



UFPA

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E BIOMÉDICA

BRENO RODRIGO LUZ SOUSA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO PARA O  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA EM CONSUMIDORES DO SUBGRUPO A4,  
MODALIDADE HOROSSAZONAL AZUL**

BELÉM - PA  
2026

BRENO RODRIGO LUZ SOUSA

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO PARA O  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA EM CONSUMIDORES DO SUBGRUPO A4,  
MODALIDADE HOROSSAZONAL AZUL**

Trabalho de Curso, apresentado como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

Orientador(a): Profa. Dra. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho.

BELÉM - PA  
2026

**BRENO RODRIGO LUZ SOUSA**

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA MIGRAÇÃO PARA O  
MERCADO LIVRE DE ENERGIA EM CONSUMIDORES DO SUBGRUPO A4,  
MODALIDADE HOROSSAZONAL AZUL**

Trabalho de Curso, apresentado como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, pela Universidade Federal do Pará.

Orientador(a): Profa. Dra. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho.

Data de aprovação: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_

Conceito:

**Banca Examinadora:**

\_\_\_\_\_  
PROFA. DRA. CARMINDA CÉLIA MOURA DE MOURA CARVALHO  
FEEB/ITEC/UFPA - ORIENTADORA

\_\_\_\_\_  
PROF. DR. ALLAN RODRIGO ARRIFANO MANITO  
FEEB/ITEC/UFPA - MEMBRO

\_\_\_\_\_  
ENG. CLEYDSON MATOS LIMA  
MESTRANDO PPGEE/UFPA – MEMBRO

\_\_\_\_\_  
PROFA. MSC. MIDORI UEOKA CARVALHO  
UNIFAMAZ – MEMBRO

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, em primeiro lugar, pela vida, pela força e pela capacidade de seguir adiante mesmo nos momentos em que pensei em desistir. Sem Sua presença e cuidado, eu não teria conseguido atravessar os desafios acadêmicos, pessoais e profissionais que acompanharam a construção deste trabalho e a conclusão do curso.

Agradeço profundamente à minha namorada, Keila Moura, pelo apoio constante, pela paciência nos períodos mais difíceis, pelas palavras de incentivo e por acreditar em mim quando eu mesmo duvidei do meu caminho na Engenharia Elétrica. Seu companheirismo foi fundamental para que eu retomasse o TCC e chegasse até aqui.

À minha família, em especial ao meu pai, à minha mãe e às minhas irmãs, agradeço pelo amor, pela compreensão e pelas muitas cobranças carinhosas para que eu não abandonasse o curso e buscasse a minha formação. Estendo um agradecimento especial aos meus tios, que me acolheram em Belém durante a graduação, oferecendo não apenas um lar, mas também suporte emocional e incentivo em cada etapa dessa jornada.

Aos amigos de curso Wilma, John Breno e Rafael, deixo meu sincero reconhecimento pelas conversas, pela ajuda nas disciplinas, pelos conselhos e pela motivação para que eu finalizasse esta etapa. A convivência e a amizade de vocês fizeram toda a diferença ao longo desses anos.

Por fim, agradeço aos(as) professores(as) da Faculdade de Engenharia Elétrica da UFPA pela formação técnica e humana proporcionada, e de modo muito especial à minha orientadora, cuja dedicação, cobranças construtivas e incentivo constante foram decisivos para o desenvolvimento deste trabalho e para a conclusão do curso.

## RESUMO

Este trabalho avalia a viabilidade econômico-financeira da migração de uma unidade consumidora hipotética do Grupo A, modalidade tarifária azul, situada na área de concessão da distribuidora Equatorial Pará, atualmente atendida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). A unidade analisada é representativa de consumidores do Subgrupo A4 com demanda contratada inferior a 500 kW. Partindo de revisão de literatura e do arcabouço regulatório recente que ampliou o acesso ao ACL a consumidores de menor demanda, o estudo compara os custos anuais projetados nos dois ambientes de contratação, considerando o investimento necessário para adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF). A análise emprega o conceito de ponto de equilíbrio (break-even) para determinar o preço-limite de energia no ACL e o horizonte de recuperação do investimento inicial, complementado por indicadores econômicos usuais ao longo do período de análise. Com base em dados representativos de consumo e demanda compatíveis com unidades do Grupo A de baixa demanda contratada e em projeções tarifárias para o horizonte de 2026 a 2035, os resultados indicam que a migração ao ACL não é automaticamente vantajosa. A atratividade econômica se verifica principalmente em cenários com contratação de energia incentivada associada a elevados percentuais de desconto na TUSD-Fio e permanência no ACL por horizonte superior a cinco anos, condição necessária para diluição do custo inicial do SMF. Em cenários menos favoráveis, a permanência no ACR tende a apresentar menor custo global. O estudo demonstra a aplicabilidade de metodologia simplificada de avaliação para unidades do Grupo A com baixa demanda contratada, contribuindo para análises de decisão relacionadas à migração ao mercado livre de energia.

**Palavras-chave:** Mercado Livre de Energia; Viabilidade econômico-financeira; Ponto de equilíbrio; Tarifas de energia elétrica; Grupo A.

