



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**EDILANNY SOARES DOS SANTOS
SARA JANE ASSUNÇÃO SILVA**

**ESTUDO DE CASO: MIGRAÇÃO DO INSTITUTO FEDERAL DO TOCANTINS
(IFTTO) - *CAMPUS* PALMAS DO MERCADO CATIVO PARA O AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE**

PALMAS - TO
2025

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO TOCANTINS
CAMPUS PALMAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

EDILANNY SOARES DOS SANTOS
SARA JANE ASSUNÇÃO SILVA

**ESTUDO DE CASO: MIGRAÇÃO DO INSTITUTO FEDERAL DO TOCANTINS
(IFTO) - *CAMPUS* PALMAS DO MERCADO CATIVO PARA O AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel (a) em Engenharia Elétrica pelo Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus Palmas.

Orientador: Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Coorientador: Dr. Augusto Cesar dos Santos

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins

S237e Santos, Edilanny Soares Dos
ESTUDO DE CASO: MIGRAÇÃO DO INSTITUTO FEDERAL DO
TOCANTINS (IFTO) - CAMPUS PALMAS DO MERCADO CATIVO
PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE / Edilanny Soares Dos
Santos, Sara Jane Assunção Silva. – Palmas, TO, 2025.
89 p. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) –
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus
Palmas, Palmas, TO, 2025.

Orientador: Dr. Fábio Lima de Albuquerque
Coorientador: Dr. Augusto Cesar Dos Santos

1. ACL. 2. Comercialização. 3. Consumo. I. Silva, Sara Jane Assunção.
II. Albuquerque, Fábio Lima de III. Santos, Augusto Cesar Dos. IV. Título.

CDD 621

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins de estudo e
pesquisa, desde que citada a fonte.

Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos pelo(a)
autor(a).

EDILANNY SOARES DOS SANTOS
SARA JANE ASSUNÇÃO SILVA

**ESTUDO DE CASO: MIGRAÇÃO DO INSTITUTO FEDERAL DO TOCANTINS
(IFTO) - CAMPUS PALMAS DO MERCADO CATIVO PARA O AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
como requisito parcial para obtenção do Título
de Bacharel(a) em Engenharia Elétrica do
Curso Superior de Bacharelado em Engenharia
Elétrica do Instituto Federal de Educação,
Ciência e Tecnologia do Tocantins, *Campus*
Palmas.

Aprovado em: 02/ 09/ 2025.

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **FABIO LIMA DE ALBUQUERQUE**
Data: 08/09/2025 09:54:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque
(Orientador)

Documento assinado digitalmente
 **AUGUSTO CESAR DOS SANTOS**
Data: 09/09/2025 11:40:59-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Augusto Cesar dos Santos
(Coorientador)

Documento assinado digitalmente
 **ANTONIO MARCELINO DA SILVA FILHO**
Data: 09/09/2025 10:29:45-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Antonio Marcelino da Silva Filho

Documento assinado digitalmente
 **ESTER AGAR SANTOS NORONHA**
Data: 08/09/2025 08:37:51-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Eng. Esp. (Ester Ágar Santos Noronha)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente deixamos um versículo em Jeremias 19.11-13 que esteve em nossos corações durante toda nossa trajetória “Porque sou eu que conheço os planos que tenho para vocês, diz o Senhor, planos de fazê-los prosperar e não de causar dano, planos de dar a vocês esperança e um futuro. Então vocês clamarão a mim, virão orar a mim, e eu os ouvirei. Vocês me procurarão e me acharão quando me procurarem de todo o coração.”

Externamos nossa eterna gratidão ao Deus criador dos céus e da terra, que em toda a trajetória foi e continua sendo nosso sustento e esperança, fortalecendo a fé para seguir em frente mesmo quando parece impossível prosseguir. A Ele, toda a gratidão pela sabedoria, saúde, bençãos, coragem e força concedidas ao longo desta caminhada.

Aos nossos parentes, agradecemos pela compreensão nos momentos de ausência, pelo incentivo constante e por nos apoiar mesmo diante dos obstáculos.

Gostaríamos de expressar sincera gratidão ao nosso orientador Fábio Albuquerque e ao coorientador Augusto Cesar, pela orientação e apoio inestimáveis ao longo da jornada do TCC. Seus conhecimentos, paciência e dedicação foram importantes para o desenvolvimento e a conclusão deste trabalho.

Aos colegas e amigos, agradecemos pela parceria, incentivo e apoio ao longo desta caminhada acadêmica. As conversas, conselhos e momentos de descontração tornaram o processo mais tranquilo e motivador, contribuindo não apenas para a realização deste trabalho, mas também para o crescimento pessoal e profissional. Registramos nosso sincero reconhecimento a Samantha Falcão pela contribuição das informações de mercado, que foram primordiais para o complemento do presente trabalho.

Ao IFTO - *Campus* Palmas que proporcionou essa oportunidade de crescimento profissional e pessoal. Agradeço aos servidores, professores e colaboradores que, com dedicação e compromisso, contribuíram para a nossa formação acadêmica e para o enriquecimento desta jornada.

RESUMO

A abertura gradual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), marcado por transformações regulatórias e pelo avanço da abertura de mercado, tem ampliado as possibilidades de participação dos consumidores no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Com o atual modelo de mercado em expansão, o consumidor passa a ter maior autonomia no ACL, podendo escolher o tipo de contrato, o fornecedor de energia e os prazos de fornecimento, o que amplia a flexibilidade e favorece negociações mais adequadas ao seu perfil de consumo. Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo analisar a viabilidade técnica, econômica e regulatória da migração do Instituto Federal do Tocantins (IFTO) – *Campus* Palmas, atualmente enquadrado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para o ambiente livre de energia elétrica. A pesquisa foi desenvolvida a partir do levantamento do perfil de consumo da instituição entre 2022 e 2025, e assim fez as projeções de tarifas dos anos de 2026 a 2030, contemplando dados de demanda contratada (540 kW), consumo em ponta e fora ponta, aplicação das tarifas da distribuidora local e comparações com propostas de comercializadoras de energia. Através disso, foram analisados critérios para a migração ao ACL, como a flexibilidade contratual (50% a 100% do consumo), a definição de prazos adequados (até 4 anos, evitando riscos de mudanças bruscas) e a avaliação dos encargos da CCEE, buscando maior transparência nos custos finais de energia.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulado, Comercialização, Consumo, IFTO - *Campus* Palmas.

ABSTRACT

The gradual opening of the Brazilian Electricity Sector (SEB), marked by regulatory transformations and the advancement of market liberalization, has expanded the possibilities for consumer participation in the Free Contracting Environment (ACL). With the current market model in expansion, consumers gain greater autonomy in the ACL, being able to choose the type of contract, the energy supplier, and the supply terms, which increases flexibility and enables negotiations more aligned with their consumption profile. This undergraduate thesis aims to analyze the technical, economic, and regulatory feasibility of the migration of the Federal Institute of Tocantins – Palmas campus, currently framed in the Regulated Contracting Environment (ACR), to the free energy market. The research was developed based on the institution's consumption profile between 2022 and 2025, and subsequently projected tariffs for the years 2026 to 2030, considering contracted demand (540 kW), on-peak and off-peak consumption, application of local distribution tariffs, and comparisons with proposals from energy traders. Through this analysis, criteria for migration to the Free Contracting Environment (ACL) were assessed, such as contractual flexibility (50% to 100% of consumption), the definition of adequate contract terms (up to 4 years, to mitigate the risks of sudden changes), and the evaluation of CCEE charges, aiming at greater transparency in the final energy costs.

Keywords: Free Contracting Environment, Regulated Contracting Environment, Commercialization, Consumption, IFTO – Campus Palmas.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 — Estrutura do Setor Elétrico	16
Figura 2 — Agentes que compõem o mercado de energia.....	23
Figura 3 — Processo de contratação regulada	24
Figura 4 — Processo de contratação livre.....	26
Figura 5 — Exposição no Mercado de Energia.....	28
Figura 6 — Funções de custos e componentes tarifários da TE.....	30
Figura 7 — Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	31
Figura 8 — Porcentagem do valor final da energia elétrica	33
Figura 9 — Bandeiras Tarifárias	34
Figura 10 — Tarifa Horária Verde	36
Figura 11 — Tarifa Horária Azul	36
Figura 12 — Consumo Mensal de Energia do IFTO durante o ano de 2019 até 2023	39
Figura 13 — Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	46
Figura 14 — Controlador Universal Solar View.....	48
Figura 15 — Índices Curva <i>Forward</i> para contratos a curto prazo.....	63
Figura 16 — Índices Curva <i>Forward</i> para contratos a longo prazo.....	63
Figura 17 — Encargos referentes a EER e ESS do período de 2013 a 2023	65
Figura 18 — Variação Meta da Taxa Selic (% a.a.) no Período de 2015 a 2025.....	70
Figura 19 — Retorno da BTG em relação a solicitação de proposta de migração ao ACL...	76
Gráfico 1 — Comparativo da demanda contratada e consumida F. Ponta em 2022.....	52
Gráfico 2 — Comparativo da demanda contratada e consumida F. Ponta em 2023	53
Gráfico 3 — Comparativo da demanda contratada e consumida F. Ponta em 2024	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Redução progressiva da demanda mínima para acesso ao ACL	26
Tabela 2 — Limites mínimos e máximos do PLD e custo do déficit de energia	29
Tabela 3 — Agentes que compõem o mercado de energia	33
Tabela 4 — Subgrupo do grupo A e sua tensão de fornecimento	35
Tabela 5 — Subgrupo do grupo B e sua tensão de fornecimento	37
Tabela 6 — Valor Presente Líquido	45
Tabela 7 — Consumo e demanda em horário ponta do IFTO dos anos de 2022 a 2024	50
Tabela 8 — Consumo e demanda em horário fora ponta em 2022	51
Tabela 9 — Consumo e demanda em horário fora ponta em 2023	53
Tabela 10 — Consumo e demanda em horário F. Ponta em 2024	54
Tabela 11 — TUSD dos anos de 2022 a 2025.....	55
Tabela 12 — TE dos anos de 2022 à 2025	56
Tabela 13 — Tributos para os anos de 2022 a 2025.....	56
Tabela 14 — Projeção da TE para os anos de 2026 a 2030	58
Tabela 15 — Projeção da TUSD para os anos de 2026 a 2030.....	58
Tabela 16 — Projeção dos tributos para os anos de 2026 a 2030	59
Tabela 17 — Valor da TE para os anos de 2026 a 2030	59
Tabela 18 — Valor da TUSD para os anos de 2026 a 2030.....	60
Tabela 19 — Valor final da fatura de energia no ACR para os anos de 2026 a 2030.....	60
Tabela 20 — Valor da TUSD no ACL para energia incentivada no período de 2026 a 2030	61
Tabela 21 — Custos dos encargos referentes à CCEE	66
Tabela 22 — Projeção custos de energia no ACL.....	66
Tabela 23 — Diferença de preços entre o ACR e o ACL	67
Tabela 24 — Custo inicial da migração	68
Tabela 25 — Ponto de Equilíbrio Tarifário	68
Tabela 26 — Fluxo de Caixa e Valor Presente Líquido – Cenário Analisado	69
Tabela 27 — Proposta da Comercializadora Comerc.....	71
Tabela 28 — Proposta Clarke Energia preço fixo	74
Tabela 29 — Proposta Clarke Energia Desconto garantido	75

LISTA DE SIGLAS

ABRACEEL – Associação Brasileira de Comercializadores de Energia

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ASMAE – Administradora do Mercado Atacadista de Energia

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCER – Contrato de Compra de Energia Regulada

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EUSD – Encargos de Uso do Sistema de Distribuição

EUST – Encargos de Uso do Sistema de Transmissão

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IFTO – Instituto Federal do Tocantins

MME – Ministério de Minas Energia

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIS – Programa de Integração Social

RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

SMF – Sistema de Medição para Faturamento

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TE – Tarifa de Energia

UCM – Unidade de Coleta de Medição

VPL – Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

kW — Quilowatt

kWh — Quilowatt-hora

MW — Megawatt

MWh — Megawatt-hora

R\$ — Reais

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	<i>Problemática.....</i>	13
1.2	<i>Justificativa.....</i>	13
1.3	<i>Objetivos.....</i>	14
1.3.1	Objetivo Geral.....	14
1.3.2	Objetivos Específicos.....	14
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	<i>Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)</i>	15
2.1.1	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	16
2.1.2	Ministério de Minas e Energia (MME).....	17
2.1.3	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).....	17
2.1.4	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	17
2.1.5	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	18
2.1.6	Operador Nacional do Sistema (ONS).....	18
2.1.7	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	19
2.1.7.1	Geração de energia.....	19
2.1.7.2	Transmissão de energia.....	20
2.1.7.3	Distribuição.....	20
2.1.7.4	Consumo	20
2.2	<i>Evolução do Mercado Livre de Energia no Brasil</i>	21
2.3	<i>Mercado de Energia Elétrica no Brasil.....</i>	22
2.3.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	23
2.3.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	25
2.3.2.1	Consumidores Livres:	27
2.3.2.2	Consumidores Especiais:	27
2.3.3	Mercado de Curto Prazo (MCP)	27
2.3.4	Preço da Liquidação das Diferenças - PLD	28
2.4	<i>Tarifa de energia elétrica</i>	30
2.4.1	Bandeiras Tarifárias	34
2.4.2	Modalidades Tarifárias	34
3	METODOLOGIA.....	37
3.1	<i>Contextualização.....</i>	37
3.2	<i>Descrição do consumidor</i>	38
3.3	<i>Cálculos Tarifários</i>	39
3.3.1	Cálculos tarifários do ACR.....	40
3.3.2	Cálculos tarifários do ACL	42
3.3.3	Projeções	43

3.4	<i>Break-even point</i>	43
3.5	<i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	44
4	PROCESSO PARA MIGRAÇÃO AO ACL	45
4.1	<i>Sistema Fotovoltaico e a mudança do IFTO para Zero Grid</i>	45
4.2	<i>Encerramento de contrato com a concessionária local</i>	48
4.3	<i>Banco Custodiante</i>	49
4.4	<i>Sistema de Medição de Faturamento (SMF)</i>	49
4.5	<i>Perfil de consumo e demanda contratada do consumidor</i>	50
4.6	<i>Valores das Tarifas TE e TUSD no ACR</i>	55
4.7	<i>Tributos no ACR</i>	56
4.8	<i>Projeções de Tarifas no ACR</i>	57
4.9	<i>Custos totais no ACR</i>	59
4.10	<i>Valores das Tarifas TUSD no ACL</i>	61
4.11	<i>Preços no Mercado Livre de Energia</i>	62
4.12	<i>Tributos no Mercado Livre de Energia</i>	64
4.13	<i>Aplicação dos Indicadores BEP, VPL</i>	67
5	PROPOSTAS DE COMERCIALIZADORAS	70
5.1	<i>Proposta Comerc</i>	71
5.2	<i>Proposta da Clarke Energia</i>	73
5.3	<i>Proposta da BTG</i>	76
6	RESULTADOS	77
6.1	<i>Estratégia de contratação de energia</i>	77
7	Conclusões	78
	REFERÊNCIAS	80

1 INTRODUÇÃO

Os gastos com eletricidade estão cada vez maiores, principalmente quando se discute o tema no âmbito das Instituições de ensino, onde o consumo chega a níveis consideráveis para orçamentos cada vez mais limitados. Esse fato faz com que esses centros de educação busquem providências para a redução desses custos. Diante disso, o Ambiente de Contratação Livre (ACL) surge como uma das estratégias para diversificar os meios de distribuição e o uso da energia elétrica (Silva, 2022).

A tarifação de energia elétrica imposta pelo governo é uma realidade iminente nas contas que chega para o consumidor final. Esse processo de obrigatoriedade em pagar impostos e ter o valor de consumo determinados pela ANEEL por meio de leilões, está em funcionamento desde muito tempo e ainda é presente nos dias atuais. Porém com a necessidade de melhoria devido às crises que os governos passaram, precisou-se fazer uma reestruturação no setor elétrico brasileiro para amenizar os ocorridos. A criação de organizações, entidades, normas, regulamentações e diretrizes, alavancou o setor para o atual modelo de mercado de energia.

Anteriormente, os critérios para se tornar um consumidor livre de energia era apenas para consumidores com demanda contratada mínima de 2.000kW. Todavia, em 2022 o Ministério de Minas e Energia (MME) soltou a Portaria nº 50, prevendo a abertura do mercado livre de energia em janeiro de 2024 para todos os consumidores do Grupo A, atendidos com demanda mínima contratada de 30 kW, conforme está descrito na Tabela 1. Essa redução ampliou o número de consumidores a aderir a esse modelo de mercado.

A cada ano mais unidades consumidoras migram para o ACL, refletindo a crescente atratividade desse mercado. Em outubro de 2024, por exemplo, a migração de consumidores livres alcançou um crescimento de 50% em relação aos últimos 18 meses, demonstrando os benefícios percebidos na mudança para o ACL (ABRACEEL, 2024). Além disso, a CCEE (2025a) realizou um estudo de cenário de mercado em que até junho de 2025 poderia ocorrer um aumento de 26,3% comparado ao ano anterior, o que representaria mais de 13,8 mil unidades consumidoras concluindo os processos de ingresso no mercado livre de energia.

Este estudo, fundamentado em dados históricos de consumo, simulações de custos no ACL e no ACR, e nas projeções tarifárias e regulatórias vigentes, busca identificar a viabilidade econômica e operacional da migração do IFTO – *Campus* Palmas para o mercado livre de energia, apresentando os benefícios e os cuidados necessários para sua implementação.

Diante desse cenário, tornou-se essencial a realização de um estudo de caso sobre a viabilidade da migração do Instituto Federal do Tocantins (IFTTO) - *campus* Palmas para o

mercado livre de energia. Esse estudo contribuiu para entender melhor os principais desafios que a Instituição enfrenta nesse processo e avaliar os possíveis benefícios econômicos da adesão ao ACL.

1.1 Problemática

Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL, 2022), a permanência no mercado cativo de energia, onde as tarifas são definidas pelas distribuidoras, limita a capacidade de negociação e torna o consumo mais oneroso. Esse impacto é evidente no Instituto Federal do Tocantins (IFTO) – *Campus* Palmas, que enfrenta altos custos com eletricidade, comprometendo uma parcela significativa do orçamento institucional, limitada pelo valor determinado pela concessionária local. Nesse cenário, a busca por redução de custos e eficiência energética, destaca a necessidade de alternativas que permitam uma gestão que traga maior previsibilidade dos gastos com energia elétrica na Instituição.

Tendo em vista que o Ambiente de Contratação Livre existe há vários anos e, atualmente, tem ganhado ainda mais impulso, nota-se uma certa resistência por parte de instituições públicas, devido aos desafios regulatórios, técnicos e financeiros. Esses desafios estão ligados também às leis Federais, Estaduais e Municipais, às quais estão sujeitas. Além disso, existe a necessidade de estudos aprofundados para assegurar que a migração seja viável e benéfica a longo prazo (UNICAMP, 2019).

Essa inércia levanta questões importantes, como: qual modelo de contratação de energia se revela mais viável para o IFTO, o ACR ou ACL? Caso o ACL se apresente como a alternativa mais favorável, quais requisitos técnicos e legais deverão ser atendidos para viabilizar a migração? De que forma essa transição deve ser planejada para assegurar os benefícios econômicos e garantir maior previsibilidade nos custos de energia ao longo dos anos?

1.2 Justificativa

Atualmente, o IFTO - campus Palmas adquire energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde está sujeito às tarifas estabelecidas pelas distribuidoras e aos reajustes anuais. A migração para o ACL possibilitaria a negociação direta com fornecedores, permitindo a obtenção de contratos que poderiam reduzir o preço da energia final da Instituição.

A crescente busca por redução de custos operacionais na conta de energia tem incentivado instituições públicas a explorarem novas alternativas de obtenção de energia

elétrica. Este trabalho justifica-se pela análise do estado atual em que o IFTO - *campus* Palmas está inserido, elaborando um possível cenário de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), podendo servir de referência para outras unidades da rede federal de ensino.

Portanto, o estudo de caso da migração do IFTO - *campus* Palmas para o ACL visou a utilização de métodos para avaliar os benefícios econômicos e técnicos, considerando aspectos regulatórios, estruturação do contrato de fornecimento e viabilidade operacional. Dessa forma, este trabalho contribui para analisar se é viável o Instituto migrar para o ACL ou permanecer no mercado cativo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Realizar um estudo de caso para analisar a viabilidade, benefícios e os impactos da migração do Instituto Federal do Tocantins (IFTO) - *campus* Palmas do mercado cativo para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando aspectos técnicos, econômicos e regulatórios, visando a redução de custos e a eficiência energética.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Avaliar o perfil de consumo energético do *campus* Palmas.
- Analisar as modalidades disponíveis para sua adesão ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- Estudar os requisitos regulatórios e contratuais necessários para a migração do IFTO para o ACL.
- Identificar fornecedores de energia no ACL que atendam às demandas do *campus*.
- Propor uma estratégia de contratação que melhor se encaixe ao perfil do IFTO para a migração ao ACL.
- Analisar os potenciais benefícios econômicos, como a redução de custos com energia, e os impactos no orçamento institucional.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste tópico será apresentada a fundamentação teórica sobre o Ambiente de Contratação Livre, abordando sua origem, evolução no setor elétrico brasileiro e conceitos essenciais para sua compreensão. Serão tratados aspectos históricos, definições, regulamentações e características que diferenciam o ACL do mercado regulado, servindo de base para as análises desenvolvidas neste trabalho.

2.1 Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB)

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB), devido à sua complexidade e à crescente demanda por energia, passou por transformações significativas ao longo das últimas décadas. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), projeta-se que até 2029, o consumo de energia no país aumente a uma taxa média de 3,3% ao ano (EPE, 2025). Dessa forma, para acompanhar esse crescimento o setor é dividido em quatro segmentos principais: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Cada um desses segmentos é regulado por órgãos responsáveis por garantir a eficiência financeira e segurança do sistema elétrico, além de promover a expansão necessária para atender à demanda.

No entanto, com a evolução do mercado, especialmente com o advento do mercado livre de energia, surgiram novas dinâmicas que permitem aos consumidores contratar energia diretamente de geradores ou comercializadores, além das opções oferecidas pelas distribuidoras tradicionais. Nesse contexto, os órgãos reguladores desempenham papéis, não apenas na supervisão do sistema elétrico, mas também na implementação e fiscalização das regras que governam o ambiente de contratação livre. Diante desse contexto, o setor elétrico está estruturado conforme apresentado na Figura 1.

Figura 1 — Estrutura do Setor Elétrico



Fonte: Adaptado de CCEE (2025b).

Esses órgãos reguladores passaram por alterações gradativas ao longo dos anos até alcançarem a estrutura atual. Com essa perspectiva serão apresentados a funcionalidade dessas entidades, contribuindo para a compreensão do mercado livre de energia no qual se baseia a análise deste trabalho.

