMA, G. A. R. *Mercado livre de energia: um estudo de caso*. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/53056>. Acesso em: 04 ago. 2025. 19
- MME. *Tarifa de Energia Elétrica*. 2020. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia-eletrica>. Acesso em: 25 ago. 2025. 26
- MME. *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico - Dezembro/2022*. 2022. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=9bee76f6-3e82-e360-1b6e-ff82e03dc0ad&groupId=36090. Acesso em: 4 set. 2025. 26
- NEOENERGIA. *Caminho da energia elétrica: da geração à distribuição*. 2024. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/w/caminho-da-energia-eletrica-da-geracao-a-distribuicao>. Acesso em: 25 set. 2025. 36, 37
- OLIVEIRA, D. R. *Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre*. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Disponível em: <https://mobile.repositorio.ufsc.br/handle/123456789/203159>. Acesso em: 04 ago. 2025. 18
- OLIVEIRA, F. J. A. d. o. *O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga*. São Paulo: Artliber, 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigital/DocumentosEPublicacoes/O%20Planejamento%20da%20Operacao%20Energ%C3%A9tica%20no%20Sistema%20Interligado%20Nacional%20conceitos,%20modelagem%20matem%C3%A1tica,%20previs%C3%A3o%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20carga.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2025. 22

ONS. *O que é o ONS*. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 14 ago. 2025. 25

ONS, O. N. do S. E.; EPE, E. de P. E.; CCEE, C. de Comercialização de E. E. *Projeção de Carga Global de Demanda Máxima Considerando os Efeitos da Portaria Normativa Nº 50/2022*. 2024. Nota Técnica ONS DPL 0119/2024; Nota Técnica NT-EPE-DEA-SEE-009/24; Nota Técnica CCEE 26137/2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-690/NT-%20Portaria%2050_vers%C3%A3o_publica%C3%A7%C3%A3oFINAL3%201.pdf. Acesso em: 30 set. 2025. 43

PEREIRA, V. V. *Análise de viabilidade econômica da migração da unidade consumidora Reitoria II da UFSC para o mercado livre de energia*. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/264160/TCC_Victor.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 4 out. 2025. 58

REPLACE. *Energia Incentivada: o que é, como funciona e quais as vantagens?* 2023. Disponível em: <https://replaceconsultoria.com.br/blog/energia-incentivada/>. Acesso em: 2 out. 2025. 46

REVELY, J. B. *Análise de viabilidade para migração para o mercado livre de energia elétrica*. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/item/002807064>. Acesso em: 04 ago. 2025. 19

ROSNER, M. *Atrasos em processos de migração ao ACL: causas, efeitos e análise crítica*. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Disponível em: <https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/2004/Massimo%20Rosner%20-%20TCC.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 04 ago. 2025. 19

SANTOS, M. T. *Impacto da geração distribuída na tarifa de energia elétrica: uma análise para diferentes classes de consumo*. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2023. Disponível em: <https://www.ppgeet.uff.br/site/wp-content/uploads/2023/10/Dissertacao-MARESSA-TUPONI-SANTOS.pdf>. Acesso em: 4 set. 2025. 26

SILVA, É. C. C. *Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de Migração para o Mercado Livre de Energia de um Consumidor Industrial de Médio Porte*. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/264182/TCC_Ál'millyn_Cristina_Caon_Silva.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 4 out. 2025. 57, 58, 59, 60, 61, 62

SILVA, J. L. d. O. *Estudo da viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE campus Recife*. 2022. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Pernambuco, Garanhuns. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/815>. Acesso em: 04 ago. 2025. 17, 18, 19

TTS ENERGIA. *O papel fundamental das distribuidoras no sistema de distribuição de energia*. 2025. Disponível em: <https://ttsenergia.com.br/blog/papel-fundamental-das-distribuidoras-no-sistema-de-distribuicao-de-energia/>. Acesso em: 2 out. 2025. 48

UFPEL. *Adequação do Sistema Tarifário*. 2016. Disponível em: <https://wp.ufpel.edu.br/proben/acoes-e-resultados/adequacao-do-sistema-tarifario/>. Acesso em: 13 set. 2025. 34