## ABSTRACT

This study evaluates the economic and financial feasibility of migrating a hypothetical consumer unit from Group A, under the blue time-of-use tariff modality, located within the concession area of Equatorial Pará, currently supplied in the Regulated Contracting Environment (ACR), to the Free Contracting Environment (ACL). The analyzed unit is representative of Subgroup A4 consumers with contracted demand below 500 kW. Based on a literature review and the recent regulatory framework that expanded access to the ACL for lower-demand consumers, the study compares projected annual costs in both contracting environments, considering the required investment for the Metering and Billing System (SMF) upgrade. The analysis applies the break-even concept to determine the threshold energy price in the ACL and the investment recovery horizon, complemented by standard economic indicators over the analysis period. Using representative consumption and demand data compatible with Group A units with low contracted demand and tariff projections for the 2026–2035 horizon, the results indicate that migration to the ACL is not automatically advantageous. Economic attractiveness is mainly observed in scenarios involving the contracting of incentivized energy associated with high TUSD-Fio discount percentages and permanence in the ACL for a period exceeding five years, a condition necessary to dilute the initial SMF investment cost. In less favorable scenarios, remaining in the ACR tends to result in a lower overall cost. The study demonstrates the applicability of a simplified evaluation methodology for Group A units with low contracted demand, contributing to decision-making analyses related to migration to the free electricity market.

**Keywords:** Free Contracting Environment; Economic feasibility; Break-even point; Electricity tariffs; Public sector.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Agentes institucionais.....	20
Figura 2.2 – Processo de migração para o ACL.....	25
Figura 2.3 – Ranking do custo ajustado de energia (custo da energia/renda <i>per capita</i> ) em 2022 entre 34 países.....	37
Figura 2.4 – Custo ajustado de energia (%) x taxa de desemprego (%) (2022).....	39
Figura 2.5 – Custo ajustado de energia (%) x índice de desenvolvimento humano (IDH) (2022).....	40
Figura 3.1 - Fluxograma das etapas metodológicas da pesquisa .....	48
Figura 4.1 – Decomposição mensal de $\alpha_{proj, m}$ (VEER, + VESSm e ERCAP) .....	71
Figura 4.2 – Patamar anual no ACL: Incentivada 50%, 80% e 100% para 2026 a 2030 .....	75
Figura 4.3 – Gráfico comparativo do cenário S1 para os custos totais no ACR vs ACL + SMF de 2026 a 2030.....	81
Figura 4.4 – Gráfico comparativo do cenário S2 para os custos totais no ACR vs ACL + SMF de 2026 a 2030.....	81
4.5 – Gráfico comparativo de lucros e gastos do cenário S1 para os custos totais no ACL de 2026 a 2030. ....	82
Figura 4.6 – Gráfico comparativo de lucros e gastos do cenário S2 para os custos totais no ACL de 2026 a 2030.....	82
Figura 4.7 – Fluxo de caixa acumulado (R\$) e payback para os cenários S1 e S2 (2026–2030).....	86

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Custo ajustado de energia, taxa de desemprego e índice de desenvolvimento humano (IDH) em 20 Países (2022).....	38
Tabela 4.1 – Consumo de energia ativa (ponta e fora de ponta) e demanda contratada .....	68
Tabela 4.2 – Variações absolutas entre os valores de tarifa (R\$) por componente (2020 a 2025) e média aritmética .....	68
Tabela 4.3 – Projeções de TUSD e TE (2026–2030) .....	69
Tabela 4.4 – Projeção por componente da TUSD (A4–Azul), 2026–2030 (R\$) .....	70
Tabela 4.5 – Consolidação do ACR pré-tributos, 2026–2030 (R\$) .....	70
Tabela 4.6 – Tributos no ACR por mês (ICMS e PIS/COFINS) em R\$ .....	70
Tabela 4.7 – Indicadores mensais de encargos CCEE (R\$/MWh).....	71
Tabela 4.8 – Encargos CCEE (ACL) .....	72
Tabela 4.9 – TUSD no ACL: valores médios mensais sob cenários de desconto de 50%, 80% e 100%.....	73
Tabela 4.10 – Projeções dos custos no ACR (total) e ACL (sem parcela de energia) para 2026 a 2030 .....	73
Tabela 4.11 – Valores do ponto de equilíbrio para os descontos de 50%, 80% 100% na TUSD.....	74
Tabela 4.12 – Acréscimos e preços projetados no ACL para energia incentivada 80% e 100% ( $\beta=1$ ), 2026–2030.....	75
Tabela 4.13 – Faixa de custos por serviço da adequação do SMF .....	77
Tabela 4.14 – Custo médio total do SMF por nível de tensão.....	78
Tabela 4.15 – Projeções do custo anual no ACL (com parcela de energia) para 2026–2030 .....	81
Tabela 4.16 – Saldo $y$ para os descontos D no ACL (2026 a 2030) .....	83
Tabela 4.17 – <i>Economia %Dy</i> para os descontos D no ACL (2026 a 2030).....	83
Tabela 4.18 – ROIs para os descontos D no ACL (2026 a 2030) nos cenários S1 e S2 .....	84
Tabela 4.19 – Valores de <i>FCDacum.y</i> para os cenários S1 e S2 ao longo de 2026 a 2030 .....	85
Tabela 4.20 – Variações anuais dos Saldo $y$ ao longo de 2026 a 2030.....	90
Tabela 4.21 – Projeção dos Saldo $y$ ao longo de 2031 a 2035 .....	91

## LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Comparativo dos aspectos tarifários e modalidades aplicáveis entre ACR e ACL .....	17
Quadro 2.2 – Quadro comparativo: consumidor livre vs. consumidor especial .....	23
Quadro 2.3 – Comparativo dos aspectos contratuais entre o ACR e o ACL .....	25
Quadro 2.4 – Comparativo da composição tarifária entre ACR e ACL.....	26
Quadro 2.5 – Normas e portarias complementares relacionadas ao mercado livre de energia .....	29
Quadro 4.1 – Custos de adesão e contribuição associativa da CCEE (vigentes em out. 2025) .....	79