2.1.1 Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) foi fundado em 1997, com a Lei nº 9.478, com o intuito de realizar a formulação de políticas e diretrizes de energia no país (Brasil, 1997a).

O CNPE tem como função dar estabilidade regulatória e jurídica, garantindo a plena aplicação das regras e regulamentos que balizam o funcionamento do mercado, com respeito aos contratos, e previsibilidade, priorizando a publicidade para que os investidores e a economia possam se preparar para responder às oportunidades, em conjunto com a Empresa de pesquisa Energética (EPE) (Tolmasquim, 2015; *apud* Costa, Oliveira e Sousa, 2019).

Essa atuação do CNPE contribui para que o setor energético brasileiro se desenvolvesse de forma planejada e equilibrada.

2.1.2 Ministério de Minas e Energia (MME)

O Ministério de Minas e Energia (MME) foi criado pela Lei nº 3.782 de 1960, assumindo atribuições que antes pertenciam ao Ministério da Agricultura. É o órgão responsável por planejar, regular e promover o desenvolvimento sustentável da exploração de recursos minerais e energéticos, incluindo petróleo, gás natural, energia elétrica, fontes renováveis e mineração. Atualmente, entre suas principais responsabilidades estão a coordenação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

2.1.3 Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) foi instituído pela Lei nº 10.848 de 2004 (Brasil, 2004a), com o propósito de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica em todo o território nacional (MME, 2025a). Entre suas principais atribuições, destacam-se:

- A supervisão permanente das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, bem como das operações de importação e exportação de energia e elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados;
- A análise das condições de atendimento e suprimento energético, mencionadas no item anterior;
- A elaboração de diagnósticos regulares sobre a segurança do abastecimento, com enfoque na integração dos diversos segmentos do setor energético nacional;
- Realizar, de forma periódica, análises integradas voltadas à segurança do abastecimento e ao atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados.

2.1.4 Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) teve a autorização para criação pelo Congresso Nacional através da Lei 10.847, de 15 de Março de 2004 (Brasil, 2004b) e foi criada nos meses seguintes pelo Decreto 5.184/2004 (Brasil, 2004c). Esta tem por finalidade prestar serviços ao MME na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético (EPE, s.d.). Segundo a Lei 10.847 (Brasil, 2004b) compete à EPE as seguintes atribuições:

- Realiza estudos e projeções da matriz energética e elabora planos de expansão da geração e transmissão de energia;
- Identifica potenciais energéticos, avaliando a viabilidade técnica, econômica e socioambiental de empreendimentos;
- Obter licenças ambientais e declarações hídricas, apoiando processos licitatórios e regulatórios do setor;
- Fomentar o uso de fontes renováveis, eficiência energética e articulações para integração energética com países vizinhos.

2.1.5 Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foi instituída com a finalidade de regular e fiscalizar o SEB, conforme estabelecido pela Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997 (BRASIL, 1997b). A atuação deste órgão garante que as tarifas sejam corretamente cobradas para equilibrar os interesses dos consumidores, das empresas do setor e do governo.

Segundo a ANEEL (2023a), a agência é responsável por exercer as seguintes atribuições:

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

2.1.6 Operador Nacional do Sistema (ONS)

Instituído pela Lei nº 9.648, de 26 de agosto de 1998, com complementações da Lei nº 10.848/2004 (Brasil, 2004a) e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/2004 (Brasil, 2004d), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é a entidade encarregada de supervisionar e

coordenar, de forma integrada, a operação das usinas e linhas de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, também realiza o planejamento operacional dos sistemas elétricos isolados e atua sob regulação e fiscalização da ANEEL (ONS, 2025a).

De acordo com o ONS (2025), suas atribuições operacionais têm como foco os seguintes objetivos:

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

2.1.7 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Em 2004, criou-se a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), com o propósito de organizar as transações comerciais no setor. A CCEE é responsável por integrar geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores, possibilitando assim controlar e viabilizar a comercialização de energia entre essas entidades (CCEE, 2025c). Dessa forma, a CCEE atua como mediadora, assegurando que a comercialização seja transparente e segura, além de registrar e liquidar as operações realizadas entre os agentes do mercado.

Estas entidades estão ligadas diretamente ao ACL. No entanto, para entender melhor algumas etapas futuras relacionadas a esse mercado, é necessário compreender o funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o qual está dividido em geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

2.1.7.1 Geração de energia

A geração, o qual é o primeiro passo da cadeia do setor elétrico, engloba a produção de eletricidade em diversas fontes, como centrais hidrelétricas, termelétricas, parques eólicos, usinas solares, biomassa, entre outras fontes renováveis e não renováveis. Cada uma dessas fontes possui características específicas que influenciam o custo, a disponibilidade e a eficiência da geração de energia. No contexto do mercado livre de energia, essa diversidade de fontes permite que os consumidores tenham acesso a uma variedade de ofertas, podendo negociar

diretamente com os produtores, sem a necessidade de intermediação das distribuidoras locais (CCEE, 2025d).

2.1.7.2 Transmissão de energia

A transmissão de energia elétrica é a etapa que leva a energia gerada nas usinas até as regiões onde está o consumo, como cidades, indústrias e comércios. Para isso, utiliza-se uma rede de linhas de transmissão que opera em Alta Tensão (AT). Essa energia percorre longas distâncias por meio do Sistema Interligado Nacional (SIN), quando se aproxima dos centros consumidores, a tensão é reduzida para níveis adequados e encaminhada à distribuição.

No mercado livre de energia, essa infraestrutura é compartilhada entre todos os agentes do mercado, com o pagamento de Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), regulamentados pela ANEEL. O objetivo é garantir a manutenção e expansão da rede de transmissão, permitindo que consumidores livres adquiram energia de geradores distantes, mantendo a eficiência do sistema (ONS, 2025b).

2.1.7.3 Distribuição

Já a distribuição é o processo que fornece energia elétrica diretamente aos usuários finais, utilizando redes de alta, média e baixa tensão. No contexto do mercado livre, até mesmo os consumidores que estabelecem contratos diretamente com geradores ou comerciantes necessitam das redes de distribuição para obter energia física. Este uso é pago por taxas específicas, conhecidas como Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), que também são reguladas pela ANEEL.

2.1.7.4 Consumo

Contudo, o mercado livre de energia proporciona um benefício significativo para os consumidores que cumprem requisitos específicos, os quais são os que utilizam de fontes incentivadas, como energia eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas - PCHs. Esses clientes, categorizados como "especiais", possuem o direito a consideráveis reduções nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que podem variar de 50% a 100%, dependendo da fonte e da regulamentação vigente. Esses incentivos promovem o uso de

energias renováveis e atraem novos participantes para o ambiente de contratação livre (CCEE, 2025e).

2.2 Evolução do Mercado Livre de Energia no Brasil

Anteriormente o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) dependia inteiramente das condições reguladas pelo governo, o qual impossibilitava o consumidor de ter uma negociação direta com o fornecedor de energia. Assim, esses consumidores, chamados de consumidores cativos que dependiam dos preços estabelecidos pelas concessionárias locais, pagavam uma tarifa única, onde incluía custos de geração, transmissão, distribuição e encargos setoriais. Visto essas limitações, o cenário era monopólio estatal e elevava sempre quando necessário as tarifas de energia elétrica, considerado o principal meio de controle da inflação (Nery, 2023).

Diante desse contexto, o SEB enfrentou um período de crises e necessidade de ajustes estruturais para acompanhar as demandas de mercado e superar as limitações do monopólio estatal. Dentro dessa perspectiva surgiu o conceito de consumidor livre, introduzido em 1993 por meio das leis 8.631/93 e 9.074/95. Já em 1995 houve a promulgação da Lei nº 9.074, de 7 de julho, que determinava quais os consumidores que podiam aderir ao novo modelo de mercado, com critério de potência superior a 1.000kW para o produtor independente de energia e potência superior a 5.000 kW, destinados ao serviço público (Brasil, 1995). Dessa forma, foi um grande marco para o SEB, pois dava-se início às figuras de autoprodutores de energia elétrica e consumidores livres.

O produtor independente é uma entidade, que, ao obter autorização do governo, pode gerar e vender diretamente no mercado, assumindo todos os riscos relacionados à atividade. Já o consumidor livre é aquele que atende a requisitos mínimos de carga e tensão, isso lhe permite escolher de quem comprar sua energia elétrica. Assim, os consumidores livres têm a possibilidade de buscar condições de preços mais favoráveis no mercado, diferentemente dos consumidores regulados, que precisam adquirir eletricidade diretamente das distribuidoras locais (Marotta, 2023).

Essas leis foram fundamentais para o início da reestruturação do SEB, o qual serviu de base para a criação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) em 1996, pelo então secretário de energia da época, Peter Greiner. O que aconteceu posteriormente, foi a contratação da empresa inglesa de consultoria Coopers & Lybrand para dar suporte à reformulação das regulamentações do setor elétrico, baseado nos pilares de desverticalização, privatização e concorrência entre empresas. Isso impulsionou o desenvolvimento de um novo

modelo de mercado, permitindo a estruturação de um ambiente competitivo e organizado no setor elétrico, atraindo grandes investimentos e novos agentes (Arce, 2011).

Segundo a CCEE (2018), em julho de 1998, a Tradener abriu suas portas, tornando-se a primeira comercializadora de energia do país. Seu objetivo era atuar no novo modelo do setor elétrico e incentivar empresas a migrarem para o mercado livre. O que aconteceu em 10 de fevereiro de 1999, foi a criação da Administradora do Mercado de Energia (ASMAE), hoje a então Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e, em novembro, surgiram os primeiros consumidores livres: a Carbocloro e a Volkswagen.

A criação de agências reguladoras foi uma estratégia governamental para equilibrar e restabelecer as dificuldades que o país vinha enfrentando. Esses marcos na história do SEB, viabilizou a abertura do ambiente de contratação livre de energia em um cenário ao qual o país passava por crises constantes. Isso gerou uma relação entre consumidor independente e geradoras de energia, possibilitando a inovação institucional e direcionando a um novo modelo de mercado.

Em 2004, a Lei nº 10.848, regulamentada pelo Decreto nº 5.163 (Brasil, 2004e), estabeleceu um marco fundamental para o setor elétrico brasileiro ao criar a separação entre os ambientes de contratação. Foram definidos o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde distribuidoras compram energia por meio de leilões organizados pela ANEEL, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que permite a negociação direta entre consumidores e fornecedores.

Posteriormente, com o objetivo de ampliar o acesso ao ACL, as Portarias nº 514/2018 e nº 465/2019 estabeleceram uma redução gradual do limite mínimo de demanda exigido para a migração ao mercado livre ao longo de cinco anos. Esse processo culminou, em 2024, na liberação do ACL para qualquer consumidor do grupo A (atendidos em alta tensão), independentemente da demanda contratada. Além disso, há uma minuta em discussão que prevê a possibilidade de abertura do mercado livre para consumidores do grupo B (baixa tensão), ampliando ainda mais a participação no setor.

2.3 Mercado de Energia Elétrica no Brasil

De acordo com Richers (1986) o mercado pode ser entendido como um sistema no qual interagem forças de oferta e demanda, composto por consumidores com necessidades específicas e por empresas ou organizações que oferecem bens ou serviços destinados a satisfazer essas necessidades. Dessa forma, pode ser visto como um ponto estratégico para

suprir determinadas demandas de compra e venda, proporcionando maior competitividade entre os agentes envolvidos.

No mercado de energia há vários agentes que influenciam diretamente no setor elétrico. Esses agentes compõem e interferem na operação, regulação e comercialização da energia elétrica. No Brasil, são divididos em diferentes categorias, cada uma com funções específicas dentro do setor. Entre os principais, destacam-se os agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e os consumidores (livres ou especiais), como é mostrado na Figura 2.

Figura 2 — Agentes que compõem o mercado de energia



Fonte: Elaboração própria (2025).

Além desses agentes, há entidades que contribuem para o funcionamento e a regulamentação do setor elétrico, como a ANEEL, a CCEE e o ONS, que melhoram a fiscalização, organização e operação do sistema elétrico. A interação entre todos esses agentes influencia o mercado de energia, expandindo o setor.

No cenário elétrico, o mercado de energia é o local em que ocorrem as operações de compra e venda de eletricidade, em que o preço desta é definido pela interação entre oferta e demanda (Lopes, 2023). De acordo com o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, o mercado elétrico no Brasil é dividido em dois ambientes principais: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

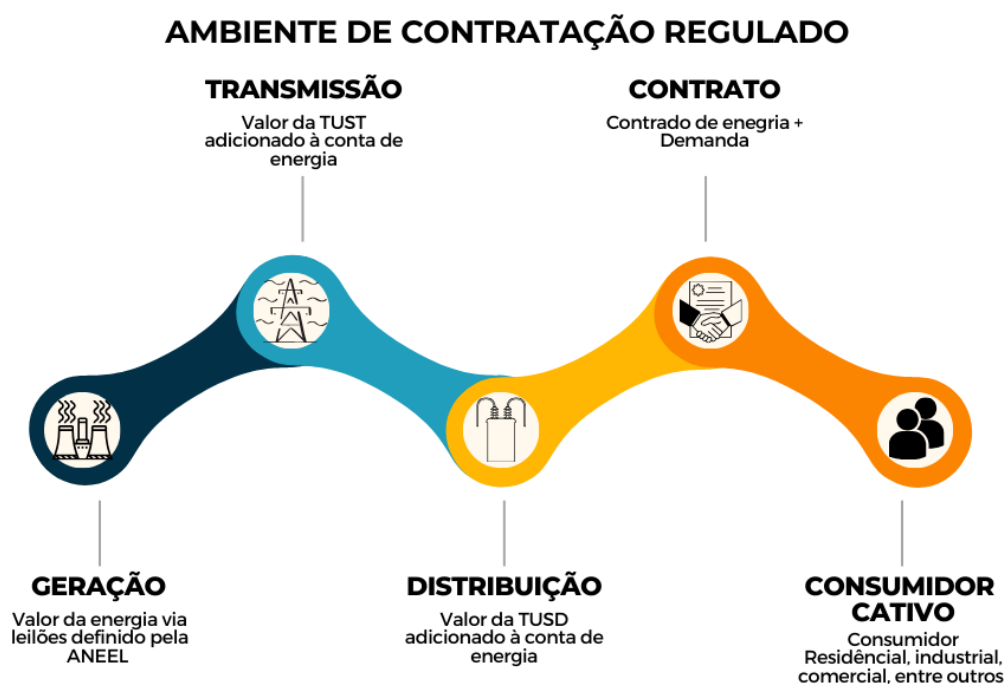
O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou mais conhecido como mercado cativo, é o ambiente em que as distribuidoras de energia elétrica compram energia de geradores por meio de leilões públicos, organizados pelo governo, com regras definidas e supervisionadas

pela ANEEL. Desta forma, dispõe a Normativa ANEEL N° 957 de 2021 (Brasil, 2021a), no seu artigo 5 e parágrafo 1 diz “A compra e a venda de energia elétrica no ACR será feita entre agentes vendedores e agentes de distribuição, mediante licitação, na modalidade leilão, ressalvados os casos previstos na legislação.”

Ponderando assim, a Resolução Normativa ANEEL N° 1.000 de 2021 (Brasil, 2021b) apresenta que a distribuidora disponibiliza o CCER (Contrato de Compra de Energia Regulado), onde, neste contrato o consumidor adquire a energia diretamente da distribuidora. O CCER garante o fornecimento contínuo de eletricidade, estabelecendo as condições comerciais e os encargos aplicáveis. Contudo, além do custo propriamente dito, o consumidor também arca com o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que cobre os custos relacionados ao uso da rede de distribuição para transportar até a sua unidade consumidora (Brasil, 2021b).

Dentro desse contrato será pago a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que remunera os serviços prestados pela distribuidora ao garantir a entrega da energia elétrica. Essa tarifa cobre os custos com a infraestrutura necessária como postes, cabos, transformadores e subestações, além da manutenção e operação da rede elétrica. Por exemplo, a TUSD e a TUST englobam desde o transporte da energia das subestações até as residências, garantindo que o consumidor final receba o serviço de forma segura e confiável (Brasil, 2021).

Figura 3 — Processo de contratação regulada



Fonte: Elaboração própria (2025).

Portanto, como é exemplificado na Figura 3, o consumidor paga pelo valor estipulado pelas distribuidoras locais sem o poder de negociação. Esse pagamento é feito mensalmente, e é cobrado pela Tarifa de Energia (TE), ou seja, custo da energia consumida; também pela tarifa de uso do sistema de distribuição e transmissão, sendo o custo dos serviços de transporte; e os tributos e encargos.

2.3.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou também conhecido como mercado livre de energia, permite que consumidores escolham seus fornecedores e negociem diretamente as condições de contratação, como preços, prazos, formas de pagamento e fontes de energia, sem a intermediação de distribuidoras ou tarifas reguladas. Assim, é estabelecido pelo decreto nº 5.163 de 2004:

Art. 47. A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

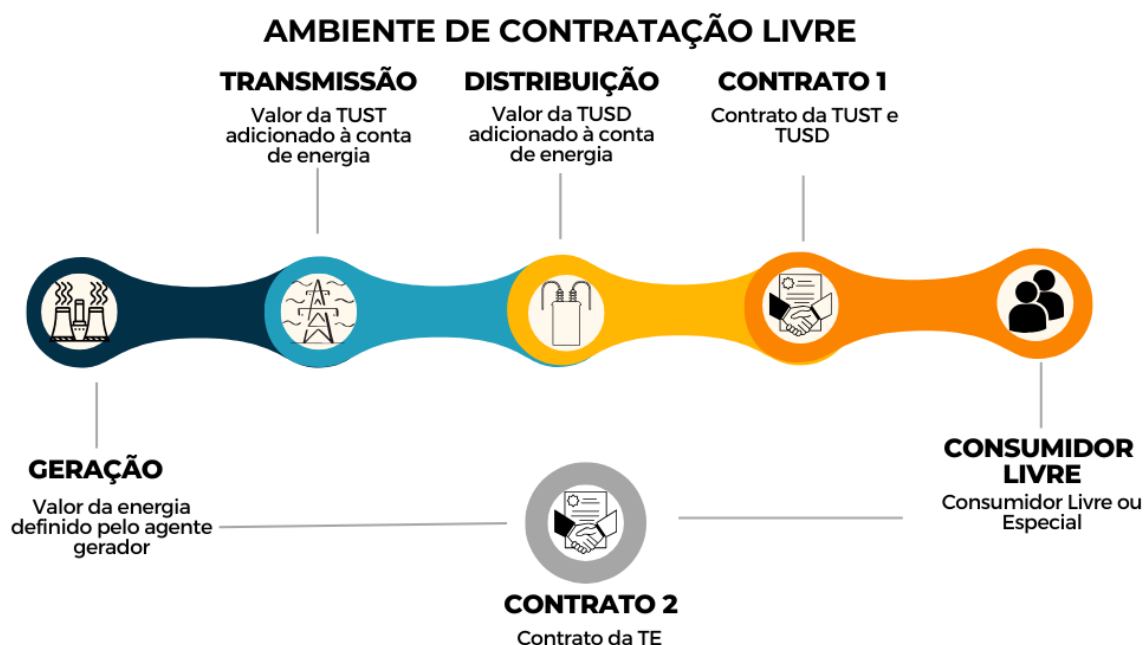
Parágrafo único. As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estarão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.

Art. 47-A. Os agentes de distribuição poderão negociar, no ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado (Brasil, 2004e).

Entretanto, na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000 de 2021, indica que durante o processo de migração para o ACL, o consumidor deve encerrar o CCER firmado com a distribuidora local, pois deixará de adquirir energia no ACR. Porém, o CUSD permanece ativo, já que o consumidor continuará utilizando a infraestrutura da distribuidora para o transporte da demanda contratada. Ou seja, enquanto o consumidor muda a fonte de energia para o mercado livre, a rede de distribuição e os serviços de manutenção fornecidos pela distribuidora local permanecem indispensáveis.

A Figura 4 descreve a metodologia de funcionamento do consumidor que pode negociar diretamente com seus fornecedores, como geradores ou comercializadores de energia. Por exemplo, no mercado livre um consumidor pode optar por comprar energia de uma usina solar ou eólica a um preço fixado em contrato, com condições adaptadas ao seu perfil de consumo. Contudo, esses fornecedores devem ser obrigatoriamente associados à CCEE.

Figura 4 — Processo de contratação livre



Fonte: Elaboração própria (2025).

Todavia, para haver essa migração, o consumidor deverá ter uma demanda mínima de potência contratada, o artigo 160 da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/21 estabelece esses critérios mínimos exigidos. De acordo com a Portaria MME nº 514/2018, houve uma redução progressiva nos limites mínimos de demanda contratada ao longo dos anos, facilitando a entrada de novos consumidores no mercado livre de energia. Conforme é mostrado na Tabela 1, a partir de julho de 2019, o limite inicial era de 2.500 kW, reduzido gradualmente até alcançar 30 kW em janeiro de 2024, tornando o ACL acessível para consumidores com menores volumes de consumo.

Tabela 1 — Redução progressiva da demanda mínima para acesso ao ACL

Data de Vigência	Demanda mínima contratada (kW)
1º de Janeiro de 2019	2500
1º de Janeiro de 2020	2000
1º de Janeiro de 2021	1500
1º de Janeiro de 2022	1000
1º de Janeiro de 2023	500
1º de Janeiro de 2024	30

Fonte: Adaptação de Portaria MME nº 514 (2018)

Decorrente disso, essa redução na potência exigida determinada pela Portaria N° 50 de 2022, alavancou o mercado no ACL, aumentando o número de agentes envolvidos e exigindo melhoria das normas estabelecidas. Um exemplo disto, está na própria classificação dos consumidores que se divide em dois tipos:

2.3.2.1 Consumidores Livres:

Esses consumidores podem ser atendidos em qualquer tensão e têm total liberdade para negociar a compra de energia diretamente com qualquer gerador ou comercializador, podendo optar por fontes convencionais ou incentivadas. As fontes convencionais são as provenientes de grandes geradores como usinas hidrelétricas, termelétricas e nucleares. Por outro lado, as fontes incentivadas são provenientes de fontes renováveis, a exemplo de usinas solares, eólicas e biomassa (Caixeta, 2023).

2.3.2.2 Consumidores Especiais:

Os consumidores especiais representam uma categoria intermediária no mercado livre de energia, criada para atender unidades consumidoras que possuem uma demanda contratada entre 500 kW e 3.000 kW. Essa classificação é destinada a clientes com menores necessidades em comparação aos grandes consumidores livres, mas que ainda têm o benefício de negociar diretamente suas condições de fornecimento de energia.

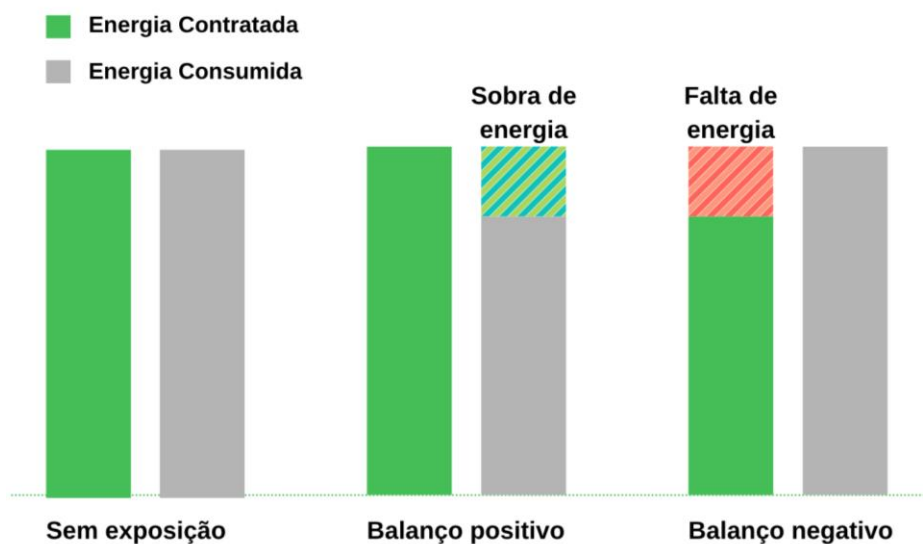
Diferentemente dos consumidores livres, que podem contratar energia de qualquer fonte, os consumidores especiais possuem algumas restrições quanto à origem da energia elétrica contratada, refletindo em uma política de incentivo ao uso de fontes renováveis e sustentáveis. Essa estratégia, permite que os consumidores especiais adquiram apenas proveniente de fontes incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas de biomassa, parques eólicos e usinas solares (Schor, 2018).

2.3.3 Mercado de Curto Prazo (MCP)

No ACL os consumidores e geradores firmam contratos bilaterais de compra e venda de energia com volumes e prazos livremente estabelecidos. Contudo, na operação real do sistema, pode haver diferenças entre a energia contratada e a energia que foi realmente consumida ou

gerada (Siqueira, Souza e Faesarella, 2021). A Figura 5 mostra essa variação, no qual o agente de mercado que consome menos energia do que contratou, ocorre uma sobra de energia. Por outro lado, se consumir mais do que contratou, há uma falta de energia, pois a quantidade contratada foi insuficiente para atender à sua demanda real.

Figura 5 — Exposição no Mercado de Energia



Fonte: Adaptação de Comerc (2022).

Essas diferenças são compensadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), também conhecido como mercado *spot*, que faz uma análise mensalmente entre o volume contratado e o volume efetivamente medido, ao qual corrige essas diferenças ajustando seus contratos por meio da compra ou venda de energia com base nas medições registradas e balizado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

2.3.4 Preço da Liquidação das Diferenças - PLD

O Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) reflete as condições operacionais do SIN, considerando fatores como oferta, demanda, afluições hidrológicas e custo marginal de operação definido pelo ONS. Esse preço varia por submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e por patamar de carga (leve, médio e pesado), sendo um dos principais indicadores econômicos para comercializadores, geradores e consumidores livres.

A CCEE calcula o PLD através de modelos matemáticos: NEWAVE, DECOMP e DESSEM com lógica de custos. Esses preços são calculados diariamente para cada hora do dia seguinte com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos

limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado (CCEE, s.d.).

Tabela 2 — Limites mínimos e máximos do PLD e custo do déficit de energia

Ano	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estrutural (R\$/MWh)	PLD máximo horário (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1.148,36	5.249,34
2021	49,77	583,88	1.197,87	6.524,05
2022	55,7	646,58	1.326,50	7.643,82
2023	69,04	684,73	1.404,77	8.103,95
2024	61,07	716,8	1.470,57	7.810,62
2025	58,6	751,73	1.542,23	8.327,76

Fonte: Adaptação de CCEE (2025f).

A Tabela 2 apresenta a evolução anual de 2017 a 2025 dos parâmetros de preços relacionados ao PLD e ao custo do déficit de energia elétrica, utilizados no mercado de curto prazo da CCEE. A partir de 2020, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 858/2019, o PLD passou a ter valores mínimos e máximos definidos para cada ano, aplicáveis entre a primeira e a última semana operativa (CCEE, 2025f).

- **PLD mínimo (R\$/MWh)** – É o valor mínimo permitido para o PLD em cada ano. Ele é calculado como o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das demais hidrelétricas do SIN. Nota-se uma variação crescente ao longo dos anos, com picos em 2023 (R\$ 69,04) e reduções posteriores, refletindo alterações tarifárias e de custos do setor.
- **PLD máximo estrutural (R\$/MWh)** – Representa o teto estrutural do PLD, estabelecido a partir de uma metodologia estatística que considera a renda inframarginal das hidrelétricas, garantindo um nível de proteção de 95%. Esse valor cresce quase todos os anos, partindo de R\$533,82 em 2017 e chegando a R\$751,73 em 2025, acompanhando a atualização dos custos e da garantia física.
- **PLD máximo horário (R\$/MWh)** – Aplicado a partir de 2020, corresponde ao teto horário do PLD, calculado pela média ponderada dos Custos Variáveis Unitários

(CVUs) das usinas termelétricas a óleo diesel. Observa-se aumento contínuo de R\$1.148,36 em 2020 para R\$1.542,23 em 2025, refletindo elevação de custos de geração térmica.

- **Custo do Déficit (R\$/MWh)** – Indica o valor atribuído à insuficiência estrutural da oferta de energia. Esse parâmetro é relevante para o cálculo do PLD e para os estudos de planejamento do sistema elétrico. É atualizado anualmente com base no IGP-DI, apresentando crescimento expressivo no período, de R\$4.650,00 em 2017 para R\$8.327,76 em 2025.

2.4 Tarifa de energia elétrica

A tarifação de energia é o sistema que define os custos finais pagos pelos consumidores que usam a eletricidade. Esse processo leva em consideração os componentes tarifários, cada componente representa um tipo específico de custo que a distribuidora precisa recuperar para prestar o serviço de fornecimento de energia, seja o consumo de energia, o perfil do consumidor, a demanda contratada (quando aplicável) ou até mesmo encargos setoriais e tributos. No Brasil, a ANEEL é responsável por regular as tarifas aplicadas pelas distribuidoras.

Dentro dessas tarifas o primeiro componente é a Tarifa de Energia (TE) que corresponde ao custo da geração de eletricidade. Com base em ANEEL (2023c) esses componentes são estabelecidos durante os processos de reajuste ou revisão tarifária, e estruturam-se em funções específicas de custo que refletem os encargos regulatórios e operacionais envolvidos na prestação do serviço (Figura 6).

Figura 6 — Funções de custos e componentes tarifários da TE

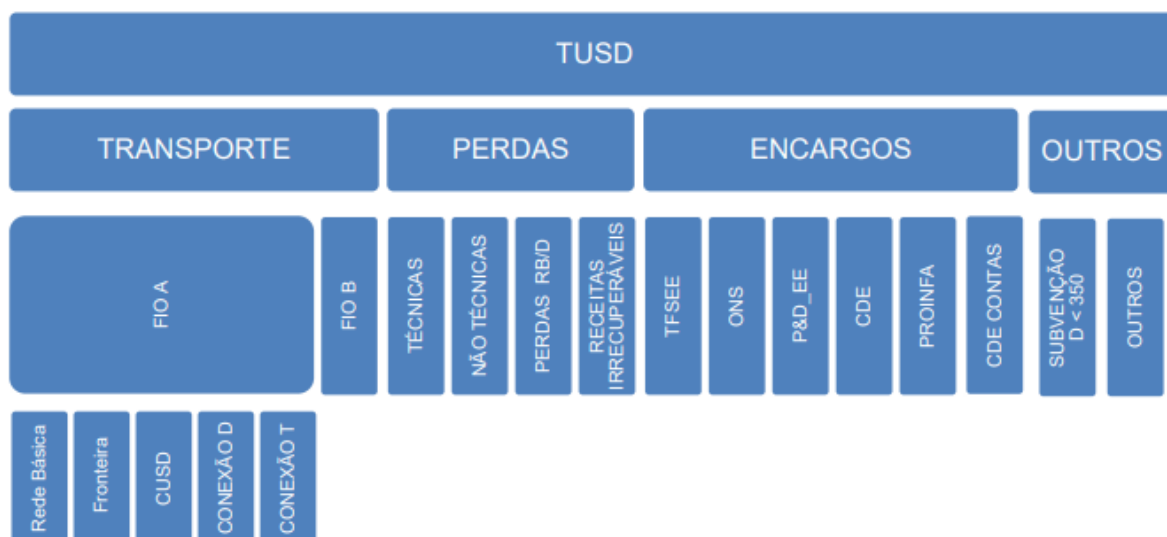


Fonte: Brasil (2023).

- Energia – custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor.
- Transporte – custos de transmissão relacionados ao transporte à Rede Básica.
- Perdas – custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
- Encargos – é a parcela que recupera os custos de:
 - CFURH: Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos;
 - ESS/EER: Encargos de Serviços de Sistema e Encargo de Energia de Reserva;
 - P&D_EE: Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética;
 - TE-CDE: Energia associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica;
 - CDE ELET: Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras;
 - CDE GD: Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída.
- Outros – parcela da TE referente subvenção D < 350 e outros.

Em seguida, há a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobre os custos para transportar a energia até o consumidor (Figura 7).

Figura 7 — Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: Brasil (2023).

- Transporte – corresponde a TUSD FIO A e a TUSD FIO B.
 - Fio A: cobre os custos com o uso de redes e equipamentos que não pertencem à distribuidora local, mas que são necessários para levar a energia até o consumidor (redes de transmissão da Rede Básica, transformadores com tensão menor que 230 kV, redes de outras distribuidoras, conexões às instalações de transmissão ou de distribuição).
 - Fio B: representa a parte da tarifa que serve para cobrir os custos da própria distribuidora (postes, transformadores, fios etc.).
- Encargos – é a parcela que recupera os custos de:
 - TFSEE: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;
 - ONS: Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico;
 - CDE: Quota da Conta de Desenvolvimento Energético;
 - PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
 - CDE CONTAS: Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica.
- Perdas – perdas técnicas, perdas não técnicas, perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora, e receitas irrecuperáveis.

Além disso, sobre a conta de luz incidem impostos como Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), correspondendo ao valor mensal consumido, Programa de Integração Social (PIS), corresponde ao consumo de energia elétrica, e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), refere ao valor da fatura, além de encargos setoriais (ARSESP, 2024).

Ao chegar ao consumidor final, a conta de energia reflete em dois componentes tarifários que estão agrupados na Tabela 3. A Parcela A, engloba os custos não gerenciáveis pela distribuidora, como compra de energia, uso da rede de transmissão, perdas e encargos setoriais; e Parcela B, que abrange os custos gerenciáveis, relacionados à operação e manutenção da rede de distribuição (ANEEL, 2022a).

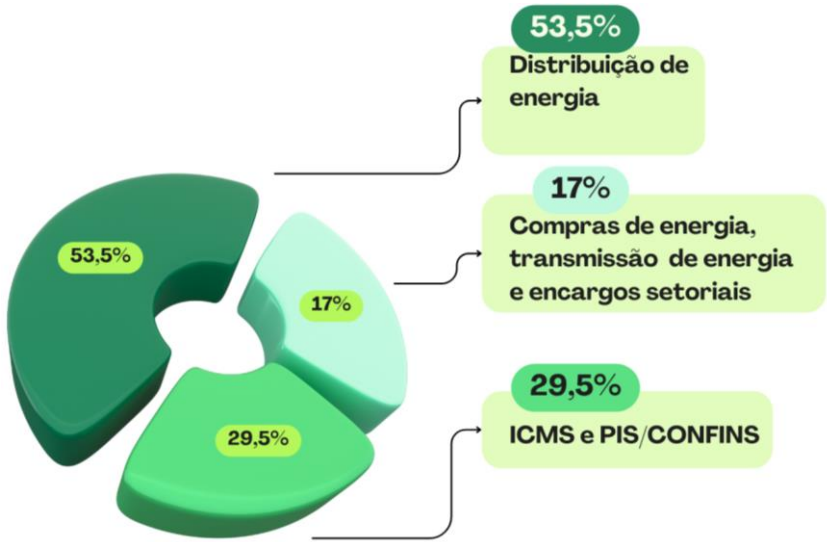
Tabela 3 — Agentes que compõem o mercado de energia

TUSD	Transporte - Fio A	Parcela A
	Transporte - Fio B	Parcela B
	Perdas	Parcela A
	Encargos	
TE	Energia	
	Transporte - Itaipu	
	Perdas	
	Encargos	
	Outros	

Fonte: Adaptação de Energês (2022).

De acordo com a ARSESP (2024) a maior parcela do valor final da energia elétrica corresponde aos custos com a compra e transmissão da mesma, representando, em média, 53,5%. Em seguida, vêm as despesas com tributos, que correspondem a 29,5%. Enquanto isso, os gastos com distribuição, que incluem os custos para operar o sistema e manter os ativos, representam apenas 17% do valor final. Isso pode ser observado no Figura 8.

Figura 8 — Porcentagem do valor final da energia elétrica

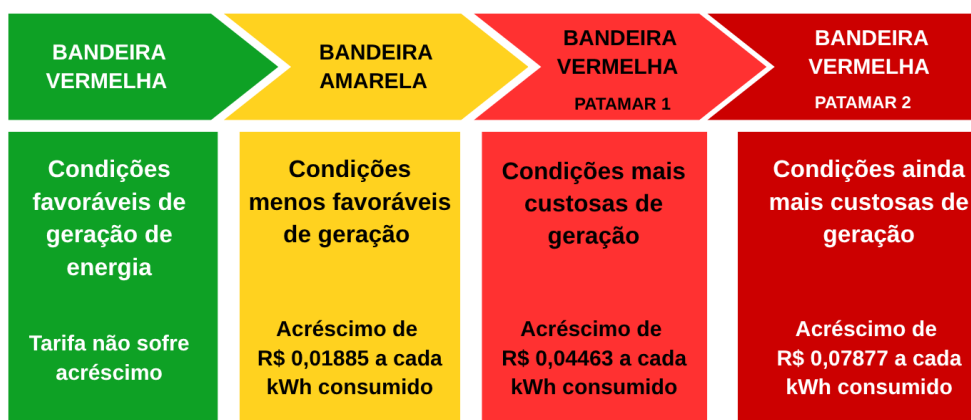


Fonte: Adaptação de ARSESP (2024).

2.4.1 Bandeiras Tarifárias

Criado pela ANEEL, desde 2015 o sistema de bandeiras tarifárias foi criado para sinalizar, nas contas de energia elétrica, os custos reais da geração de energia. Ele funciona como um adicional cobrado nas faturas dos consumidores do mercado regulado (cativo) quando o custo de geração aumenta, geralmente em períodos de seca ou escassez de energia (ANEEL, 2024a).

Figura 9 — Bandeiras Tarifárias



Fonte: Adaptação de ANEEL (2024a).

Conforme mostra a Figura 9, o sistema de bandeiras tarifárias utiliza cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) que indicaram se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade.

2.4.2 Modalidades Tarifárias

Mediante aos dados apresentados, os consumidores são divididos em modalidades tarifárias. Segundo a ANEEL (2022b) as modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e a demanda de potência ativa. A mesma determina como esta é cobrada, considerando o perfil de consumo e o horário de uso. São distribuídas de acordo com os grupos tarifários. Nesses grupos estão classificados os consumidores do grupo A, com seus respectivos subgrupos em alta tensão (A1, A2, A3), média tensão (A3a, A4) e de sistemas subterrâneos (AS) (Tabela 4).

Tabela 4 — Subgrupo do grupo A e sua tensão de fornecimento

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	Para nível de tensão de 230kV ou tensão superior
A2	Para nível de tensão de 88 a 138 kV
A3	Para nível de tensão de 69 kV
A3a	Para nível de tensão de 30 a 44 kV
A4	Para nível de tensão de 2,3 a 25 kV
AS	Para sistemas subterrâneos

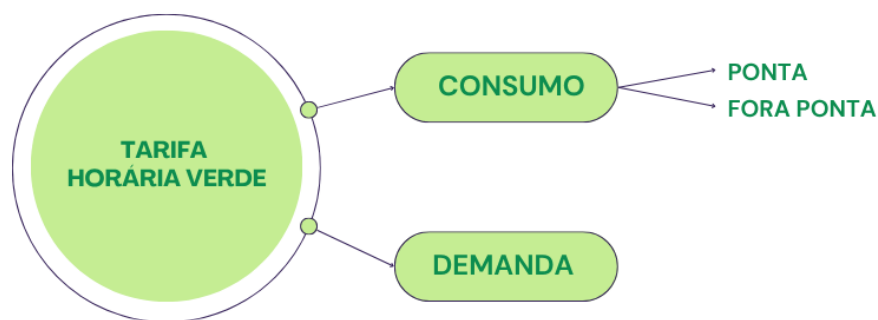
Fonte: Adaptado de ANEEL (2022).

Os consumidores do grupo A têm classificação de tarifa binômia, ou seja, recebem energia em média ou alta tensão, como indústrias e grandes estabelecimentos comerciais. Nesse caso, a cobrança é dividida em duas partes: uma se refere ao consumo de energia (kWh) e outra à demanda contratada (kW) (Costa e Belinato, 2016). Esses valores são estipulados de acordo com os períodos do dia, assim determinados como horários Ponta (P) e Fora Ponta (FP).

O horário de ponta restringe-se a três horas consecutivas do dia, geralmente das 18:00 às 21:00 horas, exceto sábados, domingos e feriados nacionais. Nesse horário, o valor da energia é elevado decorrente da necessidade de aliviar o sistema elétrico devido à sobrecarga da rede. Em contrapartida, o horário fora de ponta é todo as demais 21 horas que não se encontra os horários de ponta, tendo um valor tarifário menor.

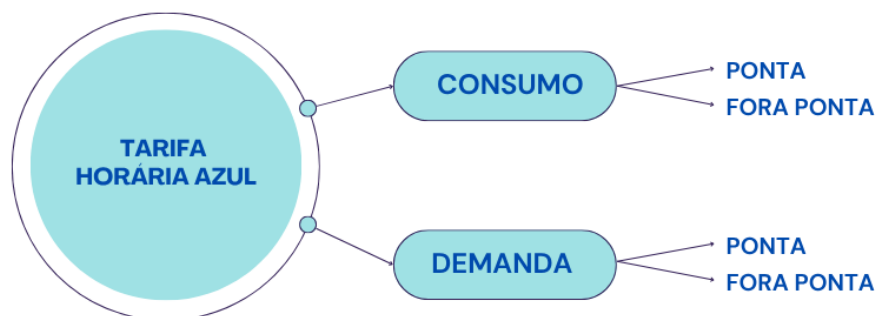
Com base nesse contexto, os agentes do grupo A estão enquadrados em duas modalidades tarifárias: verde e azul.

- **Tarifa Horária Verde:** Nesta modalidade a cobrança da tarifa é dividida em duas partes, como é mostrado na Figura 10. Uma parte é a demanda contratada, ao qual o consumidor paga por um valor fixo mensal independente da hora do dia em R\$/kW. Portanto a mesma não pode ultrapassar esse valor, pois fica sujeita a cobrança de preços mais elevados no excedente por kW ultrapassado. A outra é por energia consumida, ou seja, o que é consumido será pago ao final do mês em R\$/kWh. Porém, seu preço varia conforme o horário de utilização (ponta e fora de ponta). Essa tarifa é opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS.

Figura 10 — Tarifa Horária Verde

Fonte: Elaboração própria (2025).

● Tarifa Horária Azul: Tanto a energia consumida como a demanda contratada variam conforme os horários de utilização durante o dia (Ponta e Fora Ponta). Essa tarifa se enquadra para todos os clientes do grupo A, sendo obrigatória nos grupos A1, A2 e A3 conforme a Figura 11.

Figura 11 — Tarifa Horária Azul

Fonte: Elaboração própria (2025).

Diferente do grupo A, o grupo B são os consumidores atendidos em baixa tensão (inferior a 2,3 kV), conforme definido pela ANEEL. Esse grupo inclui residências, pequenos comércios, propriedades rurais e serviços públicos de pequeno porte. Dentro do grupo B, existem os subgrupos como B1 (residencial), B2 (rural), B3 (comercial, serviços e outras atividades) e B4 (iluminação pública) (ANEEL, 2022b), conforme apresentados na Tabela 5. A tarifação dessas unidades é geralmente monômnia, ou seja, baseada apenas no consumo de energia elétrica (kWh), sem cobrança de demanda contratada. Esta pode ser também horária, diferenciando os períodos fora de ponta, intermediário e ponta, caso o consumidor opte por contratar a tarifa branca.

Tabela 5 — Subgrupo do grupo B e sua tensão de fornecimento

Subgrupo	Descrição	Tensão de fornecimento
B1	Residencial e Residencial baixa renda	127, 220 e 380 V
B2	Rural e cooperativa rural	
B3	Demais classes	
B4	Iluminação pública	

Fonte: Adaptado de ANEEL (2022b).

O IFTO está classificado no grupo de média tensão (grupo A) e subgrupo A4 e se enquadra na modalidade tarifária horária verde. A normativa que estabelece o enquadramento do IFTO - campus Palmas para a migração do ACL, está descrita na Portaria MME nº 50/2022. Em seu artigo 1 dispõe “§ 1º A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado pelo Sistema Interligado Nacional.

3 METODOLOGIA

Neste tópico, será abordada a metodologia adotada para desenvolver o estudo de caso de migração do Instituto Federal do Tocantins - campus Palmas do mercado cativo para o mercado livre. A metodologia abrange a avaliação dos requisitos de consumo de energia e demanda do campus, o estudo de viabilidade de migração, a denúncia do contrato no mercado cativo, a criação de estratégias para contratação de energia no ACL, o processo de adesão a Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a adequação do sistema de medição e por fim, a contratação de energia elétrica no mercado livre.

3.1 Contextualização

O presente trabalho tem como propósito desenvolver uma pesquisa de cunho exploratório na abordagem qualitativa, assumindo como sua forma um estudo de caso, em que

foram empregados métodos de pesquisa bibliográfica, realizando assim consultas em artigos científicos, normas e legislações envolvidas com o tema em questão.

Um estudo de caso é um método que permite uma análise detalhada e contextualizada do processo de migração do IFTO – *campus* Palmas para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), permitindo compreender os desafios, oportunidades e impactos associados a essa transição. Conforme descreve Alves Mazzoti, “o estudo de caso qualitativo constitui uma investigação de uma unidade específica, situada em seu contexto, selecionada segundo critérios predeterminados e, utilizando múltiplas fontes de dados, que se propõe a oferecer uma visão holística do fenômeno estudado” (Mazzoti, 2006, p. 650).