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>10</b>
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	<b>14</b>
<b>2.1 Fundamentação, definições, regulamentação e agentes envolvidos</b> .....	<b>14</b>
2.1.1 Estrutura tarifária e modalidades .....	16
2.1.2 Agentes institucionais .....	18
2.1.3 Agentes econômicos.....	21
2.1.4 O ambiente de contratação livre (ACL).....	24
2.1.5 Normas, portarias e resoluções normativas relacionadas.....	27
<b>2.2 O mercado livre de energia no Brasil</b> .....	<b>30</b>
2.2.1 Estrutura do mercado livre de energia .....	30
<b>2.3 Características da matriz elétrica na região norte</b> .....	<b>31</b>
2.3.1 Participação de fontes térmicas e desafios logísticos .....	32
2.3.2 Tendências e perspectivas para o setor elétrico na região .....	32
<b>2.4 Análise de crises hídricas e impacto nas tarifas</b> .....	<b>33</b>
2.4.1 Influência na composição da tarifa de energia elétrica .....	34
2.4.2 Alternativas de mitigação para consumidores industriais e comerciais.....	34
<b>2.5 Relação entre custo de energia e competitividade econômica</b> .....	<b>35</b>
2.5.1 Estudo de correlação entre custo de energia, IDH e taxa de desemprego	35
2.5.2 Análise estatística aplicada aos dados .....	42
2.5.3 Países-destaque na correlação entre energia e desenvolvimento socioeconômico.....	45
<b>3. METODOLOGIA</b> .....	<b>47</b>
<b>3.1 Levantamento e tratamento dos dados</b> .....	<b>48</b>
<b>3.2 Cálculos e simulações</b> .....	<b>52</b>
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>67</b>
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>92</b>
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>100</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica representa parcela relevante do orçamento de instituições públicas e privadas. Ao mesmo tempo, o setor elétrico brasileiro passa por um processo de abertura gradual do mercado livre de energia, permitindo que consumidores atendidos em média tensão escolham seus fornecedores e negociem preços e condições contratuais de forma direta. Esse movimento, historicamente restrito a indústrias e cargas de grande porte, vem alcançando perfis de consumo cada vez menores. Essa discussão torna-se ainda mais sensível em regiões como a Norte, onde o custo da energia sofre influência tanto da sazonalidade hidrológica quanto de limitações estruturais de transmissão, pressionando o gasto recorrente de instituições. Nesse contexto, torna-se tecnicamente e economicamente relevante avaliar, de forma objetiva, se a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é de fato vantajosa quando comparada à permanência no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que a compra é compulsória junto à distribuidora local.

Consumidores do Grupo A com demandas contratadas inferiores a 500 kW passaram, a partir de janeiro de 2024, a poder migrar ao ACL mediante representação por comercializador varejista. Esse novo enquadramento trouxe ao debate unidades consumidoras de menor porte, com demandas próximas ao limite inferior do Grupo A e perfis típicos de edificações institucionais não industriais. Tais unidades apresentam uma característica econômica particular: embora atendidas em média tensão e sujeitas à estrutura tarifária do Grupo A, não dispõem do mesmo ganho de escala energético de grandes consumidores. Isso cria uma zona de dúvida prática quanto à viabilidade da migração ao ACL, pois o potencial ganho no preço da energia pode ser contrabalançado por custos de entrada relativamente elevados, especialmente os associados à adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF).

Responder a essa dúvida exige mais do que comparar tarifas de forma superficial. A migração ao ACL envolve custos diretos e não triviais de adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que deve passar a atender aos requisitos do mercado livre; envolve a adesão institucional às regras da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); e depende da contratação de energia em modalidades ditas “convencional” ou “incentivada”, esta última associada a fontes renováveis que dão direito a percentuais de desconto sobre a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) (por exemplo, 50%, 80% ou 100%). Além disso, o

benefício econômico potencial não é apenas “pagar menos por megawatt-hora”, mas sim “pagar menos ao longo do tempo, a ponto de recuperar o investimento inicial e gerar economia líquida”. Isso obriga a análise a incluir métricas como *payback*, fluxo de caixa acumulado e Valor Presente Líquido (VPL), e não apenas a diferença de fatura em um único mês. Neste trabalho, a metodologia central é o Ponto de Equilíbrio (*Break-even*), que estabelece o preço-limiar no ACL a partir do qual a migração se torna indiferente em relação ao ACR; a partir desse referencial, Retorno Sobre o Investimento (ROI), fluxo de caixa/*payback* e VPL são empregados como métricas complementares para qualificar o resultado ao longo do tempo.

Diante desse quadro, este trabalho tem por objetivo geral avaliar a viabilidade econômico-financeira da migração de uma unidade consumidora hipotética do Grupo A, modalidade tarifária azul e de pequeno porte, representativa de consumidores atendidos na área de concessão da Equatorial Pará, do ACR para o ACL, em um horizonte de análise que cobre o período de 2026 a 2030 e se estende, por projeção, até 2035. Para atingir esse objetivo geral, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Derivar o Ponto de Equilíbrio (*Break-even*) de preços entre ACR e ACL, identificando o preço-limiar no ACL que torna a migração economicamente indiferente, aplicando a extrapolação dos casos de energia incentivada com 80% e 100% de desconto quando ausentes em bases públicas;
- Projetar o comportamento tarifário no ACR (base regulatória) — TUSD-Fio, TUSD-Energia e TE, por posto horário quando aplicável — convertendo as séries oficiais de R\$/kWh para R\$/MWh e construindo referências anuais 2026–2030, com a devida aplicação de tributos (ICMS e PIS/Cofins). Esse bloco resulta nos custos anuais do ACR (TUSD + TE + tributos);
- Estimar patamares de preço e custos no ACL (base de mercado) para energia convencional e incentivada com 50%/80%/100% de desconto a partir de dados públicos de out/2025. Na ausência de séries públicas para 80% e 100%, aplicar a metodologia dos acréscimos sobre o preço incentivado de 50% para obter os preços projetados. A composição

anual do ACL considera: TUSD + preço da energia no ACL + encargos CCEE + tributos;