A metodologia utilizada neste estudo de caso contempla uma análise detalhada do perfil de consumo de energia do *campus*, a partir das faturas dos últimos anos, para o melhor entendimento de como a Instituição consome energia e quais padrões podem influenciar essa decisão de migração. Em vista disto, a metodologia parte da análise dos cálculos tarifários do ACR e ACL, das projeções calculadas com base no contexto histórico dos últimos anos, do método *Break-even Point*, além de abordar sobre o Valor Presente Líquido (VPL).

3.2 Descrição do consumidor

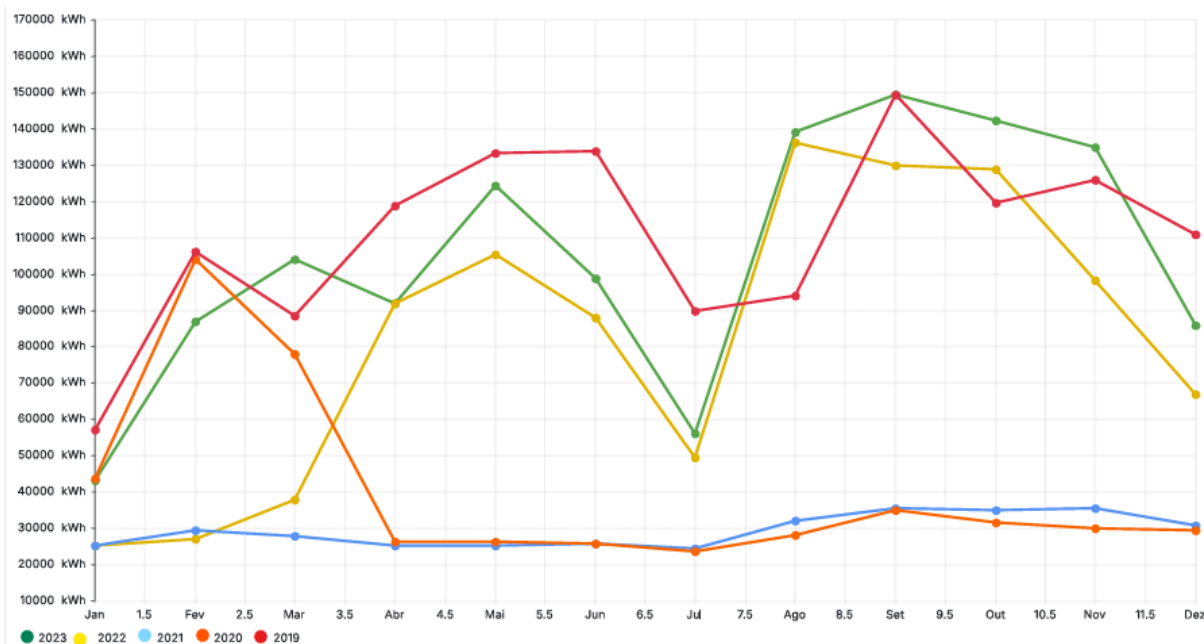
A Instituição avaliada neste estudo se trata do Instituto Federal do Tocantins (IFTO) – *campus* Palmas, que é uma Instituição pública de ensino que atua como unidade consumidora de energia elétrica em grande escala, devido à sua ampla infraestrutura e às diversas atividades educacionais e administrativas que abriga. Criado oficialmente em 2008, com base na Lei nº 11.892, o IFTO é resultado da unificação da antiga Escola Técnica Federal de Palmas (ETF) e da Escola Agrotécnica Federal de Araguatins (Eafa), passando a integrar a Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica. O *campus* está localizado na Quadra AE 310 Sul, Avenida NS 10, no Plano Diretor Sul, em Palmas – TO.

Atualmente, o *campus* Palmas oferece cursos em diferentes níveis de ensino, incluindo o ensino médio integrado a formações técnicas, cursos técnicos subsequentes, graduação (bacharelado, licenciatura e tecnológico) e programas de pós-graduação (especialização e mestrado). A diversidade de cursos e a complexidade das operações acadêmicas e laboratoriais implicam em elevado consumo energético contínuo, o que justifica a análise da viabilidade da migração para o ACL, visando a otimização dos custos com energia elétrica.

A Instituição funciona de segunda à sexta das 7h às 23h e em alguns períodos do ano funciona aos sábados e domingos para atender aos cursos complementares oferecidos.

Considerando esse regime de operação, a Figura 12 apresenta o histórico de consumo mensal de energia elétrica do IFTO no intervalo de 2019 a 2023, permitindo uma análise mais precisa do comportamento da demanda ao longo dos anos.

Figura 12 — Consumo Mensal de Energia do IFTO durante o ano de 2019 até 2023



Fonte: Atlas Pgen (2023).

Ao observar a Figura 12, nota-se que o perfil de consumo do IFTO varia ao longo dos anos. O maior pico ocorre no mês de setembro, enquanto os menores consumos se concentram nos meses de janeiro, dezembro e julho, períodos em que as atividades acadêmicas estão reduzidas devido às férias. Nos anos de 2020 e 2021, é possível identificar uma queda no consumo, reflexo da pandemia COVID-19.

Essa leitura gráfica reforça a importância de conhecer bem o comportamento da demanda antes de migrar para o mercado livre de energia, já que entender essas oscilações é necessário para escolher o modelo contratual mais adequado.

3.3 Cálculos Tarifários

Os valores cobrados nas faturas de energia elétrica no Brasil são resultado de regras estabelecidas pela ANEEL, pelas distribuidoras locais e, no caso do ACL, pela CCEE. A metodologia apresentada a seguir foi construída a partir da estrutura tarifária definida pela

ANEEL na Resolução Normativa nº 1000/2021, pelas diretrizes do Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) e das cartilhas técnicas da CCEE, com o objetivo de estimar os custos da fatura nos ambientes regulado (ACR) e livre (ACL).

As equações foram organizadas de maneira a facilitar a análise comparativa entre os dois ambientes, baseando-se em variáveis divulgadas pelas distribuidoras e agentes do setor, tais como demanda contratada, consumo nos horários de ponta e fora de ponta, tarifas homologadas e alíquotas de tributos aplicáveis.

3.3.1 Cálculos tarifários do ACR

A fatura de energia elétrica no ACR é composta por duas parcelas principais: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). A TUSD é subdividida em TUSD Demanda Contratada (R\$/kW), TUSD Ponta (R\$/kWh) e TUSD Fora de Ponta (R\$/kWh). Já a TE é discriminada em TE na Ponta e TE Fora de Ponta, ambos expressos em R\$/kWh. Essas parcelas são aplicadas conforme o perfil de consumo e a modalidade tarifária do consumidor.

A TUSD corresponde ao valor cobrado pela utilização da infraestrutura da rede elétrica. Para calcular seu valor no ACR, na modalidade tarifária horária verde, aplica-se inicialmente a Equação 1, sem as encargos e tributos.

$$TUSD_{ACR/VERDE} = (D \times T_D) + (C_P \times T_{EP}) + (C_{FP} \times T_{E(FP)}) \quad (1)$$

Onde:

$TUSD_{ACR/VERDE}$ – Valor final da TUSD na modalidade verde, sem tributos, em R\$

D – Demanda contratada, em kW

T_D – Tarifa da demanda contratada, em R\$/kW

T_{EP} e T_{EFP} – Tarifa de encargo ponta e fora ponta, em R\$/kWh

C_P e C_{FP} – Consumo ponta e fora ponta, em R\$/kWh

Consequentemente a TE corresponde ao valor da energia elétrica efetivamente consumida, proveniente das geradoras e adquirida pelas distribuidoras. Para calcular seu valor no ACR, utiliza-se a Equação 2, também desconsiderando encargos adicionais e tributos.

$$TE_{ACR/VERDE} = (C_P * T_{CP}) + (C_{FP} * T_{CFP}) \quad (2)$$

Em que,

$TE_{ACR/VERDE}$ – Valor final da TE, sem tributos, em R\$

C_P e C_{FP} – Consumo ponta e fora ponta, em R\$/kWh

T_{CP} e T_{CFP} – Tarifa de consumo ponta e fora ponta, em R\$/kWh

As Equações 1 e 2 abordam os valores da TUSD e TE sem encargos e tributos. Entretanto, a composição da fatura de energia inclui a incidência de ICMS, PIS e COFINS. Assim, as Equações 3 e 4 mostram como é calculado essa incidência de impostos.

$$V_{ICMS} = \frac{V_{Parcela} * ICMS}{[1 - (PIS + COFINS)] * (1 - ICMS)} \quad (3)$$

$$V_{PIS/COFINS} = \frac{V_{Parcela} * ICMS}{[1 - (PIS + COFINS)] * (1 - ICMS)} \quad (4)$$

Onde,

V_{ICMS} – Valor do ICMS, em R\$;

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

$V_{Parcela}$ – Valor para cálculo tributário, em R\$;

$ICMS$ – Alíquota do Estado do consumidor, em %; e

PIS e $COFINS$ – Alíquotas mensais informadas pela distribuidora local, em %.

Portanto, a Equação 5 apresenta a fórmula que representa o custo total da fatura de energia para consumidores do mercado cativo.

$$V_{ACR\ total} = TUSD_{ACR/VERDE} + TE_{ACR/VERDE} + V_{ICMS} + V_{PIS/COFINS} \quad (5)$$

Em que,

$V_{ACR\ total}$ = Valor da Fatura de energia no ACR, em R\$.

3.3.2 Cálculos tarifários do ACL

Por estar enquadrada na categoria de consumidor especial, a unidade tem direito a uma redução de 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Na modalidade tarifária verde, esse abatimento deve ser considerado por meio de uma fórmula própria, que permite mensurar o impacto do benefício no custo final. Conforme descrito por Galdino (2024), a Equação 6 apresenta a estrutura necessária para efetuar esse cálculo.

$$TUSD_{ACL/VERDE} = (D * T_{TUSD\ d} + C_P * T_{TUSD\ CP}) * (1 - Desc) + C_{FP} * T_{TUSD\ CFP} \quad (6)$$

Em que,

$TUSD_{ACL/VERDE}$ – Valor final da TUSD na modalidade verde no ACL, e logo após acrescentados os tributos, em R\$

$Desc$ – Desconto aplicado à TUSD para energia incentivada, em valor absoluto

$T_{TUSD\ d}$ – Tarifa de demanda referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;

$T_{TUSD\ CP}$ – Tarifa de Consumo para o horário de ponta, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;

$T_{TUSD\ CFP}$ – Tarifa de Consumo para o horário fora de ponta, referente a parcela TUSD, em R\$/kWh;

No contexto do Ambiente de Contratação Livre, o valor final da fatura não depende apenas do consumo de energia, mas do somatório de diferentes componentes. Nesse cálculo entram os custos pelo uso da rede elétrica (TUSD), a energia contratada, as taxas associadas à CCEE e ainda a remuneração dos serviços prestados pela comercializadora. Todos esses itens são reunidos de forma consolidada na Equação 7, que expressa matematicamente o resultado econômico da migração.

$$V_{ACL} = Consumo_{total\ (P+FP)} * TE_{ACL} + Encargos + TUSD_{ACL/VERDE} + Gestão_{comer} \quad (7)$$

Em que,

V_{ACL} – Valor total da Fatura de energia no ACL, em R\$

$Consumo_{total\ (P+FP)}$ – valor referente ao consumo de energia em 2024, em MWh;

TE_{ACL} – tarifa de energia no ACL, em R\$/MWh;

$Encargos$ – encargos financeiros referentes à CCEE, em R\$;

$TUSD_{ACL/VERDE}$ _ Valor final da TUSD na modalidade verde no ACL com tributos;
 $Gestão_{comer}$ _ valor referente ao custo do serviço de gestão da comercializadora de energia, em R\$

3.3.3 Projeções

Essa metodologia também está embasada em projeções das tarifas para os próximos cinco anos posterior ao período em que os dados estão disponíveis, sendo utilizado como base para essas projeções as informações publicadas pela distribuidora referentes ao período de 2022 a 2025. Para as projeções do ACL tomou-se como base um valor de referência de energia da plataforma Pool Denegia. Esta análise engloba a viabilidade econômica de uma possível migração da unidade consumidora do ACR para o ACL, considerando o horizonte de 2025 a 2030.

Para essa análise também foi utilizado algumas ferramentas clássicas da área financeira, como o ponto de equilíbrio (*break-even point*) e o método do Valor Presente Líquido (VPL). Nos capítulos abaixo será melhor abordado sobre esses indicadores econômico-financeiros que foram utilizados para melhor visualização da viabilidade da migração.

Por fim, foram realizadas buscas por propostas reais de migração do IFTO para o ACL, com o objetivo de oferecer uma visão concreta das economias que a Instituição poderia alcançar. Essas propostas também permitiram conhecer de forma prática os valores atualmente praticados no mercado e as diferentes modalidades de contratação disponíveis, contribuindo para que a análise fosse mais próxima da realidade e alinhada às condições comerciais vigentes. Essas propostas contribuíram também para que se propusesse uma estratégia de contratação que melhor se encaixasse ao perfil do *campus*.

3.4 *Break-even point*

Para a análise da viabilidade financeira da migração do IFTO - *campus* Palmas para o mercado livre de energia, foi empregado o método analítico chamado *Break-even Point*, muito utilizado na análise financeira e contabilidade geral. Tal método se baseia em cálculos matemáticos que, para o fim deste trabalho, permitirão identificar o ponto de equilíbrio entre os custos no mercado cativo e no mercado livre, analisando as condições em que a migração se torna financeiramente vantajosa.

O “*Break Even*” é um método de análise, que aplicado às tarifas de energia elétrica, permite saber qual a tarifa máxima que poderia ser cobrada de determinado consumidor, para que a opção de aquisição de energia do mesmo seja neutra em ambos os mercados de energia. Ou seja, ele pode escolher entre comprar energia no ambiente regulado ou no ambiente livre, e ao fazer essa escolha não teria nenhum diferencial do ponto de vista econômico (Genergia, 2016).

Dessa forma, o objetivo do *Break-even Point* é ajudar a identificar o momento em que os custos de permanecer no mercado cativo passam a ser maiores do que os benefícios da migração para o mercado livre. Esses cálculos serão realizados considerando fatores como tarifas, encargos e os investimentos necessários para a mudança.

Dessa forma, para se obter o ponto de equilíbrio foi utilizado o cálculo dado pela Equação 8.

$$V_{breakeven} = (V_{ACR\ total} - TUSD_{ACL/VERDE}) / C_t \quad (8)$$

Em que,

$V_{breakeven}$ – Ponto de equilíbrio econômico entre os preços de energia no mercado cativo e livre, em R\$/MWh.

$V_{ACR\ total}$ – valor final referente a fatura de energia no ambiente de contratação regulado, em R\$;

$TUSD_{ACL/VERDE}$ – Valor final da TUSD na modalidade verde no ACL em R\$;

C_t – Consumo total do *campus* referente a 2024, em MWh;

Sendo assim, o ponto de equilíbrio é quando está no ACR ou no ACL não faz diferença do ponto de vista econômico. Logo, se o consumidor comprar energia acima desse ponto de equilíbrio ele passa a ter prejuízos, e se comprar abaixo passa a ter economia.

3.5 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma ferramenta amplamente utilizada na análise de investimentos por permitir trazer valores futuros para o presente, considerando uma taxa de juros composta. Com isso, torna-se possível avaliar se determinado projeto oferece retorno acima do mínimo esperado ou não (Tabela 6), com base nos fluxos de caixa descontados ao longo do tempo (Oliveira, 2019).

Tabela 6 — Valor Presente Líquido

Valor da VPL	Resultado	Descrição
VPL > R\$ 0,00	Projeto Aceito	O projeto é lucrativo, pois gera retorno superior ao custo do capital investido.
VPL < R\$ 0,00	Projeto Não Aceito	O projeto é inviável, pois os retornos não cobrem o investimento e os custos.
VPL = R\$ 0,00	Projeto é indiferente	Retorno do projeto é exatamente igual ao custo do capital, não gerando lucro nem prejuízo.

Fonte: Adaptação de Machado e Barassoul (2019).

Dessa forma, o VPL é calculado pela Equação 9.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (9)$$

Em que,

VPL – Valor presente líquido, em R\$;

I_0 – Valor inicial do investimento, em R\$;

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

i – Taxa de desconto, em porcentagem;

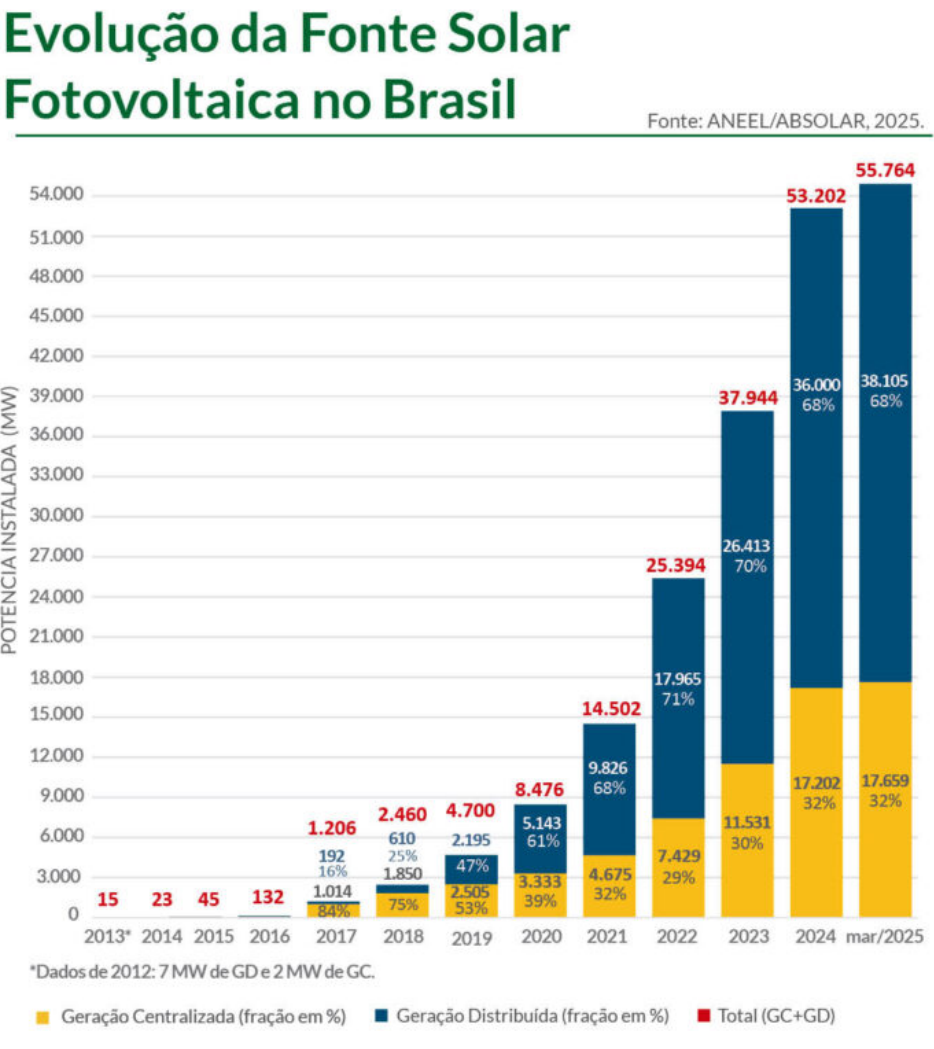
t – Período em questão, em unidade de tempo.

4 PROCESSO PARA MIGRAÇÃO AO ACL

4.1 Sistema Fotovoltaico e a mudança do IFTO para Zero *Grid*

A energia solar fotovoltaica vem se parametrizando como uma crescente alternativa para incentivo às energias renováveis, destacando-se por sua abundância, sustentabilidade e potencial de redução dos impactos ambientais causados pelas fontes convencionais de geração de energia. A flexibilidade em obter esse sistema de energia, tanto para grandes consumidores quanto para pequenos produtores, alavancou o percentual de seu uso na matriz elétrica brasileira, conforme mostrado na Figura 13.

Figura 13 — Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2025).

Dessa forma, a utilização da radiação solar através de módulos fotovoltaicos mostra-se como um novo paradigma, que se divide em três tipos de sistemas de conexão, sendo elas: *on-grid*, *off-grid* e *zero grid*.

Nos sistemas fotovoltaicos *on-grid*, o consumidor é conectado diretamente com a rede elétrica da concessionária. Sendo necessário ter um medidor bidirecional, o qual é capaz de medir a energia injetada na rede pelo sistema de geração, nos momentos de alta produção, e a energia fornecida pela concessionária, nos momentos de baixa produção (Araújo, 2024).

Diferentemente, o sistema *off-grid* é completamente desligado da concessionária, sendo necessário o armazenamento da energia por bancos de baterias. Isso permite a utilização da

potência acumulada, até em momentos em que não há energia elétrica disponível na rede (Mackmill; et. al., 2024).

O sistema zero *grid* por sua vez é uma solução de geração distribuída fotovoltaica que opera de forma a não injetar excedente de energia na rede da distribuidora, ou seja, toda a energia gerada é consumida localmente pela unidade consumidora. Em muitos casos esse sistema é exigido pela distribuidora devido a inversão do fluxo de energia, conforme estabelecido pela Aneel no Art. 73 da REN 1000/2021.

Portanto, para que o IFTO *campus* Palmas, faça a migração para o mercado livre de energia será necessário promovê-lo como sistema *grid zero*, pois conta com dois sistemas de geração de energia solar fotovoltaica *on-grid* distintos, que podem ocasionar a inversão de fluxo e gerar cobranças de melhoria no sistema da Instituição pela distribuidora.

O primeiro sistema, com potência instalada de 70,2 kWp, utiliza cinco inversores da marca ABB. Já o segundo sistema, com potência de 15,5 kWp, conta com dois inversores da marca WEG. Como a intenção é operar os dois sistemas no modo zero *grid*, ou seja, sem injetar energia na rede da distribuidora, é necessário instalar equipamentos que consigam controlar a geração e evitar a inversão de fluxo. Isso significa utilizar um equipamento (como um controlador ou medidor inteligente) que consiga se comunicar com todos os inversores ao mesmo tempo, monitorar a geração de energia em tempo real e ajustar a produção conforme o consumo da unidade, impedindo que o excedente seja injetado na rede.

Entrando em contato com fornecedores do presente equipamento e por meios de pesquisas, foi possível identificar que existe um controlador específico que atenderia a situação do IFTO. Esse controlador (Figura 14) é um medidor inteligente de energia conectado via *internet* que envia dados e consegue detectar em tempo real a condição em que está sendo aplicada a medição (Solar View, 2024).

Figura 14 — Controlador Universal Solar View

Fonte: Solar View (2025).

Foi solicitado um orçamento personalizado para a situação da Instituição, pois esse equipamento é produzido conforme as marcas dos inversores, a corrente e tensão no ponto de medição e se é em baixa ou média tensão. Para fins da análise financeira o valor orçado ficou em torno de R\$15.000,00, sendo este montante considerado como investimento inicial para viabilizar o processo de migração ao ACL, evitando a inversão de fluxo de energia para a rede da concessionária.

4.2 Encerramento de contrato com a concessionária local

O primeiro passo das etapas fundamentais no processo de migração para o ACL é o encerramento do contrato de fornecimento de energia elétrica com a concessionária local, responsável pelo atendimento no ACR. Conforme a regulação da ANEEL, os contratos de compra de energia no ACL, quando não rescindidos no prazo adequado, passam a vigorar por tempo indeterminado, devendo a parte interessada formalizar a denúncia contratual com, no mínimo, 180 dias de antecedência ao término do contrato vigente.

Durante esse período, o consumidor tem que estar com todas as obrigações contratuais e comerciais regularizadas, inclusive eventuais débitos ou pendências com a distribuidora. O encerramento do contrato não significa a descontinuidade do uso da infraestrutura de distribuição, uma vez que o consumidor continuará utilizando a rede da concessionária para o transporte da energia adquirida no mercado livre. Para isso, será dada continuidade ao contrato denominado CUSD, que garante o acesso à rede mediante o pagamento da TUSD.

Esse processo exige atenção aos prazos, obrigações técnicas e comerciais, além da articulação com a CCEE, responsável por validar e acompanhar a migração do consumidor para o novo ambiente de contratação. Deve-se enviar uma "carta denúncia" à distribuidora com pelo menos 180 dias de antecedência ao término do contrato vigente.

4.3 Banco Custodiante

Para que os agentes possam participar efetivamente das atividades do mercado livre de energia, é necessário que possuam uma conta corrente vinculada a um banco custodiante autorizado pela CCEE, para liquidação do Mercado de Curto Prazo. O banco custodiante é uma Instituição financeira que atua como intermediária entre os agentes do mercado (geradores, comercializadores e consumidores livres) e a própria CCEE (CCEE, 2025g).

O IFTO, como agente consumidor, deverá abrir uma conta corrente vinculada em um dos bancos credenciados (Bradesco), por meio da qual serão realizados os pagamentos e recebimentos relativos à compra de energia, encargos setoriais, penalidades e eventuais ajustes do PLD.

4.4 Sistema de Medição de Faturamento (SMF)

Um outro requisito que deve ser levado em consideração na migração para o ACL é a adequação do Sistema de Medição de Faturamento (SMF). Este é o conjunto responsável por registrar com precisão o consumo de energia de quem atua no mercado livre. Ele inclui os medidores principal e reserva, os Transformadores de Corrente (TC) e de Potencial (TP), além dos equipamentos que fazem a comunicação com a CCEE e o envio das informações de medição (ONS, 2022).

O custo para adequar o SMF varia conforme a condição da estrutura existente. Se a estrutura estiver em conformidade, a troca do medidor pode não gerar custos. Porém, em casos que exigem intervenções, os valores geralmente ficam entre R\$4 mil e R\$20 mil

(ClarkeEnergia, 2023). Dessa forma, a distribuidora é a responsável por agendar uma vistoria técnica com o cliente para verificar se o sistema de medição atende aos padrões exigidos. Se forem encontradas inadequações, a empresa envia um relatório indicando o que precisa ser ajustado, e os custos dessas mudanças ficam por conta do consumidor ou do representante varejista do cliente. Depois que tudo for corrigido, uma nova vistoria é feita para confirmar se está tudo certo e permitir a continuidade da migração (Altoé, 2023).

Algumas comercializadoras podem arcar com esses custos através de um contrato previamente acordado entre as partes. Contudo, conforme será discutido adiante, para este estudo será considerado que o *campus* assumirá todos os gastos. Além disso, como forma de se precaver para possíveis exigências da distribuidora após a vistoria, adotou-se um valor estimado de R\$20.000,00. Essa estimativa considera um cenário mais conservador, já que os custos podem variar conforme as condições da estrutura e o que for solicitado com base nas normas do Módulo 2 e do Submódulo 2.14 do Prodint de acordo com a REN ANEEL Nº 903/2020.

4.5 Perfil de consumo e demanda contratada do consumidor

Para a análise do perfil de consumo e demanda do IFTO - *campus* Palmas, foram considerados os anos de 2022, 2023 e 2024. A partir da Tabela 7 é possível observar os valores mensais de consumo e demanda no horário de ponta, de janeiro a dezembro de cada ano avaliado.

Tabela 7 — Consumo e demanda em horário ponta do IFTO dos anos de 2022 a 2024

(Continua)

Ano	2022		2023		2024	
	Consumo	Demanda	Consumo	Demanda	Consumo	Demanda
	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)
Jan.	2.895,69	61,32	4.858,56	294,84	6.500,55	369,60
Fev.	3.255,84	81,48	12.778,29	379,68	16.584,12	432,60
mar.	3.943,38	105,84	14.550,48	338,52	17.437,56	507,36
abr.	13.695,57	393,12	11.691,12	394,80	19.180,35	425,04
mai.	14.147,07	401,52	17.086,65	419,16	6.853,35	183,96

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 7 — Consumo e demanda em horário ponta do IFTO dos anos de 2022 a 2024

(Conclusão)

Ano	2022		2023		2024	
	Consumo	Demanda	Consumo	Demanda	Consumo	Demanda
	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)	(kWh)	(kW)
jun.	9.023,91	293,16	13.700,61	374,64	9.819,60	328,44
jul.	4.994,64	235,2	6.802,32	372,96	8.415,12	358,68
ago.	17.870,37	377,16	21.032,55	508,20	20.514,27	464,52
set.	17.801,70	496,44	23.096,43	581,28	18.729,27	510,72
out.	16.201,92	465,36	20.619,90	510,72	21.712,74	519,96
nov.	12.793,62	351,12	19.281,78	507,36	16.513,98	486,36
dez.	9.177,21	351,96	11.217,78	397,32	12.768,63	410,76

Fonte: Elaboração própria (2025)

Em seguida, foi realizada a análise do consumo e da demanda no horário fora de ponta, comparando-se a demanda contratada com a efetivamente registrada (Tabelas 8, 9, 10 e Gráficos 1, 2, 3), o que permitiu identificar variações ao longo dos anos avaliado. Conforme evidenciado na Tabela 8 e Gráfico 1, no início de 2022 os valores de consumo e demanda medida apresentaram-se inferiores aos observados em 2023 e 2024, comportamento associado ao processo de retomada das atividades no período pós-pandemia.

Tabela 8 — Consumo e demanda em horário fora ponta em 2022

(Continua)

Ano	2022			
	Consumo	Demanda Medida	Demanda de Potência (kW)	
	(kWh)	(kW)	Não Consumida	Ultrapassada
Jan.	2.895,69	88,2	451,8	-
Fev.	3.255,84	118,44	421,56	-
mar.	3.943,38	213,36	326,64	-
abr.	13.695,57	418,32	121,68	-

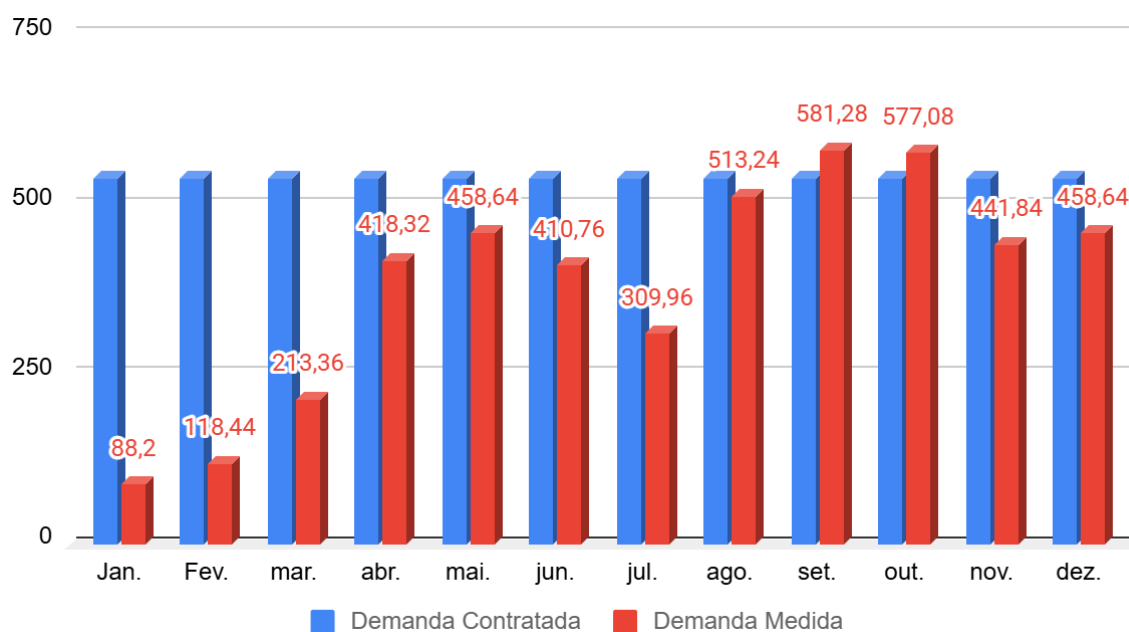
Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 8 — Consumo e demanda em horário fora ponta em 2022

(Conclusão)

Ano	2022			
	Consumo	Demanda Medida	Demanda de Potência (kW)	
	(kWh)	(kW)	Não Consumida	Ultrapassada
mai.	14.147,07	458,64	81,36	-
jun.	9.023,91	410,76	129,24	-
jul.	4.994,64	309,96	230,04	-
ago.	17.870,37	513,24	26,76	-
set.	17.801,70	581,28	-	41,28
out.	16.201,92	577,08	-	37,08
nov.	12.793,62	441,84	98,16	-
dez.	9.177,21	458,64	81,36	-

Fonte: Elaboração própria (2025).

Gráfico 1 — Comparativo da demanda contratada e consumida F. Ponta em 2022

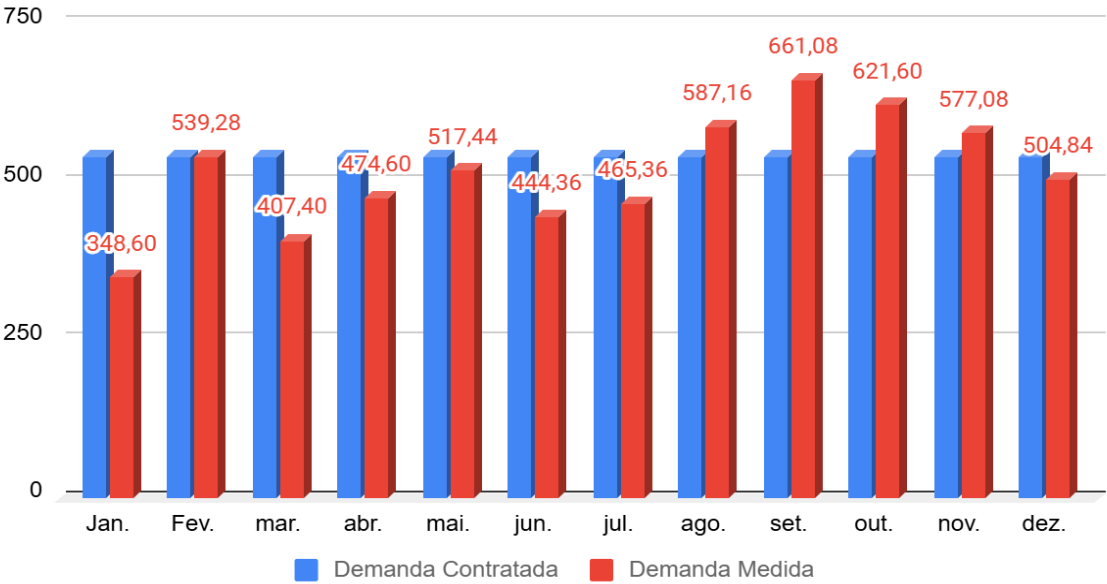
Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 9 — Consumo e demanda em horário fora ponta em 2023

Ano	2023			
	Consumo	Demanda Medida	Demanda de Potência (kW)	
	(kWh)	(kW)	Não Consumida	Ultrapassada
Jan.	38.230,08	348,60	191,40	-
Fev.	74.310,81	539,28	0,72	-
mar.	89.574,03	407,40	132,60	-
abr.	80.169,39	474,60	65,40	-
mai.	107.299,08	517,44	22,56	-
jun.	85.170,33	444,36	95,64	-
jul.	49.394,10	465,36	74,64	-
ago.	118.080,06	587,16	-	47,16
set.	126.427,56	661,08	-	121,08
out.	121.630,74	621,60	-	81,60
nov.	115.748,43	577,08	-	37,08
dez.	74.662,77	504,84	35,16	-

Fonte: Elaboração própria (2025).

Gráfico 2 — Comparativo da demanda contratada e consumida F. Ponta em 2023



Fonte: Elaboração própria (2025).

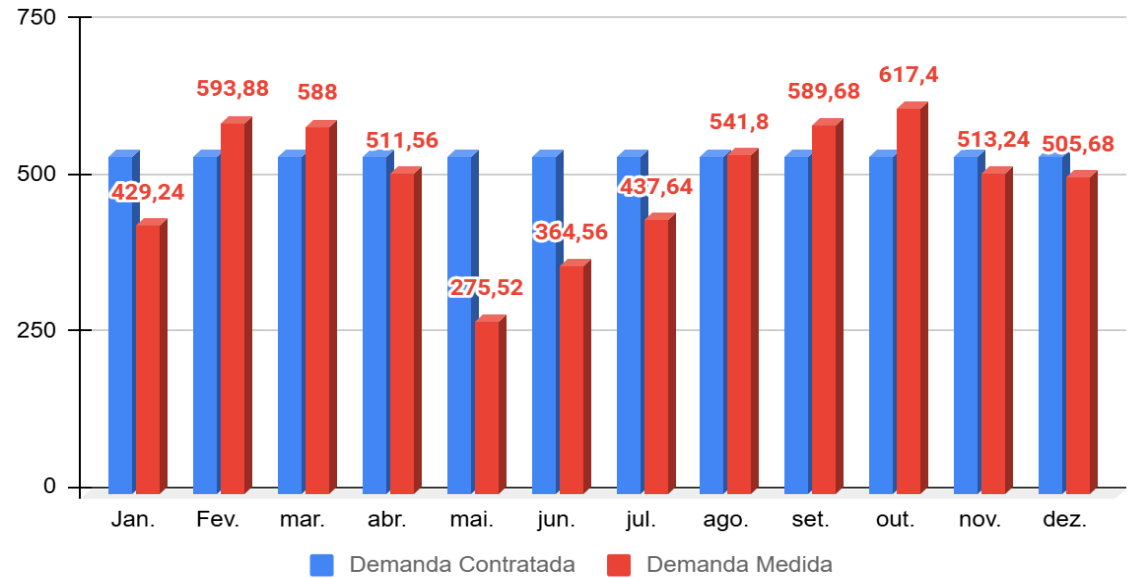
Tabela 10 — Consumo e demanda em horário F. Ponta em 2024

(Continua)

Ano	2024			
	Consumo	Demanda Medida	Demanda de Potência (kW)	
	(kWh)	(kW)	Não Consumida	Ultrapassada
Jan.	52.134,81	429,24	110,76	-
Fev.	104.728,47	593,88	-	53,88
mar.	102.513,60	588	-	48
abr.	118.177,92	511,56	28,44	-
mai.	61.674,90	275,52	264,48	-
jun.	67.862,13	364,56	175,44	-
jul.	56.478,66	437,64	102,36	-
ago.	118.682,76	541,8	-	1,8
set.	133.641,69	589,68	-	49,68
out.	120.605,73	617,4	-	77,4
nov.	104.948,97	513,24	26,76	-
dez.	85.033,41	505,68	34,32	-

Fonte: Elaboração própria (2025).

Gráfico 3 — Comparativo da demanda contratada e consumida F. Ponta em 2024



Fonte: Elaboração própria (2025).

Entre os meses de maio e junho de 2024, mostrado no Gráfico 3, houve uma redução na demanda medida, consequência direta do período de greve que impactou as atividades da Instituição. Apesar da greve ocorrida, o valor da demanda contratada ao longo do resto do ano teve um aumento com relação ao ano de 2023, ocorrendo ultrapassagens superiores a 5% do limite estabelecido, excedendo a demanda contratada em relação ao efetivamente utilizado.

Ao analisar o perfil de consumo dos últimos três anos, observa-se um crescimento no uso de energia elétrica. Esse aumento está diretamente relacionado à expansão da Instituição, refletida no crescimento anual do número de alunos. Tal cenário reforça a necessidade de reavaliar a demanda contratada do IFTO, garantindo que ela esteja alinhada à real necessidade operacional e evitando custos adicionais decorrentes de ultrapassagens.

4.6 Valores das Tarifas TE e TUSD no ACR

As tarifas aplicáveis às unidades consumidoras de Alta Tensão (AT) enquadradas no subgrupo A4, sob o modelo tarifário horária verde, foram definidas através das Tabelas 11 e 12 para o ano de 2022, 2023, 2024 e 2025 pela distribuidora Energisa Tocantins - ETO, conforme registros nas Resoluções Homologatórias nº 3.504/2022 (ANEEL, 2022c), nº 3.214/2023 (ANEEL, 2023b), nº 3.340/2024 (ANEEL, 2024b) e N.º 3.479/2025 (ANEEL, 2025a), respectivamente, emitidas pela ANEEL.

Tabela 11 — TUSD dos anos de 2022 a 2025

Tarifas TUSD – Mod. Tarifária Verde – A4			
Ano	Consumo TUSD (R\$/kWh)		Demanda TUSD em (R\$/kW)
	Ponta	F. Ponta	Única
2022	1,90127	0,08032	54,62
2023	2,00712	0,06969	41,34
2024	2,24537	0,07429	46,35
2025	2,03801	0,10693	52,73

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 12 — TE dos anos de 2022 à 2025

Tarifas TE – Mod. Tarifária Verde – A4		
Período	Tarifa do consumo TE em (R\$/kWh)	
	Ponta	F. Ponta
2022	0,42328	0,25824
2023	0,39223	0,23969
2024	0,40872	0,25086
2025	0,44315	0,27255

Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se um aumento gradual nos valores, refletindo os reajustes regulatórios e a tendência de elevação dos custos de fornecimento. Esses dados são fundamentais para a projeção de custos e análise econômica do IFTO. Para desenvolver as análises deste estudo, utilizou-se as tarifas do ano de 2025.

4.7 Tributos no ACR

No cálculo da fatura de energia elétrica, além das parcelas técnicas TUSD e TE, incidem tributos que variam conforme a categoria do consumidor. Para a unidade consumidora do IFTO - *campus* Palmas, classificada como “Poder Público Federal”, não houve incidência de PIS/COFINS, o que está de acordo com o tratamento tributário aplicado a autarquias federais que não tem fins lucrativos.

Tabela 13 — Tributos para os anos de 2022 a 2025

Tributos			
Período	ICMS	PIS	COFINS
2022	18%	Isenção	
2023	20%		
2024	20%		
2025	20%		

Fonte: Elaboração própria (2025).

Portanto, nos cálculos de custos no ACR realizados neste trabalho, os valores de PIS e COFINS foram desconsiderados por não serem cobrados da Instituição, mantendo-se apenas a aplicação do ICMS conforme demonstrado na Tabela 13.

4.8 Projeções de Tarifas no ACR

Após a obtenção dos dados mencionados anteriormente, foi realizada uma simulação das futuras tarifas para os próximos cinco anos. As projeções foram feitas considerando o histórico de consumo do *campus* e as análises tarifárias já apresentadas dos anos de 2022 a 2025.

Para isso foi utilizada a função de projeção linear do Excel que usa dados históricos para criar uma planilha de previsão. Optou-se por utilizar essa ferramenta por ser simples, acessível e adequada ao padrão de crescimento observado nas tarifas dos últimos quatro anos. Embora isso não garanta que haverá um aumento das tarifas nos próximos anos, essa ferramenta serve como uma base para planejamento e tomada de decisão. Além disso, como não foram encontrados serviços gratuitos com projeções oficiais, essa solução se mostrou a mais prática dentro do contexto de estudo.

Esse tipo de projeção também é encontrado em outros trabalhos acadêmicos na área de Engenharia Elétrica. Um exemplo é o trabalho de Monlevade (2021), que aplicou a função de previsão linear do Excel para estimar os custos futuros de energia em um estudo de viabilidade de modernização da iluminação pública. Já Magalhães Filho (2021), mesmo não aplicando diretamente essa função, desenvolveu projeções lineares a partir de dados anteriores para avaliar a viabilidade da migração para o mercado livre de energia em unidades da administração pública.

Esses exemplos demonstram que a utilização dessa ferramenta, além de simples e acessível, possui respaldo tanto prático quanto acadêmico, servindo como base confiável para análises da viabilidade. Nesse sentido, as Tabelas 14 e 15 apresentam as projeções das tarifas de TE e TUSD, em R\$/kWh, para o período de 2026 a 2030, permitindo visualizar a evolução dos custos ao longo dos anos. A inclusão dessas projeções faz um comparativo entre o mercado cativo e o livre, possibilitando estimativas realistas sobre os impactos financeiros da migração e fornecendo maior robustez ao estudo.

Tabela 14 — Projeção da TE para os anos de 2026 a 2030

PROJEÇÃO TE – Mod. Tarifária Verde – A4		
Período	Tarifa do consumo TE em (R\$/kWh)	
	Ponta	F. Ponta
2026	0,44475	0,27432
2027	0,45337	0,28035
2028	0,46199	0,28638
2029	0,47061	0,29240
2030	0,47923	0,29843

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 15 — Projeção da TUSD para os anos de 2026 a 2030

PROJEÇÃO Tarifas TUSD – Mod. Tarifária Verde – A4			
Período	Consumo TUSD (R\$/kWh)		Demanda TUSD em (R\$/kW)
	Ponta	F. Ponta	Única
2026	2,15610	0,10960	51,31
2027	2,21349	0,11883	51,51
2028	2,27088	0,12806	51,72
2029	2,32828	0,13729	51,93
2030	2,38567	0,14652	52,14

Fonte: Elaboração própria (2025).

Ademais, a Tabela 16 evidencia a projeção para os tributos incidentes sobre a fatura de energia no período de 2026 a 2030, considerando a alíquota de 20% para o ICMS em todos os anos. Ressalta-se a isenção de PIS e COFINS durante todo o período analisado.

Tabela 16 — Projeção dos tributos para os anos de 2026 a 2030

Tributos			
Período	ICMS	PIS	COFINS
2026	20%	Isenção	
2027	20%		
2028	20%		
2029	20%		
2030	20%		

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.9 Custos totais no ACR

Com base na Equação 5, foram calculados os valores mensais das faturas de energia no mercado cativo, utilizando os dados das tarifas TUSD, TE, encargos e tributos. Os resultados obtidos na Tabela 17, tem os valores de referência o consumo do ano de 2024, bem como as projeções de 2026 a 2030.