- modelar dois cenários de custo de adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF): Cenário S1, que representa uma adequação parcial da medição já existente (intervenção menos onerosa); Cenário S2, que representa uma modernização mais ampla do sistema de medição (custo inicial mais elevado); assumindo, em ambos os casos, que esse custo inicial é pago à vista em 2026;
- calcular, ano a ano, o saldo econômico da migração, definido como a diferença entre o gasto anual estimado no ACR e o gasto anual estimado no ACL (incluindo, no primeiro ano, o custo inicial do SMF), para cada nível de incentivo (50%, 80%, 100%);
- derivar indicadores econômico-financeiros que permitam interpretar esse saldo ao longo do tempo: economia percentual anualizada, retorno sobre o investimento (ROI), fluxo de caixa acumulado e tempo de *payback*;
- aplicar o conceito de Taxa Mínima de Atratividade (TMA), adotando uma taxa conservadora baseada na taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) média projetada para o período 2026–2028 acrescida de um prêmio de risco, e utilizá-la para calcular o Valor Presente Líquido (VPL) dos cenários analisados;
- estender a análise até 2035 por meio de projeção conservadora da evolução do saldo anual (economia líquida), a fim de verificar em que horizonte temporal a migração passa a apresentar VPL positivo, isto é, em que ponto a alternativa ACL deixa de apenas “pagar a si mesma” e passa a gerar ganho líquido sobre permanecer no ACR.

A relevância deste estudo é dupla. Em primeiro lugar, ele oferece um retrato econômico para consumidores do Grupo A de pequeno porte, cuja realidade costuma ficar invisível entre dois extremos: de um lado, estudos baseados em cargas de grande porte (que diluem facilmente o custo de entrada no ACL); de outro, análises genéricas que assumem que qualquer migração ao mercado livre é automaticamente vantajosa, sem contabilizar o investimento inicial em medição e adequação. Em segundo lugar,

o estudo contribui para o planejamento orçamentário institucional e empresarial, pois traduz a migração ao ACL não apenas como “economia potencial de X% na fatura”, mas como uma decisão de investimento com horizonte de retorno, risco regulatório e custo de oportunidade do capital público e privado. Isso é particularmente relevante em contextos de restrições orçamentárias e de pressões por maior previsibilidade de despesas operacionais.

Por fim, este Trabalho de Curso está organizado da seguinte forma. O Capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica e regulatória, discutindo o funcionamento do ACR e do ACL, os mecanismos de contratação de energia incentivada e a estrutura tarifária aplicável ao consumidor de média tensão. O Capítulo 3 descreve a metodologia empregada: derivação de valores mensurados no ACR e ACL, o ponto de equilíbrio que torna esses valores iguais, definição dos cenários de contratação, construção das projeções tarifárias e modelagem dos indicadores econômicos (saldo, ROI, *payback*, TMA e VPL). O Capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos, incluindo a comparação numérica entre ACR e ACL para os diferentes níveis de desconto e cenários de custo do SMF, além da análise de sensibilidade em horizonte estendido até 2035. O Capítulo 5 traz as considerações finais, sintetiza as conclusões de viabilidade econômico-financeira, discute limitações do estudo e propõe direções para trabalhos futuros.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo reúne os conceitos, normas e evidências que sustentam a análise de viabilidade. Primeiro, apresentam-se a estrutura do setor, as definições, a regulamentação e os agentes; em seguida, uma visão do Mercado Livre de Energia no Brasil. Depois, descrevem-se as particularidades da matriz energética na Região Norte e os efeitos das crises hídricas sobre as tarifas — elementos que enquadram o cenário tarifário recente no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para consumidores do Grupo A. Por fim, discute-se a relação entre custo de energia e competitividade econômica, compondo o arcabouço necessário às análises dos capítulos seguintes. Embora o estudo aplicado do presente trabalho esteja centrado em uma unidade consumidora hipotética do Grupo A de pequeno porte, representativa de consumidores atendidos no estado do Pará, o arcabouço teórico aqui apresentado possui caráter geral e busca contextualizar o ambiente regulatório e econômico no qual se insere esse perfil de consumidor.

### 2.1 Fundamentação, definições, regulamentação e agentes envolvidos

A **potência ativa** é a componente da potência elétrica efetivamente convertida em trabalho útil, como iluminação, aquecimento e acionamento de motores. Sua medição é expressa em quilowatts (kW) e, ao longo do tempo, resulta na energia ativa (kWh), base principal para tarifação do consumo de energia. Esse tipo de potência está diretamente associado ao desempenho operacional das unidades consumidoras e à definição de contratos de fornecimento, especialmente no contexto do mercado livre. A análise da potência ativa permite diagnosticar o uso energético real de uma instalação, orientar ações de eficiência e contribuir para a otimização dos custos com energia elétrica (SOUZA, 2010).

Já a **potência reativa** é necessária para manter os campos magnéticos em equipamentos como motores, transformadores e reatores, mesmo sem realizar trabalho útil. O seu excesso pode sobrecarregar as redes de distribuição e transmissão, reduzir a capacidade de transporte da potência ativa e aumentar as perdas técnicas do sistema elétrico. A Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 1.000/2021 estabelece limites para o consumo de potência reativa, principalmente para unidades do Grupo A, e prevê penalidades financeiras em caso de ultrapassagens. Para evitar essas cobranças, é comum o uso de bancos de capacitores como forma de correção do fator de potência. A adequada

gestão da potência reativa, portanto, é essencial para consumidores que desejam migrar para o mercado livre de energia, pois impacta diretamente na eficiência e nos custos operacionais (LIMA, 2024a).