Tabela 17 — Valor da TE para os anos de 2026 a 2030

Ano	TE		TE Total (Com encargos)
	Ponta	F. Ponta	
2026	R\$ 77.843,86	R\$ 309.017,87	R\$ 464.234,08
2027	R\$ 79.352,84	R\$ 315.808,02	R\$ 474.193,03
2028	R\$ 80.861,82	R\$ 322.598,17	R\$ 484.151,99
2029	R\$ 82.370,80	R\$ 329.388,32	R\$ 494.110,93
2030	R\$ 83.879,78	R\$ 336.178,47	R\$ 504.069,89

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 18 — Valor da TUSD para os anos de 2026 a 2030

Ano	TUSD Demanda	Consumo TUSD		TUSD Total
		Ponta	F. Ponta	
2026	415.572,55	R\$ 471.726,31	R\$ 154.327,85	R\$ 1.041.626,72
2027	417.257,24	R\$ 484.283,02	R\$ 167.325,67	R\$ 1.068.865,93
2028	418.941,92	R\$ 496.839,73	R\$ 180.323,49	R\$ 1.096.105,14
2029	420.626,60	R\$ 509.396,43	R\$ 193.321,31	R\$ 1.123.344,34
2030	422.311,29	R\$ 521.953,14	R\$ 206.319,13	R\$ 1.150.583,55

Fonte: Elaboração própria (2025).

Portanto, o valor final da fatura de energia no ACR está descrito na Tabela 19 contemplando todos os componentes tarifários e encargos aplicáveis, conforme cálculo realizado para o período analisado.

Tabela 19 — Valor final da fatura de energia no ACR para os anos de 2026 a 2030

Ano	VALOR FINAL NO ACR
2026	R\$ 1.525.203,88
2027	R\$ 1.562.817,00
2028	R\$ 1.600.430,12
2029	R\$ 1.638.043,23
2030	R\$ 1.675.656,35

Fonte: Elaboração própria (2025).

Observa-se que os custos totais no mercado cativo apresentam tendência crescente ao longo do período analisado. Essa variação reflete os reajustes tarifários aplicados anualmente pela distribuidora e a incidência de encargos e tributos setoriais.

4.10 Valores das Tarifas TUSD no ACL

A parcela da TUSD no ACL continua sendo cobrada pelas concessionárias, em razão da utilização dos serviços de transmissão e distribuição de energia. Entretanto, quando o fornecimento é contratado a partir de fontes incentivadas, como solar, biomassa, eólica ou pequenas centrais hidrelétricas, observa-se a aplicação de reduções tarifárias. Segundo Skaf (2019), tais reduções incidem diretamente sobre a Demanda Contratada e sobre os encargos da TUSD no período de ponta.

Estes descontos foram criados em 1996, pela Lei nº 9.427 (Brasil, 1996), e surgiram como uma forma de incentivar o uso de fontes renováveis de energia no Brasil. Recentemente, a Medida Provisória nº 1.300/2025 (Brasil, 2025) trouxe propostas de alteração, determinando que contratos com desconto apenas seriam aceitos se registrados e validados na CCEE até o final de 2025. Depois disso, não seria possível renovar, transferir ou alterar contratos para manter o benefício, encerrando gradualmente esse tipo de incentivo. Ressalta-se, contudo, que para os fins dos cálculos apresentados neste estudo, os efeitos dessa medida não serão considerados, uma vez que ainda não se trata de uma legislação definitiva e vigente em caráter permanente.

A Tabela 20, remonta a contratação mista de Energia Incentivada com 50% de desconto (EI-50%) em cima da TUSD demanda e TUSD ponta calculados conforme Equação 6.

Tabela 20 — Valor da TUSD no ACL para energia incentivada no período de 2026 a 2030

Ano	TUSD Demanda com desconto (R\$)	TUSD Ponta com desconto (R\$)	TUSD Fora Ponta (R\$)	TUSD Total com desconto (R\$)
2026	207.786,28	R\$ 235.863,16	R\$ 154.327,85	597.977,29
2027	208.628,62	R\$ 242.141,51	R\$ 167.325,67	618.095,80
2028	209.470,96	R\$ 248.419,86	R\$ 180.323,49	638.214,31
2029	210.313,30	R\$ 254.698,22	R\$ 193.321,31	658.332,83
2030	211.155,64	R\$ 260.976,57	R\$ 206.319,13	678.451,34

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.11 Preços no Mercado Livre de Energia

Para a análise de viabilidade da migração do IFTO para o ACL, adotou-se uma abordagem conservadora, com o objetivo de simular condições reais, como se a Instituição estivesse de fato em processo de migração. Nesse sentido, foram realizadas consultas a comercializadoras de energia com atuação no mercado livre, buscando propostas concretas de fornecimento.

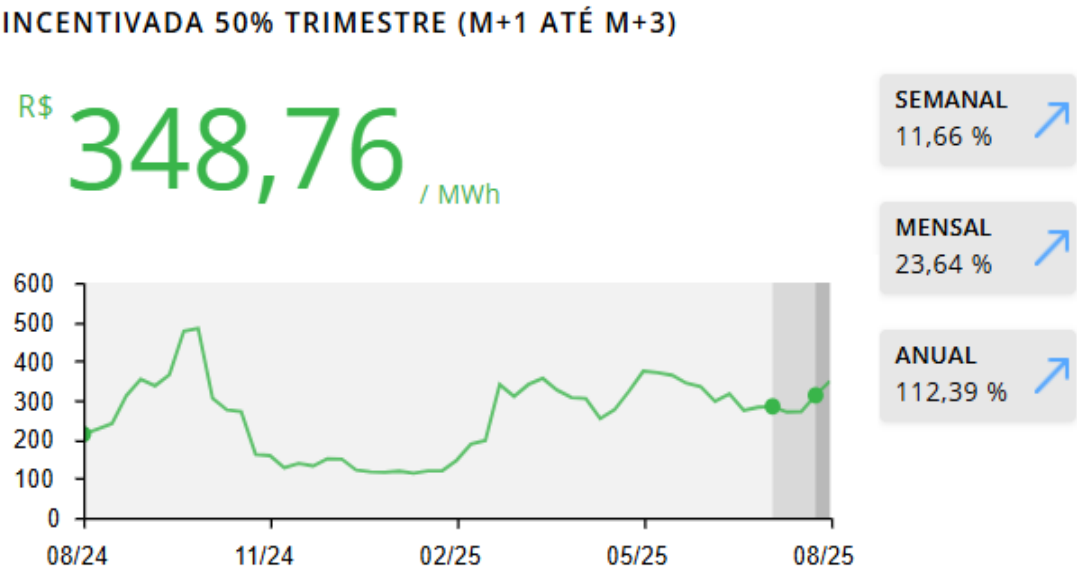
No entanto, notou-se a necessidade de buscar outras referências de preços praticados no ACL, com o objetivo de considerar cenários alternativos e adotar um maior rigor metodológico. Sendo assim, buscou-se outros indicativos de preços, também com o objetivo de verificar se os valores apresentados pelas comercializadoras que forneceram a proposta ao IFTO *campus* Palmas estão, de fato, alinhados com os preços de mercado. Também se utilizou esses valores para verificação da análise da viabilidade de migração, pois desta forma, o estudo realizado não fica restringido apenas às aplicações fornecidas por apenas algumas comercializadoras, mas torna possível uma visualização ampla e realista da evolução histórica de preços no mercado.

Para execução desta metodologia, foi utilizada a plataforma Pool Denergia, que atualmente, torna possível realizar estimativas de preços por meio da curva *Forward*, que fornece informações atualizadas sobre o preço futuro da energia, facilitando a governança corporativa e a gestão de riscos (DCIDE, 2025).

Com o objetivo de ampliar o acesso a informações estratégicas e fortalecer a segurança nas operações, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica firmou parceria com a Dcide. As instituições assinaram um Memorando de Entendimentos que viabiliza a divulgação, para todos os agentes, das curvas de preços futuros de energia calculadas pela Dcide (CCEE, 2023).

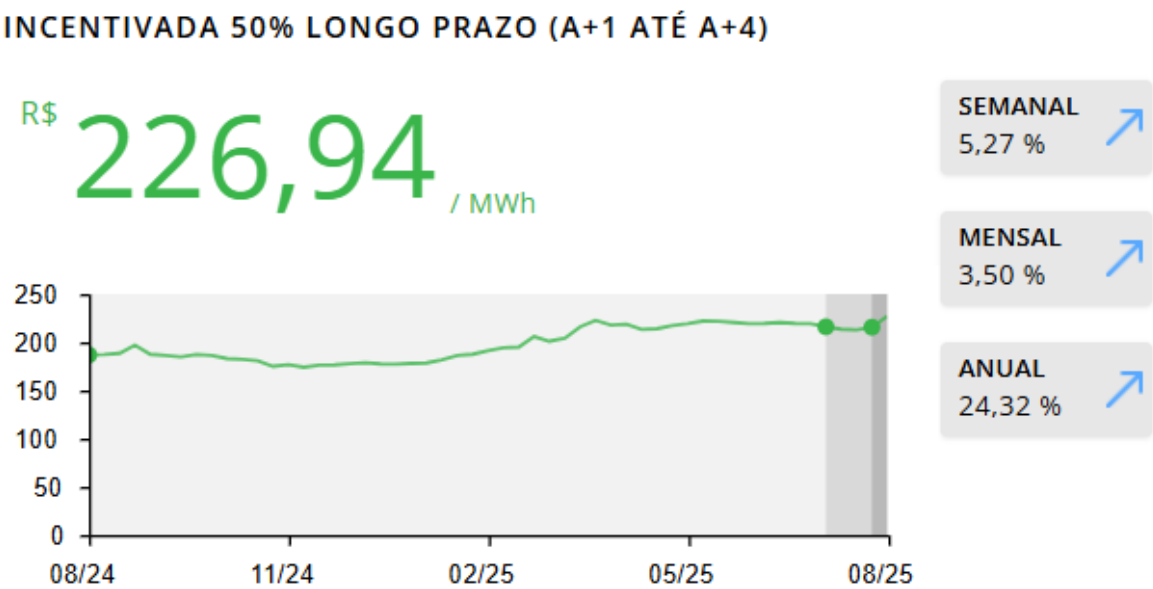
A plataforma possibilita a visualização de contratos de curto prazo (como os com vigência de até 3 meses) e de longo prazo (acima de 12 meses, podendo chegar até 4 anos). Essas estimativas têm contribuições de diversos agentes comerciais do setor, resultando em uma média de consenso que reflete as expectativas atuais do mercado. Nas Figuras 15 e 16 é possível visualizar as curvas *Forward* para preços de contrato de curto prazo e preços de contrato a longo prazo, referentes a energia incentivada.

Figura 15 — Índices Curva *Forward* para contratos a curto prazo



Fonte: DCIDE (2025).

Figura 16 — Índices Curva *Forward* para contratos a longo prazo



Fonte: DCIDE (2025).

Os preços visualizados através dessas curvas são reflexo das principais variáveis que afetam diretamente o setor elétrico e os preços comercializados no ACL, como o PLD que é usado para cálculo e referência de preços de energia, mostrando-se como o principal pilar que

rege a parte financeira do SEB (Magalhães, 2021). A influência do PLD é mais forte e ocorre diretamente nos contratos de curto prazo, pois estes abrangem apenas alguns meses e suas análises consideram maior nível de detalhamento das usinas e das principais rotas de transmissão, com atualizações feitas semanalmente, e considerando intervalos curtos de meia hora (Sousa, 2020).

Enquanto isso, nos contratos a longo prazo o consumidor não fica exposto à volatilidade dos preços como ocorre no mercado a curto prazo, pois estes compram energia de forma *ex-antes*, ou seja, firmam contrato antes de seu consumo, utilizando como base o seu histórico de consumo anterior, o que leva a pagarem um valor fixo de energia que independe dos índices variáveis do mercado livre (Junior, 2013).

Com isso, ao analisar as Figuras 15 e 16, e levar em consideração os parâmetros que influenciam os preços de energia a curto e a longo prazo, percebe-se que esta primeira forma de contrato não se torna vantajosa devido a sua exposição a riscos causados pela variação do PLD, que leva a consumidores que optam por contratos a curto prazo a se enquadrarem em um perfil agressivo, podendo pagar um valor relativamente baixo na compra de energia ou um valor consideravelmente alto, devido a volatilidade do PLD.

4.12 Tributos no Mercado Livre de Energia

Considerando que além do valor que será utilizado como referência de preço, foi analisado também os encargos da CCEE e custos adicionais que qualquer empresa ou Instituição ao migrar para o ACL são obrigados a pagar, além dos custos com a TUSD. No entanto, a depender da forma de migração, se por adesão de forma direta a CCEE ou através de uma representação por meio de uma comercializadora, alguns desses custos não são cobrados ou a própria comercializadora pode arcar com alguns desses gastos. Para fins práticos deste estudo de caso, analisamos as despesas que o *campus* Palmas assumiria com a migração para o ACL no caso mais conservador possível.

Primeiramente, ao escolher ser representado por uma comercializadora de energia, o *campus* deverá custear o valor cobrado pela gestão feita por essa empresa, que passará a ser a responsável por todas as obrigações operacionais e regulatórias junto à CCEE em nome dos seus representados, desde a migração até a contabilização e liquidação das operações, dispensando que esses representados se tornem agentes da Câmara (CCEE, 2025). Porém, a taxa cobrada por esses agentes varejistas pode variar de acordo com a comercializadora e os

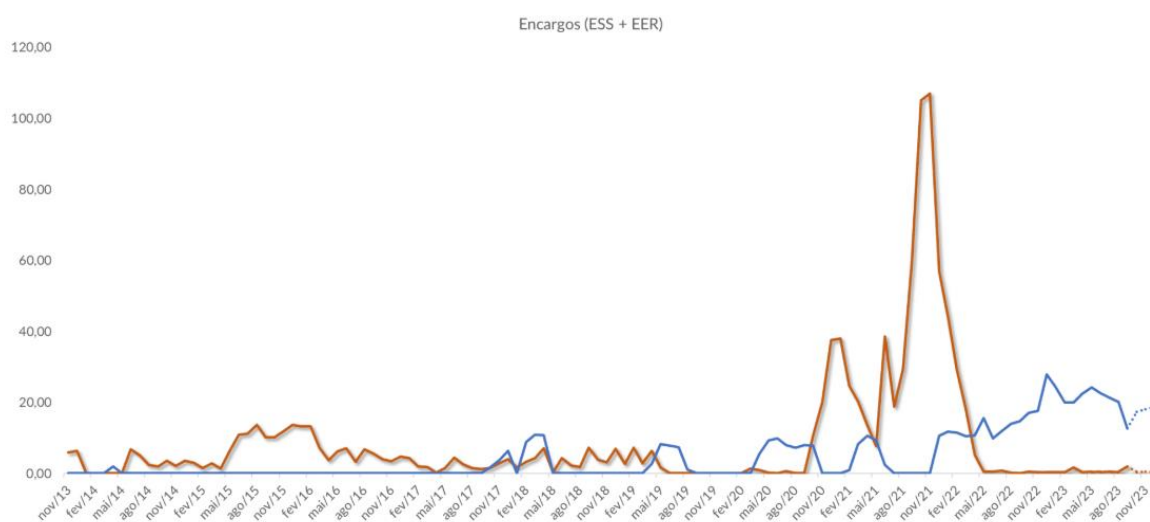
critérios adotados por ela, como carga e volume de energia a ser contratado, complexidade do cliente e estrutura de contrato.

Devido a dificuldade de encontrar uma média de valores cobrados pela gestão no mercado, foi definido um custo baseado em trabalhos acadêmicos, como em um estudo realizado sobre uma comercializadora varejista, em que o autor estabelece um gasto pela gestão da comercializadora de R\$2.000,00 (Dal Ri, 2016). Para realização deste estudo, adotou-se uma abordagem mais conservadora e preventiva. Portanto, foi estipulado um valor cobrado pelos serviços do agente varejista de R\$2.500,00 mensais, totalizando R\$30.000,00 por ano.

Além disso, têm-se os encargos da CCEE, como o Encargo de Energia de Reserva (EER) e o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), que segundo a Câmara Comercializadora de Energia, são custos referentes à garantia, segurança e estabilidade do sistema. Esses custos são divididos entre todos os consumidores ligados ao SIN, incluindo também os que fazem parte do ACL.

A ClarkeEnergia divulgou os valores referentes aos encargos da CCEE no período de 2013 a 2023, encontrando uma média de R\$23/MWh. Devido à dificuldade em obter os valores cobrados diretamente pela CCEE, este valor foi utilizado como referência para a realização deste trabalho.

Figura 17 — Encargos referentes a EER e ESS do período de 2013 a 2023



Fonte: Clarker (2023).

Com isso, foi utilizado o consumo total dos últimos três anos para calcular os custos dos encargos da CCEE, e em seguida é utilizada a média entre eles para estimar os custos referentes ao período de 2026 a 2030, conforme a Tabela 21.

Tabela 21 — Custos dos encargos referentes à CCEE

ANO	CONSUMO TOTAL (KWh)	ENCARGOS DA CCEE NO ACL
2022	985.781	R\$ 22.672,96
2023	1.257.413	R\$ 28.920,50
2024	1.301.513	R\$ 29.934,80
MÉDIA	1.181.569	R\$ 27.176,09

Fonte: Elaboração própria (2025).

A partir dos dados, estimaram-se as tarifas de energia no ACL para 2026 a 2030, de acordo com a Equação 7, em que foi considerado o maior consumo total (ponta e fora ponta) dos últimos três anos, ou seja, o consumo referente a 2024, multiplicado pelo valor de referência obtido na plataforma Pool Denergia. Para 2026, adotou-se R\$348,46/MWh, refletindo um cenário de contratação emergencial no curto prazo, com impacto do PLD. Para 2027 a 2030, utilizou-se R\$228,77/MWh, resultado de melhores condições contratuais. Ao cálculo, somaram-se os encargos da CCEE, a taxa de gestão no ACL e a TUSD com 50% de desconto, de forma que através desses elementos se tem o custo final no ACL apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 — Projeção custos de energia no ACL

ANO	VALOR FINAL NO ACL
2026	R\$ 1.109.069,05
2027	R\$ 970.637,25
2028	R\$ 990.755,76
2029	R\$ 1.010.874,27
2030	R\$ 1.030.992,79

Fonte: Elaboração própria (2025).

Após os cálculos do valor final da energia no ACL, a Tabela 23 apresenta a diferença de custos entre a permanência no ACR e a migração para o ACL no período de 2026 a 2030. Verifica-se que, em todos os anos analisados, o ACL se mostra financeiramente mais vantajoso. Em 2026, a diferença é de R\$416.134,84, o que representa uma economia de 27,28% em relação

ao ACR. Já em 2030, essa diferença atingirá R\$644.663,56, correspondendo a uma economia de 38,47%. No acumulado de cinco anos, a diferença totaliza R\$2.889.821,48, o que equivale a uma economia média de 36,11% quando comparado ao mercado regulado.

Ressalta-se ainda que a diferença correspondente ao ano de 2026 é inferior à verificada nos anos seguintes, em razão da utilização do valor de R\$348,76/MWh como referência para o preço da energia no ACL nesse período. Conforme informações da plataforma Pool Denegria, esse valor é adotado como parâmetro em contratos de curto prazo. Considerando que, neste estudo, a migração do Campus ocorreria já no início de 2026, o preço da energia nesse mesmo ano sofreria também o impacto do PLD, sendo provável que a aquisição ocorresse em torno desse patamar.

De forma análoga, nos anos seguintes foi utilizado o valor de R\$226,94/MWh, disponibilizado pela plataforma, referente a contratos de longo prazo que não sofrem forte influência do PLD. Nessas condições, a diferença se mostra consideravelmente maior do que a observada no primeiro ano e, conseqüentemente, a diferença de preços entre o ACL e o ACR é ainda mais expressiva, tendo em vista que, para o período de 2027 a 2030, foi considerado um valor estável, sem variações, para o preço da energia no ACL.

Tabela 23 — Diferença de preços entre o ACR e o ACL

ANO	CUSTOS NO ACR	CUSTOS NO ACL	DIFERENÇA	DIFERENÇA (%)
2026	R\$ 1.525.203,88	R\$ 1.109.069,05	R\$ 416.134,84	27,28%
2027	R\$ 1.562.817,00	R\$ 970.637,25	R\$ 592.179,76	37,89%
2028	R\$ 1.600.430,12	R\$ 990.755,76	R\$ 609.674,36	38,09%
2029	R\$ 1.638.043,23	R\$ 1.010.874,27	R\$ 627.168,96	38,29%
2030	R\$ 1.675.656,35	R\$ 1.030.992,79	R\$ 644.663,56	38,47%
TOTAL	R\$ 8.002.150,59	R\$ 5.112.329,12	R\$ 2.889.821,48	36,11%

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.13 Aplicação dos Indicadores BEP, VPL

Como analisado nos capítulos anteriores, a migração para o Ambiente de Contratação Livre, à primeira vista apresenta elevado potencial de economia e benefícios operacionais. No entanto, é preciso comprovar tais vantagens com base em uma avaliação econômico-financeira, pois, como observado, a Instituição arcará com custos envolvendo o *grid* zero, o SMF e a taxa de gestão da comercializadora (Tabela 24).

Tabela 24 — Custo inicial da migração

CUSTO COM MIGRAÇÃO ANUAL	
Comercializadora	R\$ 30.000,00
CUSTO ANTES DA MIGRAÇÃO	
SMF (medição)	R\$ 20.000,00
Zero Grid	R\$ 15.000,00
Total Inicial	R\$ 35.000,00

Fonte: Elaboração própria (2025).

Para essa análise foram utilizados indicadores como o BEP e VPL. Na Tabela 25 são apresentados os valores do ponto de equilíbrio tarifário anual, calculados com base na Equação 1, que leva em consideração os custos do mercado cativo, o valor da TUSD no ACL e o consumo total da unidade, em que foi considerado o maior consumo dos últimos três anos (1.301,513 MW/h).

Tabela 25 — Ponto de Equilíbrio Tarifário

ANO	<i>BREAK EVEN POINT</i> (R\$/MWh)
2026	R\$ 371,55
2027	R\$ 379,52
2028	R\$ 387,49
2029	R\$ 395,46
2030	R\$ 403,43
MÉDIA	R\$ 387,49

Fonte: Elaboração própria (2025).

A Tabela 25 apresentada evidencia o *Break Even Point* no horizonte de 2026 a 2030, representando o valor máximo, em R\$/MWh, que pode ser pago pela energia no ACL sem que a migração deixe de ser economicamente vantajosa em relação ao custo atual no mercado cativo. Os valores evoluem de R\$371,55/MWh em 2026 até R\$403,43/MWh em 2030, resultando em uma média de R\$387,49/MWh. Essa trajetória acompanha a tendência de reajuste das tarifas no ACR e estabelece o limite de comparação entre os dois ambientes de

contratação. Dessa forma, quando o preço no ACL se mantém abaixo desse limite, a migração tende a gerar vantagem financeira, caso ultrapasse o valor definido, o benefício deixa de existir.