A partir das potências ativa e reativa, define-se a **potência aparente**, que corresponde à soma vetorial dessas duas componentes, representando a potência total absorvida pela instalação elétrica. Sua unidade é o quilovolt-ampère (kVA) e ela expressa a capacidade total exigida do sistema elétrico para o funcionamento das cargas. A potência aparente está diretamente relacionada às correntes que circulam na instalação e, portanto, é um parâmetro fundamental para o dimensionamento de equipamentos e condutores elétricos, bem como para a avaliação da eficiência energética do sistema (SOUZA, 2010).

O **fator de potência (FP)** expressa a relação entre a potência ativa (kW) e a aparente (kVA), refletindo o grau de eficiência com que a energia elétrica é utilizada. Valores próximos de 1 indicam melhor aproveitamento energético, enquanto valores baixos sinalizam a presença excessiva de potência reativa na instalação. A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 1.000/2021, exige que consumidores do Grupo A mantenham o FP mínimo de 0,92, sob pena de encargos adicionais na fatura.

A **d demanda elétrica** corresponde à potência exigida por uma unidade consumidora em um determinado intervalo de tempo, expressa em quilowatts (kW). No âmbito do setor elétrico brasileiro, distinguem-se dois tipos principais de demanda: demanda contratada e demanda medida.

A **d demanda contratada** é a potência máxima previamente acordada entre o consumidor do Grupo A e a distribuidora, garantindo que essa capacidade esteja sempre disponível. Sua escolha deve ser feita com base na carga instalada e no histórico de consumo, pois subcontratar pode gerar multas, enquanto superdimensionar resulta em custos desnecessários (BOTELHO, 2016).

A **d demanda medida** é a potência real registrada no sistema de medição durante o ciclo de faturamento. De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, a demanda faturável será o maior valor entre a demanda medida e demanda contratada. Esse critério busca assegurar estabilidade de receita para a distribuidora e reforça a importância do correto planejamento por parte do consumidor (ANEEL, 2021a).

A ANEEL classifica os consumidores em dois grupos principais: o Grupo A, formado por unidades atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV (alta e média tensão), e o Grupo B, composto por consumidores em baixa tensão, abaixo de 2,3 kV. Enquanto os consumidores do Grupo A devem contratar demanda mínima e são cobrados tanto pela energia quanto pela demanda, os do Grupo B são faturados apenas com base na energia consumida. Essa diferenciação afeta não apenas o modelo tarifário, mas também a possibilidade de migração para o mercado livre, restrita ao Grupo A, conforme critérios técnicos e de demanda mínima estabelecidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021a).

### **2.1.1 Estrutura tarifária e modalidades**

Os **períodos tarifários “ponta” e “fora de ponta”** definem horários com tarifas diferenciadas de energia para consumidores do Grupo A, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. O horário de ponta corresponde aos momentos de maior demanda do sistema elétrico regional, definidos por cada distribuidora, e costuma ter tarifa mais elevada. Fora desse intervalo, aplica-se o período “fora de ponta”, com valores mais baixos. Essa distinção estimula o uso consciente da energia e desloca o consumo para horários de menor carga. A escolha da modalidade tarifária (Convencional, Horossazonal Verde ou Azul) influencia como esses períodos impactam a conta, exigindo planejamento estratégico por parte do consumidor.

A **Tarifa de Energia (TE)** corresponde ao valor cobrado pelo consumo de energia elétrica ativa, expressa em R\$/kWh, sendo um dos principais componentes da fatura dos consumidores. No mercado regulado, ela é determinada pela ANEEL com base nos contratos das distribuidoras; já no mercado livre, é negociada entre consumidor e fornecedor, o que permite condições mais vantajosas (ANEEL, 2021a). A TE pode variar conforme a fonte de geração, o horário de consumo (ponta e fora de ponta) e a modalidade contratada, influenciando diretamente a estratégia de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde o consumidor busca previsibilidade e economia com a energia elétrica. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, essa tarifa deve ser apurada com base nos dados de medição do consumo ativo, obedecendo às condições técnicas e comerciais definidas pelas distribuidoras e homologadas pela agência reguladora (ANEEL, 2010).

A **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)** é a tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição que leva a energia elétrica até os consumidores, sendo aplicada tanto no mercado cativo quanto no livre. Ela não representa o custo da energia em si, mas sim os encargos associados à operação, manutenção e expansão da infraestrutura elétrica das distribuidoras. A cobrança ocorre com base na demanda contratada (R\$/kW) e/ou no consumo de energia (R\$/MWh), conforme o grupo tarifário. Segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, a TUSD pode variar entre os horários de ponta e fora de ponta, incentivando o consumo em períodos de menor carga (ANEEL, 2021a). No ACR, consumidores com geração distribuída (GD) podem se beneficiar de compensações da TUSD conforme previsto na Lei nº 14.300/2022; já no ACL, essa compensação não se aplica, exigindo reavaliação da viabilidade técnica e econômica da GD (BRASIL, 2022a). Avaliar corretamente esse custo é essencial para decidir se a migração para o mercado livre é vantajosa.

O quadro 2.1 resume as principais diferenças entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), com ênfase nos aspectos tarifários e na estrutura das modalidades aplicáveis, destacando como esses elementos impactam diretamente a gestão de custos com energia elétrica.

Quadro 2.1 – Comparativo dos aspectos tarifários e modalidades aplicáveis entre ACR e ACL

<b>Critério</b>	<b>Ambiente de Contratação Regulada (ACR)</b>	<b>Ambiente de Contratação Livre (ACL)</b>
<b>Definição da TE (Tarifa de Energia)</b>	Definida pelas distribuidoras e homologada pela ANEEL. Baseada em contratos firmados via leilões regulados.	Negociada diretamente entre consumidor e fornecedor (gerador ou comercializador).
<b>Composição da TE</b>	Inclui custos de geração, encargos setoriais, tributos (ICMS, PIS/COFINS, etc.), custos de transmissão e distribuição.	Similar à TE do ACR, mas permite negociar valores e condições comerciais. Possível isenção parcial de encargos conforme a fonte.
<b>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)</b>	Aplicada com base na estrutura regulada da ANEEL. Incide sobre demanda contratada (R\$/kW) e energia consumida (R\$/kWh ou R\$/MWh). Pode ser compensada parcialmente no caso de geração distribuída, conforme a Lei nº 14.300/2022.	Também é cobrada pela distribuidora local, mesmo após migração. Não há compensação tarifária via GD, mas podem existir descontos com fontes incentivadas (solar, eólica, PCH).
<b>Tarifa por horário (ponta/fora de ponta)</b>	Aplicável (tarifa horossazonal), mas com estrutura tarifária definida pela distribuidora.	Consumidor pode negociar contratos com sazonalização e ajuste de carga conforme o horário.
<b>Variação de Preços</b>	Preços fixos conforme revisão tarifária da ANEEL (geralmente anual ou quadrienal).	Pode haver contratos com preços fixos ou indexados ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças).

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Pinto (2018) e Siqueira (2013), ANEEL (2021) e Brasil (2022).

A seguir, destacam-se as principais **modalidades tarifárias** aplicáveis às unidades consumidoras do Grupo A, conforme a estrutura definida pela ANEEL.

Na **modalidade tarifária Convencional**, aplica-se um único valor de tarifa para toda a energia consumida ao longo do dia, sem distinção entre os horários de ponta e fora de ponta. Por isso, costuma ser mais adequada para consumidores com perfil de carga constante, que não conseguem ou não pretendem deslocar seu consumo para horários de menor tarifa. Sua simplicidade favorece o controle de custos, mas pode ser menos econômica para quem apresenta variação significativa no uso da energia (PINTO, 2018).

Já a **modalidade Horossazonal Verde** é voltada para consumidores do Grupo A e aplica tarifas diferentes para os períodos de ponta e fora de ponta, o que incentiva o uso da energia em horários de menor custo. A principal característica dessa modalidade é possuir apenas uma demanda contratada válida para todo o dia, simplificando a gestão da demanda. É uma boa opção para quem não consegue reduzir consumo no horário de ponta, mas quer economizar ao aproveitar a tarifa mais barata fora desse horário (ANEEL, 2021a).

Na **modalidade Horossazonal Azul**, o consumidor do Grupo A pode contratar demandas diferentes para os horários de ponta e fora de ponta, pagando tarifas separadas para cada período. Isso permite reduzir custos ao concentrar o consumo em horários mais baratos, mas exige maior controle da carga e planejamento para evitar multas por ultrapassagem no horário de ponta. É indicada para quem consegue ajustar o uso de energia ao longo do dia, como indústrias com processos flexíveis (PINTO, 2018).

### **2.1.2 Agentes institucionais**

A **Empresa de Pesquisa Energética (EPE)** é uma empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), instituída pela Lei nº 10.847/2004, com o objetivo de fornecer suporte técnico ao planejamento energético nacional. Sua atuação compreende estudos e projeções sobre energia elétrica, petróleo, gás natural e fontes renováveis, com foco na sustentabilidade, confiabilidade e viabilidade econômica da matriz energética brasileira. A EPE elabora documentos estratégicos, como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), e realiza análises de mercado, inventários hidrelétricos e avaliações de projetos que subsidiam os leilões de energia promovidos pelo governo. Com isso, desempenha papel essencial na definição de políticas públicas e no direcionamento de investimentos para o setor (BRASIL, 2004a).

O **Ministério de Minas e Energia (MME)** é o principal órgão do governo federal responsável por formular e coordenar políticas para o setor energético, incluindo eletricidade, petróleo, gás natural e fontes renováveis. No setor elétrico, define diretrizes para a expansão da geração e transmissão, sempre buscando segurança no suprimento e maior eficiência do sistema. Atua em parceria com a EPE na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e participa da organização dos leilões de energia junto com a ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Também é responsável por autorizar novos empreendimentos e implementar políticas públicas que incentivem fontes renováveis, além de promover medidas para ampliar o acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), apoiando a modernização e sustentabilidade do setor elétrico (BRASIL, 2024; RIBEIRO, 2024).