Apesar desse cálculo mostrar exatamente o valor em que estar no ACR ou no ACL não faz diferença do ponto de vista financeiro, comprar energia abaixo desse ponto de equilíbrio nem sempre quer dizer benefício econômico acima do mínimo esperado ou ao longo tempo, pois deve ser levado em consideração todos os parâmetros relacionados aos custos que estão envolvidos na migração. A Tabela 26 mostra um resumo dos custos com a migração da Instituição.

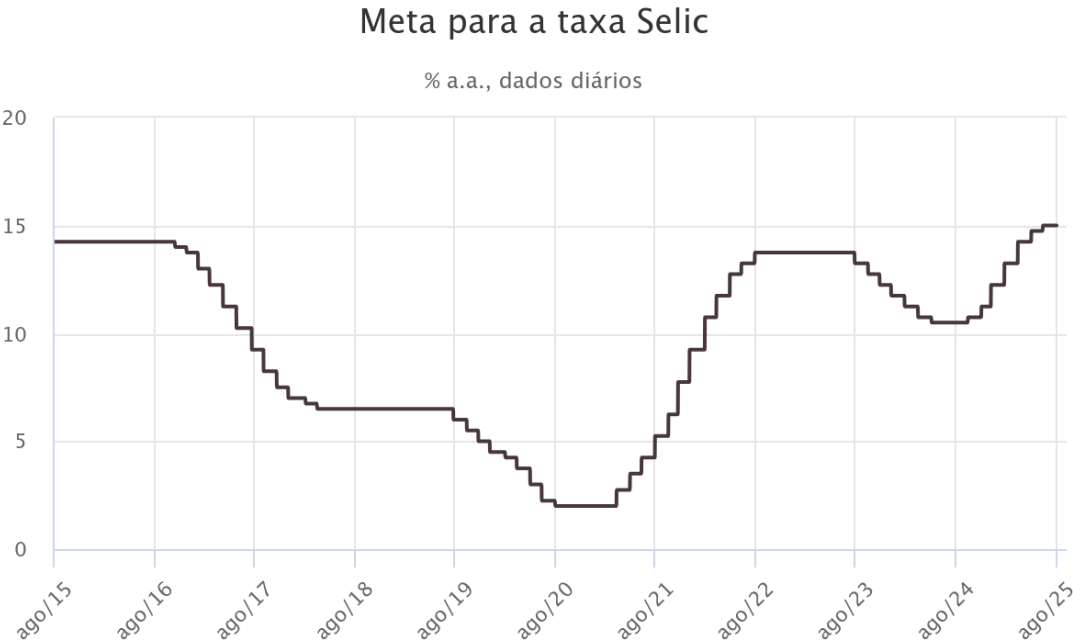
Tabela 26 — Fluxo de Caixa e Valor Presente Líquido – Cenário Analisado

ANO	FLUXO DE CAIXA(R\$)	COMERCIALIZADORA	FLUXO DE CAIXA ATUALIZADO (R\$)	VPL ACULADO (R\$)
2025	-R\$ 35.000,00	-	-R\$ 35.000,00	-R\$ 35.000,00
2026	R\$ 416.134,84	R\$ 30.000,00	R\$ 335.769,42	R\$ 300.769,42
2027	R\$ 592.179,76	R\$ 30.000,00	R\$ 425.088,66	R\$ 725.858,08
2028	R\$ 609.674,36	R\$ 30.000,00	R\$ 381.145,30	R\$ 1.107.003,39
2029	R\$ 627.168,96	R\$ 30.000,00	R\$ 341.433,29	R\$ 1.448.436,68
2030	R\$ 644.663,56	R\$ 30.000,00	R\$ 305.596,42	R\$ 1.754.033,10

Fonte: Elaboração própria (2025).

Dessa forma, na Tabela 26 foi utilizado o VPL que permite avaliar se a migração é financeiramente benéfica ao longo do tempo. Esse cálculo faz isso trazendo todas as economias futuras previstas para o valor de hoje, considerando uma taxa de desconto. No caso deste estudo, foi utilizada a Equação 3, que leva em conta o investimento inicial, os fluxos de economia anuais e a taxa de atratividade adotada para o período. Foi adotada a taxa Selic atual, de 15% ao ano conforme Figura 18, como base para o cálculo do VPL, por refletir o cenário econômico do momento.

Figura 18 — Variação Meta da Taxa Selic (% a.a.) no Período de 2015 a 2025



Fonte: Banco Central do Brasil (2025).

Foi considerado um investimento inicial de R\$35.000,00 em 2025 para a migração do *campus*. A partir de 2026, inicia-se a economia anual, variando entre R\$416 mil e R\$644 mil. Descontados os custos anuais da comercializadora (R\$30 mil) e aplicada a taxa de desconto de 15% ao ano (Selic), o fluxo de caixa atualizado em 2026 foi de R\$335.769,42. Dessa forma, o investimento inicial é recuperado já no primeiro ano de operação. Ao final de 2030, o VPL acumulado atinge aproximadamente R\$1,75 milhão, confirmando a viabilidade econômica e o elevado retorno do projeto.

5 PROPOSTAS DE COMERCIALIZADORAS

Para a realização deste estudo, buscou-se analisar diferentes propostas de migração do IFTO para o ACL. Foi feito contato com diversas comercializadoras, com o objetivo de identificar as condições de mercado mais compatíveis com o perfil de consumo da Instituição. Embora nem todas tenham retornado, obteve-se respostas de três empresas: Comerc, Clarke Energia e BTG Pactual, cujas propostas foram detalhadas para o período de 5 anos (2026 à 2030). Para compreender melhor as condições apresentadas, é importante entender os dois principais modelos de contratação utilizados no ACL.

- Um deles é o Desconto Garantido. Nessa modalidade, é aplicado um percentual fixo de desconto mensal sobre a fatura da distribuidora, tomando como base os valores praticados no mercado regulado. O consumidor continua pagando apenas pelo que consome, mas com um abatimento fixo sobre a tarifa da distribuidora, o que gera economia de forma direta e com certa previsibilidade (BTG, 2025).
- O outro é o preço fixo. Esse modelo define um valor fixo por megawatt-hora (R\$/MWh) para todo o período de vigência do contrato, corrigido apenas pela inflação, geralmente via IPCA (BTG, 2025).

5.1 Proposta Comerc

A empresa Comerc Energia apresentou uma proposta formal com preço fixo de energia elétrica para um contrato de cinco anos, conforme demonstrado na Tabela 27.

Tabela 27 — Proposta da Comercializadora Comerc

(Continua)

DADOS DA CONTRATAÇÃO	
Item	Informação
Tipo de Energia	Incentivada 50%
Desconto sobre a TUSD	50% (aplicado sobre o Fio B)
Demanda Contratada	540 kW
Consumo Médio Mensal	93,47 MWh
Consumo Anual Estimado	1.121,64 MWh
Duração do Contrato	5 anos (2026 a 2030)
PREÇOS DE ENERGIA POR ANO	
Ano	Preço da Energia (R\$/MWh)
2026	R\$ 312,46
2027	R\$ 277,94
2028	R\$ 263,78
2029	R\$ 263,61
2030	R\$ 264,74

Fonte: Adaptado (Comerc (2025)).

Tabela 27 — Proposta da Comercializadora Comerc

(Conclusão)

CONDIÇÕES COMERCIAIS	
Item	Informação
Desconto ICMS (Demanda / Energia)	20% / 5%
Bandeiras Tarifárias Consideradas	Verde, Amarela, Vermelha 1 e 2
ECONOMIA ESTIMADA POR CENÁRIO E BANDEIRA	
Bandeira Tarifária	Economia Estimada (R\$)
Verde	R\$ 2.154.082,20
Amarela	R\$ 2.293.180,30
Vermelha patamar 1	R\$ 2.483.416,40
Vermelha patamar 2	R\$ 2.735.342,60

Fonte: Adaptada Comerc (2025).

A proposta apresentada por esse agente varejista é estruturada de forma muito parecida com as análises feitas de viabilidade de migração, seguindo os mesmos parâmetros de energia proveniente de fonte incentivada com desconto de 50% e contrato a longo prazo com vigência de 5 anos, com fornecimento contínuo e preços fixos de energia definidos ano a ano. Os valores propostos seguem uma tendência decrescente, partindo de R\$312,46/MWh em 2026 até R\$263,61/MWh em 2029, e um leve aumento de preço no último ano, partindo para R\$264,74/MWh .

Um ponto que chama a atenção no contrato é o fato do preço da energia no primeiro ano de migração ser o mais elevado. Isso reflete o risco de curto prazo que a comercializadora assume ao garantir o fornecimento imediato. Para viabilizar a entrega da energia no primeiro ano, muitas vezes é necessário recorrer ao mercado de curto prazo (*spot*) ou a contratos com prazos menores e, como já explicado anteriormente, esses contratos de curto prazo são fortemente influenciados pelo PLD e, portanto, acabam sendo mais caros.

De forma lógica, isso também explica o porquê os preços de energia a partir do segundo ano apresentam maior redução, pois aqui os contratos já não são fortemente influenciados pelo PLD, e os agentes varejistas já têm a possibilidade de estruturar contratos mais vantajosos, por isso, os preços tendem a cair. Essa lógica faz parte de uma estratégia conhecida como *hedge*,

que visa proteger o consumidor e o fornecedor contra oscilações bruscas no mercado (Gomes e Novello, 2018).

Por outro lado, o leve aumento no preço no último ano do contrato como observado em 2030 reflete uma prática de precaução diante das incertezas de longo prazo. Esse comportamento se encaixa no que o mercado chama de *contango*, quando o preço futuro é mais alto que o preço esperado à vista. O oposto, chamado de normal *backwardation*, ocorre quando o preço futuro é inferior. Ambos os fenômenos refletem as expectativas de risco e são comuns no setor elétrico (Gomes e Novello, 2018).

Um ponto que se destaca na proposta da Comerc é a simulação da economia considerando as bandeiras tarifárias. Foram feitas projeções comparando os custos no mercado livre com o que seria pago no mercado cativo, nos cenários de bandeira verde, amarela, vermelha patamar 1 e 2. A economia estimada varia de cerca de R\$2,15 milhões (bandeira verde) a R\$2,73 milhões (bandeira vermelha 2), ao longo de cinco anos. Isso mostra que, quanto mais cara a energia no cativo, maior o ganho com a migração para o mercado livre.

Os preços de energia apresentados na Tabela 27 incluem custos com energia, encargos e gestão. O valor da troca do SMF, é apresentado como um investimento realizado integralmente pela comercializadora em questão, no valor de R\$11.000,00. Também não foi explícito no contrato a taxa cobrada pela gestão da comercializadora, podendo esse custo ser acrescentado no valor da energia repassado pelo agente varejista.

Vale ressaltar que na proposta fornecida pelo agente não foi especificado qual o limite de flexibilidade, isto é, qual a margem de variação permitida no consumo mensal, sem que haja cobrança adicional ou exposição ao PLD. No entanto, foi realizada uma pesquisa e encontrou-se que a Comerc Energia estabelece em seus contratos que caso o consumo ultrapasse os limites de flexibilidade, o excedente será cobrado com base no PLD + adicional (Comerc, [s.d.]a).

5.2 Proposta da Clarke Energia

Foi realizado contato também com a Clarke Energia, empresa gestora de energia e atuante no ambiente de contratação livre. A empresa retornou com duas propostas comerciais para o IFTO. Cada proposta apresenta condições específicas de contratação, prazos e modelos tarifários, considerando o perfil de consumo da Instituição.

A proposta apresentada pela Clarke, baseia-se na projeção dos anos de 2026 à 2030 com os custos tanto no mercado cativo quanto no mercado livre. O método utilizado é a cotação de preços referente ao incentivo na energia, na demanda contratada e na TUSD ponta. Com base

nessas cotações, obteve-se o preço consolidado com desconto, resultante da análise das ofertas disponibilizadas por mais de 80 fornecedores parceiros da Clarke Energia.

Para realização deste estudo, os valores das propostas foram fornecidos pelo agente varejista Reenergisa, a qual pertence ao grupo Energisa. A Clarke se trata de uma empresa de gestão, enquanto a Reenergisa se trata da comercializadora responsável pela representação jurídica do consumidor e por repassar o valor da energia. Por se tratar de duas empresas diferentes, que apesar de trabalharem em conjunto, possuem taxas de comercialização e gestão separadas. Enquanto a Clarke estipula uma taxa mensal, a Reenergisa não especifica tal taxa, estando a mesma diluída no valor na energia repassada na proposta.

Esse valor é apresentado em R\$/MWh, sendo estipulado por ano, conforme aparece nas Tabelas 28 e 29, que para os anos de 2026 até 2030 tem um valor fixo durante todo o ano de referência. Ambas incluem flexibilidade contratual de 50% a 100%, cobertura integral dos encargos setoriais (EER, ESS, CDE, entre outros), custo de gestão de R\$1.600,00 por mês e taxa única de migração de R\$4.000,00. Além disso, a proposta prevê uma economia de 24% para a proposta de preço fixo (Tabela 28) e 23% para desconto garantido (Tabela 29).

Tabela 28 — Proposta Clarke Energia preço fixo

Preço Fixo (24% de Economia)				
Ano	Preços de Energia (R\$/MWh)	Mercado Cativo	Mercado Livre	Economia
2026	R\$ 308,30	R\$ 1.538.863,24	R\$ 1.229.061,77	R\$ 309.801,47
2027	R\$ 278,80	R\$ 1.689.021,37	R\$ 1.296.944,45	R\$ 392.076,92
2028	R\$ 272,80	R\$ 1.707.421,09	R\$ 1.306.555,25	R\$ 400.865,85
2029	R\$ 260,00	R\$ 1.735.539,54	R\$ 1.302.637,85	R\$ 432.901,69
2030	R\$ 261,00	R\$ 1.861.590,53	R\$ 1.382.741,87	R\$ 478.848,65

Fonte: Adaptado Clarke energia (2025).

Tabela 29 — Proposta Clarke Energia Desconto garantido

Desconto garantido (23% de Economia)				
Ano	Preços de Energia (R\$/MWh)	Mercado Cativo	Mercado Livre	Economia
2026	R\$ 326,30	R\$ 1.538.863,24	R\$ 1.256.355,53	R\$ 282.507,71
2027	R\$ 288,70	R\$ 1.689.021,37	R\$ 1.312.849,35	R\$ 376.172,02
2028	R\$ 275,70	R\$ 1.707.421,09	R\$ 1.310.248,99	R\$ 397.172,10
2029	R\$ 251,90	R\$ 1.735.539,54	R\$ 1.285.504,22	R\$ 450.035,32
2030	R\$ 253,90	R\$ 1.861.590,53	R\$ 1.366.907,07	R\$ 494.683,46

Fonte: Adaptado Clarke energia (2025)

A primeira proposta, oferece condições mais competitivas no curto prazo. A economia projetada é de 24% ao ano, alcançando R\$2.010.494,59 ao longo do período. Os preços praticados são inferiores aos da segunda proposta, iniciando em R\$308,30/MWh em 2026 e reduzindo até R\$261,00/MWh em 2030. Mantendo os custos fixos e garantias contratuais, essa proposta se mostra mais vantajosa, sobretudo nos primeiros anos de contratação, quando a diferença entre o mercado cativo e o livre é mais significativa

Já a segunda proposta, projeta uma economia anual de aproximadamente 23%, totalizando R\$1.996.570,61 no período analisado. O fornecimento de energia incentivada com desconto de 50% na TUSD é precificado em R\$326,30/MWh em 2026, reduzindo progressivamente até R\$253,90/MWh em 2030. Essa proposta apresenta os preços iniciais mais altos comparados aos de preço fixo.

Portanto, a opção de desconto garantido não se mostra a mais adequada para a realidade do IFTO. Esse modelo costuma estar atrelado ao valor da fatura do mercado cativo da distribuidora e aplica um percentual fixo de desconto apenas sobre o componente de energia TE (Ponta e Fora ponta), TUSD (Ponta e Fora ponta) e demanda. No entanto, esse tipo de contratação limita a flexibilidade na demanda contratada e, muitas vezes, exige um perfil de consumo mais estável ao longo do tempo.

Como o IFTO apresenta variações em seu consumo entre os meses e anos (Figura 12), essa oscilação pode reduzir o benefício econômico do desconto, já que o valor economizado dependerá diretamente da fatura do consumidor. Além disso, esse modelo não oferece proteção contra reajustes tarifários ou bandeiras, nem por ultrapassagem na demanda contratada, o que compromete a previsibilidade de custos. Por isso, em comparação à proposta de preço fixo, que

garante maior estabilidade e independência em relação às tarifas do mercado cativo, o desconto garantido acaba se mostrando menos atrativo para a Instituição.

Observa-se ainda que, a partir de 2030, haverá um leve aumento no preço da energia em ambas as propostas, o que reduz a atratividade econômica da continuidade contratual no longo prazo. Nesse cenário, para o IFTO, seria viável a adoção de um contrato com duração máxima de quatro anos (2026–2029), garantindo economia mais expressiva no curto prazo e permitindo maior flexibilidade para renegociação futura, em condições mais favoráveis e alinhadas às variações do mercado.

5.3 Proposta da BTG

Foi solicitada uma proposta à comercializadora BTG Pactual com o objetivo de analisar a viabilidade de migração do IFTO para o ACL. Entretanto, a proposta não pôde ser validada devido à reprovação da análise de crédito institucional do IFTO. Conforme o parecer de retorno mostrado na Figura 19, a unidade consumidora foi classificada como empresa em *default*, que não atingiu o *Credit Rating* mínimo exigido para celebração contratual no ACL e apresentou pendências financeiras/comerciais no Serasa. Essas condições de inadimplência comprometem a habilitação do consumidor perante os critérios de risco definidos pela comercializadora, inviabilizando temporariamente a migração para o mercado livre com a BTG Pactual.

Figura 19 — Retorno da BTG em relação a solicitação de proposta de migração ao ACL

Unidade principal

CNPJ	Razão Social	Ponto focal	Telefone
10.742.006/0003-50	INSTITUTO FEDERAL DE EDUCACAO, CI...	ANTONIO DA LUZ	+55 (63) 3225-1205

E-mail
direcao@ifto.gov.br

Reabrir solicitação Remover solicitação

Retorno da análise

Mercado Livre de Energia: Empresa em Default

Mercado Livre de Energia: Credit Rating não atingiu o mínimo esperado

Mercado Livre de Energia: Empresa com pendencias financeiras/comerciais relevantes no Serasa

Dados da proposta
b/common/produtos

Reprovada

Fonte: BTG Pactual (2025).

No processo de análise para ingresso no mercado livre, a comercializadora responsável realiza uma verificação cadastral e de conformidade, atribuindo um tipo de classificação que indica o nível de regularidade da instituição. No caso do IFTO, a consulta apontou a existência de pendências no momento da avaliação, o que resultou na negativa para a celebração do contrato por essa empresa específica. Fazendo um comparativo com as outras propostas acima estabelecidas (Clarke e Comerc) essa verificação cadastral não foi aplicada.

6 RESULTADOS

6.1 Estratégia de contratação de energia

Um outro ponto que deve ser tratado é a estratégia de contratação de energia para o *campus* Palmas, isto é, considerando seus aspectos de natureza pública e seus dados históricos de comportamento de consumo. Este último aspecto tem peso relevante e deve ser analisado de forma minuciosa, tendo em vista que a Instituição possui oscilações de demanda durante alguns períodos do ano, perceptível principalmente entre os meses de férias e os meses de aula regulares.

Nesse sentido, apesar de apresentar um padrão de demanda oscilatório e a primeira vista necessitar de flexibilidade contratual, o IFTO *campus* Palmas pode optar por ser representado por um agente varejista que lhe ofereça flexibilidade contratual de 50% a 100% do seu consumo, como é o caso de algumas propostas já discutidas anteriormente. Assim o mesmo se encaixa melhor como um consumidor de aspecto conservador, em que estar exposto a esses riscos não seria o mais viável, pois, segundo Gabriel Cortez (2025), especialista na gestora Clarke Energia, em comunicação pessoal via videoconferência realizada em 24 de julho de 2025, a contratação de energia a longo prazo tem mais adequação ao perfil do serviço público por permitir segurança orçamentária, menor burocracia administrativa e previsibilidade de preços e segurança jurídica.

Além disso, é recomendável que o IFTO adote contratos com prazo de até 4 anos no mercado livre de energia. Conforme identificado nas análises anteriores, a partir do quinto e último ano do contrato observa-se uma tendência de aumento nos preços, o que reduz a previsibilidade econômica. Além disso, não é possível estimar com precisão como estará o cenário do mercado financeiro nesse horizonte de tempo, especialmente em relação às variações de preço no ACL.

Outro ponto que deve ser analisado na hora de definir a estratégia de contratação, é que seria interessante que o IFTO buscasse também propostas onde os encargos da CCEE não estivessem todos embutidos no valor da energia, ficando a cargo do próprio *campus*. Assim, seria possível avaliar melhor a diferença de economia entre assumir esses custos ou deixar que a comercializadora faça isso. Afinal, quando a empresa assume esse risco, ela acaba repassando para o contrato, o que pode deixar o preço menos vantajoso.

7 CONCLUSÕES

O estudo desenvolvido permitiu identificar a situação real do perfil de consumo do IFTO ao longo dos anos, visto que em alguns períodos o consumo ultrapassa a demanda contratada, expondo a Instituição a custos elevados por demanda ultrapassada. Isso mostra a necessidade de uma nova análise de demanda que se enquadre no consumo real do *campus* nesse processo de migração. Essa adequação é um passo estratégico para que a migração ao ACL ocorra com o máximo aproveitamento da economia.

Além disso, constatou-se que, para a migração do IFTO ao ACL, será necessário adequar o sistema fotovoltaico para a configuração grid zero, de modo a evitar a inversão de fluxo e possíveis impactos negativos na rede da concessionária. Essa exigência implica em custos adicionais no processo de transição. Outro fator relevante refere-se ao Sistema de Medição para Faturamento (SMF), cuja implantação é obrigatória no ACL, caso sejam identificadas irregularidades ou a necessidade de substituição de equipamentos, os investimentos podem se tornar ainda mais elevados, ampliando os gastos iniciais da migração.

Durante a análise de viabilidade constatou-se uma expressiva diferença entre os custos de energia projetados no ACR e no ACL, chegando a R\$644.663,53 em determinado ano. Essa discrepância evidencia o potencial de economia associado à migração, considerando que no ACR os preços são definidos pela ANEEL e permanecem vinculados a subsídios cruzados e encargos setoriais, enquanto no ACL há liberdade de negociação, possibilidade de contratação de energia incentivada com descontos na TUSD e maior previsibilidade de gastos.