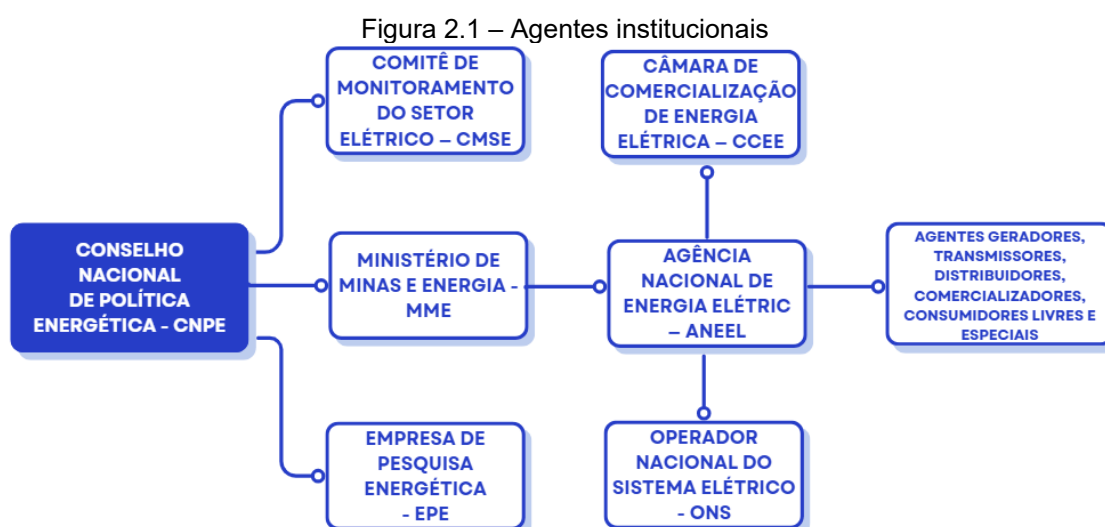
A **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)** é a agência reguladora responsável por fiscalizar e normatizar o setor elétrico brasileiro, atuando sobre geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Criada pela Lei nº 9.427/1996, está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 1996). Suas funções incluem autorizar concessões, definir tarifas, fiscalizar agentes e resolver conflitos. Também edita resoluções técnicas e comerciais, como a REN nº 1.000/2021, que organiza os direitos e deveres dos consumidores e concessionárias (ANEEL, 2021a). Sua atuação garante equilíbrio entre os interesses do mercado e a prestação adequada dos serviços públicos de energia.

O **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** é uma associação civil, de direito privado e sem fins lucrativos, instituída pela Lei nº 9.648/1998 e regulamentada pelo Decreto nº 5.081/2004, que define suas atribuições técnicas e administrativas (BRASIL, 2004b). Embora seja uma entidade privada, o ONS exerce funções estratégicas de interesse público, atuando sob regulação da ANEEL. Entre suas responsabilidades estão a coordenação e o controle da operação integrada das instalações de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), o planejamento da operação energética e a supervisão em tempo real do equilíbrio entre oferta e demanda no sistema elétrico brasileiro (BRASIL, 1998).

A **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)**, instituída pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentada pelo Decreto nº 5.177/2004, é uma entidade privada, sem fins lucrativos, autorizada pelo governo federal e fiscalizada pela ANEEL

(BRASIL, 2004c; BRASIL, 2004d). Ela atua como o núcleo organizador e regulador das transações de energia elétrica no país, operando tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), por meio dos leilões promovidos pela ANEEL, quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os contratos são negociados diretamente entre as partes. Entre suas funções, destacam-se o registro dos contratos, a contabilização e liquidação das diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP), o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e a gestão das garantias financeiras (RIBEIRO, 2024; CCEE, [s.d.a]). Além disso, a CCEE é responsável por consolidar dados do setor e habilitar novos agentes, sendo peça-chave para a transparência e eficiência das negociações no setor elétrico nacional.

O setor elétrico brasileiro é formado por diversos **agentes** que atuam em diferentes etapas da cadeia produtiva da energia, desde a geração até o consumo. Os principais são: **geradores**, que produzem energia por diferentes fontes (hidrelétricas, térmicas, eólicas, solares etc.); **transmissores**, que transportam a energia em alta tensão até os centros de consumo; **distribuidores**, que entregam a energia em média e baixa tensão aos consumidores finais; **comercializadores**, que negociam contratos de compra e venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL); e os **consumidores livres e especiais**, grandes usuários que podem escolher seus fornecedores, desde que atendam às exigências da ANEEL. A atuação desses agentes é supervisionada por entidades como ANEEL, MME, ONS e CCEE, garantindo o funcionamento eficiente, equilibrado e sustentável do sistema elétrico nacional. A figura 2.1 ilustra o fluxograma hierárquico dos Agentes institucionais.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em ONS (2020).

### 2.1.3 Agentes econômicos

Os **agentes de geração de energia elétrica** são responsáveis por transformar diferentes formas de energia (como hidráulica, térmica, solar, eólica e nuclear) em energia elétrica. Eles iniciam a cadeia do setor elétrico e podem atuar tanto no mercado regulado, por meio de contratos com distribuidoras via leilões, quanto no mercado livre, negociando diretamente com consumidores e comercializadores. Para operar, devem atender normas técnicas, ambientais e regulatórias definidas por órgãos como a ANEEL, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e o ONS. Sua atuação é fundamental para garantir o equilíbrio da matriz energética, estimular o desenvolvimento regional e contribuir com a redução das emissões de carbono (GOMES, 2025).

Os **agentes de transmissão** são concessionárias do serviço público responsáveis pelo transporte de energia elétrica nas redes de transmissão que compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), abrangendo tanto a Rede Básica (RB) quanto a Rede Básica de Fronteira (RBF), formadas por instalações com níveis de tensão iguais ou superiores a 230 kV e por transformadores que fazem a interface entre esses níveis e tensões inferiores. A outorga desse serviço é realizada pela ANEEL, que licita e celebra contratos de concessão com prazo típico de 30 anos, nos quais são definidos direitos e obrigações das transmissoras, incluindo regras de manutenção e operação das instalações, critérios de qualidade, continuidade e segurança do fornecimento, além de penalidades em caso de descumprimento. Dessa forma, as redes de transmissão desempenham papel essencial na interligação das regiões do país e na garantia da confiabilidade do atendimento à carga. (LIMA, 2024b).

Os **agentes de distribuição** operam as redes de média e baixa tensão, levando energia até os consumidores finais. Atuam por concessão pública e são regulados pela ANEEL, com tarifas revisadas periodicamente para garantir equilíbrio entre custos, qualidade e eficiência. Mesmo após a migração de consumidores para o mercado livre, os distribuidores seguem responsáveis pela entrega física da energia e são remunerados por meio da TUSD. Também devem garantir o fornecimento contínuo e o atendimento a todas as unidades em sua área de concessão (LIMA, 2024b).