O BEP indicou o ponto em que os custos entre os dois ambientes se igualam, marcando o início dos ganhos e o ponto em que a migração não se torna viável. Já o VPL apresentou resultado positivo, mesmo considerando o investimento inicial e reajuste do fluxo de caixa conforme a taxa Selic de 15%, a fim de considerar o impacto da inflação ao longo dos anos. Tal análise confirmou que a economia acumulada compensa o investimento nos períodos analisados.

As propostas comerciais recebidas durante o estudo se mostraram coerentes com os resultados obtidos na análise de viabilidade. Os valores apresentados pelas comercializadoras estão alinhados com os preços praticados atualmente no mercado livre, o que valida as premissas utilizadas nas simulações tarifárias e financeiras.

Também foi observado que nas propostas da Clarke Energia, os encargos da CCEE já estavam incluídos no valor final, enquanto na análise de viabilidade considerou-se que o IFTO arcará integralmente com eles. Como visto anteriormente, esses custos podem se mostrar instáveis, do EER negativo ao ESS chegando a centenas de reais por MWh. Dessa forma, é provável que, ao assumir esse risco, a comercializadora dilua no preço da energia. Assim, observa-se uma discrepância entre a análise de viabilidade realizada e as propostas recebidas, já que na metodologia do estudo foi adotado um valor fixo de R\$ 27.176,09 para esses encargos, o que pode ter contribuído para projetar uma economia maior em relação ao que efetivamente seria obtido em uma contratação real.

Além disso, as análises realizadas sobre a estratégia de contratação mostraram que o melhor contrato para a Instituição é aquele que possui uma flexibilidade de 50% a 100% do consumo e um contrato de no máximo quatro anos, tendo em vista que nas propostas recebidas, no quinto e último ano, por mais que na proposta mostre que é economicamente viável, é perceptível que o preço da energia começa a subir. Além do fato de que não se sabe ao certo como a economia e os preços de energia estarão daqui cinco anos, podendo levar a uma grande mudança no cenário energético e nas mudanças de preços praticados no mercado.

O estudo demonstrou que a migração para o ACL apresenta potencial de economia e flexibilidade contratual para o *campus*. A análise das propostas recebidas mostrou diferentes modalidades de contratação, possibilitando comparações e escolhas mais lucrativas. Além do aspecto financeiro, observou-se que a gestão no ACL possibilita maior previsibilidade orçamentária e a oportunidade de negociar condições que geram lucros ao longo do tempo.

Nesse sentido, ressalta-se a relevância também do IFTO solicitar e avaliar novas propostas de comercializadoras de energia no ACL, ampliando o processo comparativo, de modo a obter diferentes condições comerciais e técnicas. A análise de múltiplos contratos possibilita não apenas a identificação de tarifas mais competitivas por MWh, mas também a verificação de cláusulas contratuais críticas, como limites de flexibilidade, cobertura de encargos setoriais, indicadores de risco de crédito e condições de rescisão.

Por fim, considerando as simulações realizadas e o panorama regulatório vigente, a adesão ao mercado livre de energia configura-se flexível ao permitir a negociação direta de

preços, prazos e condições contratuais, além da possibilidade de escolher o fornecedor e a fonte de geração como uma alternativa para reduzir os gastos com eletricidade, contribuindo para a eficiência na gestão dos recursos públicos e para a sustentabilidade econômica do *campus*.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Avaliação Dos Cenários Possíveis Para Abertura Organizada Do Setor Elétrico Brasileiro.** 2022. Disponível em: https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/11/EY_Abraceel_Final.pdf. Acesso em: 22 jan. 2025.

ABRACEEL - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Mercado livre cresce 50 % nos últimos 12 meses.** 29 out. 2024. Disponível em: <https://abraceel.com.br/press-releases/2024/10/mercado-livre-cresce-50-nos-ultimos-12-meses/>. Acesso em: 10 Abr. 2025.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil Infográfico ABSOLAR.** Publicado em: 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/#boxzilla-3640>. Acesso em: 15 jun. 2025.

AGOSTINE, Eduardo. **Análise de metodologia para definição de condições contratuais de fornecimento no mercado livre de energia elétrica para consumidores do setor automotivo.** 2020. TCC (Graduação). Curso de Engenharia Elétrica — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020. Disponível em: <http://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/217437/001120769.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 04 fev. 2025.

ALTOÉ, Giovana Bezerra Oliveira. **Análise do impacto da adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) no processo de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).** 2023. 52 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Energia) – Universidade de Brasília, Faculdade UnB Gama, Brasília, 2023. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/35060/1/2023_GiovannaBezerraOliveiraAltoe_tcc.pd. Acesso em: 20 jul. 2025.

ALVES-MAZZOTTI, A.J. **Usos e Abusos dos Estudos de Caso.** Cadernos de Pesquisa, São Paulo, v. 36, n. 129, p. 637-651, set./dez. 2006.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custo da energia que chega aos consumidores.** 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 21 jul. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades Tarifárias.** Publicado em: 24 fev. 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 31 jan. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 3.504/2022.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - ETO, e dá outras providências. 2022. 2022c. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223054ti.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **A ANEEL.** 2023a Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 10 mai. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória 3.214/2023.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2023, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - Energisa TO, e dá outras providências. 2023b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233214ti.pdf>. Acesso em: 5 jun. 2025.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 1.081, de 12 de dezembro de 2023.** 2023c. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231081.html>. Acesso em: 28 jan. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **ANEEL aprova redução nos valores de referência das Bandeiras Tarifárias: o sistema de bandeiras tarifárias sinaliza tempestivamente o custo real da energia gerada.** 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-aprova-reducao-nos-valores-de-referencia-das-bandeira-tarifarias>. Acesso em: 20 jul. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 3.340/2024.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - Energisa TO, e dá outras providências. 2024b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243340ti.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2025.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca.** Brasília, 2024. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>. Acesso em: 30. jan. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução homologatória nº 3.479, de 1º de julho de 2025.** Homologa o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2025 da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - Energisa TO, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. 2025a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253479ti.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre Bandeiras Tarifárias. 2025b.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 04 ago. 2025.

ARAÚJO, Raphael Victor Freitas. **Sistemas fotovoltaicos zero grid.** TCC (Graduação) Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2024. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/38415>. Acesso em: 26 abr. 2025.

ARCE, Paulo Eduardo Bassi. **Contratação de energia no ambiente de contratação livre**. Orientador: Dr. Eng. Rodrigo Sacchi. 2011. 42. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação, Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo. São Carlos, 2011. Disponível em: https://bdta.abcd.usp.br/directbitstream/ea919140-0f6d-43c4-b49a-84bbda5dbc82/Arce_Paulo_Eduardo_Bassi.pdf Acesso em: 26 nov. 2024.

ARSESP - AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: ARSESP, 2024. Disponível em: https://www.arsesp.sp.gov.br/Documentosgerais/Carilhas_Tematicas_Arsesp-Tarifas_de_Fornecimento_de_Energia.pdf. Acesso em: 4 fev. 2025.

ATLAS PGEN. **Plataforma de Dados do Mercado de Energia**. S.l.: PGEN, 2023. Disponível em: <https://atlas.pgen.app/>. Acesso em: 3 ago. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Meta para a taxa Selic**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 8 ago. 2025.

BRASIL. **Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960**. Cria os Ministérios da Indústria e do Comércio e das Minas e Energia, e dá outras providências. Brasília, 1960. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/13782.htm. Acesso em: 20 jun. 2025.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. Emenda Constitucional nº 91, de 2016. Disponível em: https://www2.senado.leg.br/bdsf/bitstream/handle/id/518231/CF88_Livro_EC91_2016.pdf. Acesso em: 05 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/18631.htm. Acesso em: 20 jun. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece regras para a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 10 jul. 1995. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1995/lei-9074-7-julho-1995-347472-publicacaooriginal-1-pl.html>. Acesso em: 4 fev. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427compilada.htm. Acesso em: 24 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Estabelece a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, ano 135, n. 151, p. 16117, 7 ago. 1997a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm. Acesso em: 14 mai. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.** Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. 1997b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM. Acesso em: 20 mar. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Conversão da MPv nº 1.531-18, de 1998 Regulamento Altera dispositivos das Leis no 3.890-A, de 25 de abril de 1961, no 8.666, de 21 de junho de 1993, no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no 9.074, de 7 de julho de 1995, no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: 20 jun. 2025.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004. 2024a. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm. Acesso em: 15 jan. 2025.

BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004. 2004b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.847.htm. Acesso em: 10 mai. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 5.184 de 16 de agosto de 2004.** Cria a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, aprova seu Estatuto Social e dá outras providências. 2004c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5184.htm. Acesso em: 15 jun. 2025.

BRASIL. **Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.** Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. 2004d. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm. Acesso em: 15 jun. 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 30 jul. 2004e. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm. Acesso em: 05 fev. 2025.

BRASIL. Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 28 dez. 2018. Disponível em: https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754. Acesso em: 05 fev. 2025.

BRASIL. Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Regulamenta o disposto no art. 15, § 3º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com o objetivo de diminuir os limites de carga para

contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 13 dez. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019-234193048>. Acesso em: 5 fev. 2025.

BRASIL. Resolução Normativa nº 957, de 7 de dezembro de 2021. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 8 dez. 2021. 2021a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2025.

BRASIL. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 8 dez. 2021. 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.133, de 1º de abril de 2021. Lei de Licitações e Contratos Administrativos. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 1 abr. 2021. 2021c. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/14133.htm. Acesso em: 28 jan. 2025.

BRASIL. Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>. Acesso: 24 out. 2024.

BRASIL. Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025. Altera a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e dá outras providências. **Diário Oficial da União:** seção 1, Brasília, DF, 21 maio de 2025. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2025/Mpv/mpv1300.htm. Acesso em: 24 maio 2025.

BTG Pactual. **Economize Energia com o BTG Pactual**. Petrópolis: CDL Petrópolis, jun. 2025. Disponível em: <https://www.cdlpetropolis.com.br/wp-content/uploads/2025/06/Economize-Energia-com-o-BTG-Pactual3-1.pdf>. Acesso em: 28 mai. 2025.

CAIXETA, Gabriel Vaz. **Mercado Livre de Energia: Um estudo sobre o setor e análise das recentes mudanças regulatórias**. TCC. Universidade Federal de Uberlândia Faculdade de Engenharia Elétrica. Uberlândia. 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/38142/1/MercadoLivreEnergia.pdf>. Acesso: 04 fev. 2025.

CARDOSO, M. V. B.; ROCHA, J. F. **Estudo de viabilidade na migração para o mercado livre de energia**. Revista UNINGÁ Review, Maringá, v. 29, n. 1, p. 37-46, jan./mar. 2017.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **CCEE 20 anos: Evolução e Transformação do Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo: CCEE. 2018. Disponível em: https://www.kelman.com.br/CCEE_%2020_anos_Livro_Versao_Digital.pdf. Acesso em: 05 nov. 2024.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **CCEE e Dcide firmam parceria e divulgarão curva de preços futura para monitoramento prudencial.** 2023. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-e-dcide-firmam-parceria-e-divulgarao-curva-de-precos-futura-para-monitoramento-prudencial>. Acesso em: 30 jul. 2025.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Dois novos comercializadores varejistas são habilitados na CCEE.** São Paulo: CCEE, 2024. Disponível em:

https://www.ccee.org.br/-/dois-novos-comercializadores-varejistas-sao-habilitados-na-ccee?utm_source=chatgpt.com. Acesso em: 23 jul. 2025.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Estudo CCEE cenários do mercado livre de energia 2025.** 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/20121/30505048/estudo-ccee-cenarios-do-mercado-brasileiro-de-energia-2025-pdf/6026a00f-b2b4-eb12-0893-0e46118fb854>. Acesso em: 15 jul. 2025.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro.** 2025b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/governanca>. Acesso em: 29 nov. 2024.

CCEE - CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre nós.** 2025c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/sobrenos#:~:text=nossa%20ccee&text=%C3%89%20o%20nosso%20trabalho%20que,a%20energia%20e%20C3%A9trica%20seja%20negociada>. Acesso em: 22 jan. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Mercado Livre.** 2025d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado-livre-acl#&gid=1&pid=1>. Acesso em: 22 jan. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cálculo do Desconto à TUSD/TUST.** 2025e. Disponível em: https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/15%20%20C%C3%A1lculo%20do%20Desconto%20Aplicado%20%C3%A0%20TUSD%20TUST_2025.1.0-JAN.pdf/5cd44bb5-8a16-54c0-bcd3-7a771275ef54. Acesso em: 22 jan. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Dados PLD.** 2025f. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>. Acesso em: 19 maio 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco Custodiante.** 2025g. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/banco-custodiante>. Acesso em: 4 fev. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Conceitos de preços.** S.d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em 08 ago. 2025.

CLARKE ENERGIA. **Sistema de medição para faturamento: tudo sobre a migração para o mercado livre.** 2022. Disponível em:

<https://clarke.com.br/post/sistema-de-medicao-para-faturamento>. Acesso em: 2 ago. 2025.

COMERC. **Condições gerais – Preço garantido COM SMF e sem encargos.** S.l.: Comerc, s.d. Disponível em: https://comerc.com.br/hubfs/Condi%C3%A7%C3%B5es%20Gerais%20-%20Pre%C3%A7o%20Garantido%20COM%20SMF%20e%20sem%20encargos_vers%C3%A3o%20visual%20law%2020.01.2025.pdf. Acesso em: 24 jul. 2025.

COMERC. **Mercado de curto prazo de energia: como funciona e sua importância.** 2022. Disponível em: <https://www.comerc.com.br/panorama/mercado-de-curto-prazo-de-energia>. Acesso em: 19 mai. 2025.

CORTEZ, Gabriel. **Análise do perfil consumidor.** Especialista na gestora Clarke Energia, em comunicação pessoal. Entrevista por videoconferência realizada em 24 de julho de 2025.

COSTA, Danielle Martins Duarte; BELINATO, Gabriela. **Relação entre custo de energia e modalidade tarifária em um processo de usinagem de aço endurecido com ferramenta com geometria wiper usando metodologia de superfície de resposta.** In: Encontro Nacional de Engenharia de Produção, 36., 2016, João Pessoa. Anais. João Pessoa: ABEPRO, 2016. Disponível em: https://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_WPG_228_331_29887.pdf. Acesso em: 2 fev. 2025.

COSTA, Crislane Soares; OLIVEIRA, Elane Lopes de; SOUSA, Josiano Cesar de. 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. **Id on Line Rev. Multidisciplinar e de Psicologia.** V.13, N. 46, p. 277-305, 2019 - ISSN 1981-1179. Edição eletrônica disponível em <http://idonline.emnuvens.com.br/id>. Acesso em: 11 ago. 2025.

DAL RI, Fernanda. **Estudo sobre o Comercializador Varejista.** Projeto de Diplomação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Porto Alegre, 2016. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/157833/001021022.pdf>. Acesso em: 26 jul. 2025.

DCIDE. **Pool Denergia: plataforma colaborativa de preços forward de energia elétrica.** São Paulo: Dcide, 2025. Disponível em: <https://www.dcide.com.br>. Acesso em: 22 jul. 2025.

ENERGES. **Diferença entre ACR e ACL.** 2021. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-entre-acr-e-acl/>. Acesso em: 18 de jan. de 2024.

ENERGÊS. **Tarifa de Energia: O que é Parcela A e Parcela B.** Publicado em 02 set. 2022. Disponível em: <https://energes.com.br/parcela-a-e-parcela-b/>. Acesso em: 21 jul. 2025.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Quem Somos.** s.d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/a-epe/quemsomos>. Acesso em: 10 mai. 2025.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **EPE, ONS e CCEE divulgam previsão de carga para o PLAN 2025-2029.** 2025. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-ons-e-ccee-divulgam-previsao-de-carga-para-o-plan-2025-2029>. Acesso em: 29 jan. 2025.

GALDINO, Victor Daniel de Sousa. **Estudo de caso: avaliação da viabilidade econômica da migração para o ACL em uma indústria alimentícia de Pernambuco**. 2024. Disponível em: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/1429>. Acesso em: dez. 2024.

GENERGIA. **Tudo sobre Mercado Livre de Energia**: na busca por melhores preços e um aumento da previsibilidade nos negócios, pequenas e médias empresas estão migrando para o chamado mercado livre. 2016. Disponível em: <https://genergia.com.br/static/downloads/Genergia-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>. Acesso em: 07 fev. 2025.

GOMES, Pedro Machado; NOVELLO, Ana Maria Trindade. **O comportamento do mercado a termo de energia elétrica no Brasil**. 2018. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/35002/35002.PDF>. Acesso em: 04 ago. 2025.

JUNIOR, Silvio Pedro Assmann Junior. **Análise da contratação de energia de longo prazo no mercado livre**. 2013. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/78500/000898554.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2025.

LOPES, Jessly Smith Gomes. **Mercado Livre de Energia: Uma análise das recentes alterações regulatórias no setor elétrico brasileiro**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação – Bacharelado em Engenharia Elétrica). Instituto Federal da Paraíba, João Pessoa, 2023.

MACHADO, Vinicius de Camargo; BARASSUOL, Renan Marcelo. Viabilidade econômico-financeira da migração do mercado cativo para o mercado livre de energia: um estudo de caso da Universidade de Cruz Alta. In: **Seminário internacional sobre desenvolvimento regional: processos, políticas e transformações territoriais**, 2019, Santa Cruz do Sul. Anais. Santa Cruz do Sul: UNISC, 2019. Disponível em: <https://online.unisc.br/acadnet/anais/index.php/sidr/article/viewFile/18997/1192612722>. Acesso em: 9 ago. 2025.

MACKMILL, Laurett De Brum; OLDONI, André; ROSA, Douglas Silva da; SIGALES, Marlon Soares; MEDEIROS, Fabricio Ardaís; MACHADO, Antônio Lilles Tavares. Projeto Informacional de uma Unidade Móvel Fotovoltaica, em Sistema Off-Grid, para Fornecer Energia Elétrica a Produtores da Agricultura Familiar. **Ensaios e Ciência: Ciências Biológicas, Agrárias e da Saúde**, S. l., v. 28, n. 1, p. 106–116, 2024. DOI: 10.17921/1415-6938.2024v28n1p106-116. Disponível em: <https://ensaioseciencia.pgsscogna.com.br/ensaioeciencia/article/view/10821>. Acesso em: 11 may. 2025.

MAGALHÃES FILHO, Claudio César Martins. **Análise de viabilidade de migração para o mercado livre de energia: estudo de caso das unidades consumidoras do Grupo A da Secretaria da Saúde do Estado do Ceará**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021. Disponível em:

https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/61917/3/2021_tcc_ccmmagalhaesfilho.pdf. Acesso em: 15 jul. 2025.

MAGALHÃES, Milena Magalhães. **Precificação de energia elétrica no mercado spot de energia com a implementação do preço de liquidação das diferenças horário**. Univ. Bras., Brasília, 2021. Disponível: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/29747/1/2021_MilenaMartinsMagalhaes_tcc.pdf. Acesso em: 23 jul. 2025.

MAROTTA, Felipe Napolitano. **A Proteção à Confiança no Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo: Editora Dialética, 2023. ISBN 978-65-270-0885-9.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Portaria n. 514 de 27 de dezembro de 2018. **Diário Oficial da União**. 28 de dezembro de 2018.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE**. Brasília: MME, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse>. Acesso em: 19 maio 2025.

MONLEVADE, João. **Análise de viabilidade técnico-econômica para modernização da iluminação pública no município de João Monlevade/MG**. 2021. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 2021. Disponível em: https://monografias.ufop.br/bitstream/35400000/3777/6/MONOGRRAFIA_An%C3%A1liseViabilideTecnoecon%C3%B4mica.pdf?utm_source=chatgpt.com. Acesso em: 15 jul. 2025.

NERY, Leandro de Oliveira. **Contratação de Energia Elétrica no Mercado Livre**. Revista Científica Semana Acadêmica, Fortaleza, v. 11, ed. 231, 2023. Disponível em: <https://semanaacademica.org.br/monografia/contratacao-de-energia-eletrica-no-mercado-livre>. Acesso em: 4 nov. 2024.

OLIVEIRA, Eduardo Slompo de. **Análise de investimento frente à viabilidade econômica na aquisição de um equipamento em uma empresa localizada no Oeste do Paraná**. 2019. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Produção) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, campus Medianeira, 2019.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Integração de novas instalações - Transmissão**. 2025b. Disponível: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-ousin/integracao-de-novas-instalacoes/transmissao>. Acesso em: 22 jan. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Módulo 2 – Critérios e Requisitos. Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento**. Revisão 2022.11. Rio de Janeiro: ONS, 2022. Disponível em: <https://ons.org.br>. Acesso em: 2 ago. 2025.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. **Memórias do projeto RE-SEB: a história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro**. São Paulo: M. Ohno, 2000. 287 p. Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/2193>. Acesso em: 5 nov. 2024.
RICHERS, Raimar. **O Mercado Como Catalisador Do Desenvolvimento**. São Paulo: Fundação Instituto de Administração, 1986.

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

SILVA, Paulo César Montenegro de Ávila e. **Regulação da abertura do mercado livre de energia elétrica: análise da implantação da competição varejista no Brasil**. 2022. 117 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Direito Econômico e Desenvolvimento) – Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, Brasília, 2022. Disponível em: <https://repositorio.idp.edu.br/handle/123456789/4037>. Acesso em: 20 nov. 2024.

SIQUEIRA, Alan David Andrade de; SOUZA, Alan Pereira de; FAESARELLA, Annete Silva. **O mercado livre de comercialização de energia elétrica: viabilidade financeira de migração – estudo de caso**. Campinas: Universidade São Francisco, 2021. Disponível em: <https://www.usf.edu.br/galeria/getImage/768/2584581971464875.pdf>. Acesso: 5 ago. 2025.

SKAF, Elias Brueckheimer. **Precificação e análise da contratação de energia renovável com desconto na TUSD/TUST e das exposições financeiras no mercado de curto prazo**. 2019. Trabalho de Especialização (Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) – Programa de Educação Continuada em Engenharia, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019. Disponível em: [file:///C:/Users/saraj/Downloads/ELIAS%20BRUECKHEIMER%20SKAF%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/saraj/Downloads/ELIAS%20BRUECKHEIMER%20SKAF%20(1).pdf). Acesso em: 2 ago. 2025.

SOLAR VIEW. **O Smart Meter Universal Solar View agora faz grid zero**. 2024. Disponível em: <https://solarview.com.br/blog/o-smart-meter-universal-solarview-agora-faz-grid-zero/#:~:text=Esse%20equipamento%20%C3%A9%20um%20medidor,como%20a%20Fronius%20e%20Sofar>. Acesso em: 07 ago. 2025.

SOUSA, Jéssica da Silva. **Avaliação do impacto da implantação do pld horário no resultado do mercado de curto prazo**. 2020. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020 Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10031378.pdf>. Acesso em: 23 jul. 2025.

UNICAMP - UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. **Contratação**. Campinas: *campus* Sustentável Unicamp, 2019. Disponível em: <https://www.campus-sustentavel.unicamp.br/contratacao/>. Acesso em: 6 fev. 2025.