Os **comercializadores de energia elétrica** atuam no Ambiente de Contratação Livre (ACL) como intermediários entre consumidores e geradores, negociando

contratos bilaterais sem possuir ativos próprios de geração ou distribuição. São responsáveis por oferecer alternativas contratuais mais vantajosas, com maior previsibilidade de custos e flexibilidade comercial. Para operar, devem estar habilitados junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, cumprir requisitos regulatórios e seguir normas da ANEEL. Além da comercialização, muitos prestam assessoria técnica e regulatória a consumidores em processo de migração para o mercado livre. Apesar de contribuírem para a competitividade do setor, sua contratação requer análise criteriosa da experiência e capacidade do agente (GOMES, 2025).

Os **consumidores livres** são formados em unidades do Grupo A ( $\geq 2,3$  kV) com demanda mínima de 500 kW, autorizadas pela ANEEL a negociar livremente preço, volume e indexadores diretamente com geradores ou comercializadores. Essas unidades devem habilitar-se junto à CCEE, cumprir obrigações mensais de consumo e demanda, e operar sob o mercado de curto prazo. Tecnicamente, precisam manter parâmetros como fator de potência e energia reativa dentro dos limites regulatórios, evitando penalidades (ANEEL, 2021). A adesão ao ACL exige análise de viabilidade técnica e econômica — considerando perfil de carga, sazonalidade e riscos como volatilidade de preços — além de permitir estratégias avançadas como geração distribuída e contratação de energia incentivada (BEZERRA, 2024).

Já os **consumidores especiais** são unidades do Grupo A com demanda contratada a partir de 500 kW que compram energia de fontes incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), usinas solares, eólicas, biomassa e cogeração qualificada (ANEEL, 2021a). Esses consumidores têm direito a descontos na TUSD/TUST, conforme previsto na Lei nº 9.427/1996, como forma de incentivo ao uso de fontes renováveis. Para isso, devem firmar contratos com lastro em energia incentivada, estar registrados na CCEE e seguir exigências operacionais como envio de declarações mensais e participação no Mercado de Curto Prazo. Assim como os consumidores livres, precisam manter o fator de potência dentro dos limites para evitar penalidades. A migração para essa categoria exige análise de viabilidade técnica e regulatória, considerando o perfil de consumo e os potenciais ganhos econômicos e ambientais (BEZERRA, 2024).

Com a publicação da Portaria Normativa MME nº 50/GM/MME, de 2022, houve a ampliação do acesso ao Ambiente de Contratação Livre para todas as unidades

consumidoras do Grupo A, independentemente do nível de demanda contratada, a partir de janeiro de 2024. Nesse novo contexto, embora as categorias regulatórias de consumidor livre e consumidor especial permaneçam vigentes na legislação setorial, passou a consolidar-se também uma classificação baseada na forma de atuação do agente no mercado: consumidor atacadista e consumidor varejista. O consumidor atacadista é aquele que assume diretamente as obrigações contratuais, operacionais e financeiras perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), enquanto o consumidor varejista é representado por uma comercializadora varejista, que passa a responder por tais obrigações em seu nome. Para unidades do Grupo A com demanda contratada inferior a 500 kW, a migração ao ACL deve ocorrer obrigatoriamente por meio de representação varejista, conforme regulamentação vigente. Essa distinção não substitui as categorias tradicionais de consumidor livre e especial, mas complementa a compreensão das formas de participação dos consumidores no mercado livre após sua abertura plena ao Grupo A.

A seguir, apresenta-se a quadro 2.2, que compara as principais características dos Consumidores Livres e Consumidores Especiais, evidenciando suas semelhanças e distinções no contexto do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Quadro 2.2 – Quadro comparativo: consumidor livre vs. consumidor especial

<b>Característica</b>	<b>Consumidor Livre</b>	<b>Consumidor Especial</b>
<b>Grupo de Tensão</b>	Grupo A ( $\geq 2,3$ kV)	Grupo A ( $\geq 2,3$ kV)
<b>Demanda Contratada</b>	$\geq 500$ kW (para novos consumidores a partir de 01/01/2024) e $< 500$ kW podem migrar por meio de representação de comercializador varejista	$\geq 500$ kW
<b>Fonte de Energia</b>	Qualquer fonte (convencional ou incentivada)	Exclusivamente fontes incentivadas (PCH, solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada)
<b>Descontos em TUSD/TUST</b>	Não possui direito a descontos	Direito a descontos conforme fonte e data de operação
<b>Contratação de Energia</b>	Negociação livre com geradores ou comercializadoras	Obrigatoriamente de fontes incentivadas
<b>Participação na CCEE</b>	Obrigatória	Obrigatória
<b>Obrigações de Relatórios</b>	Relatórios operacionais e financeiros exigidos pela CCEE	Relatórios operacionais e financeiros exigidos pela CCEE
<b>Exigências Técnicas</b>	Manutenção do fator de potência e controle de energia reativa	Manutenção do fator de potência e controle de energia reativa
<b>Característica</b>	Consumidor Livre	Consumidor Especial
<b>Possibilidade de Consórcio de Cargas</b>	Não aplicável	Permitido para unidades do mesmo titular ou áreas contíguas, conforme RN ANEEL nº 1.000/2021
<b>Benefícios</b>	Flexibilidade contratual e preços potencialmente mais competitivos	Descontos em tarifas de uso, incentivo à energia renovável

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANEEL (2021); CCEE (2022).

#### 2.1.4 O ambiente de contratação livre (ACL)

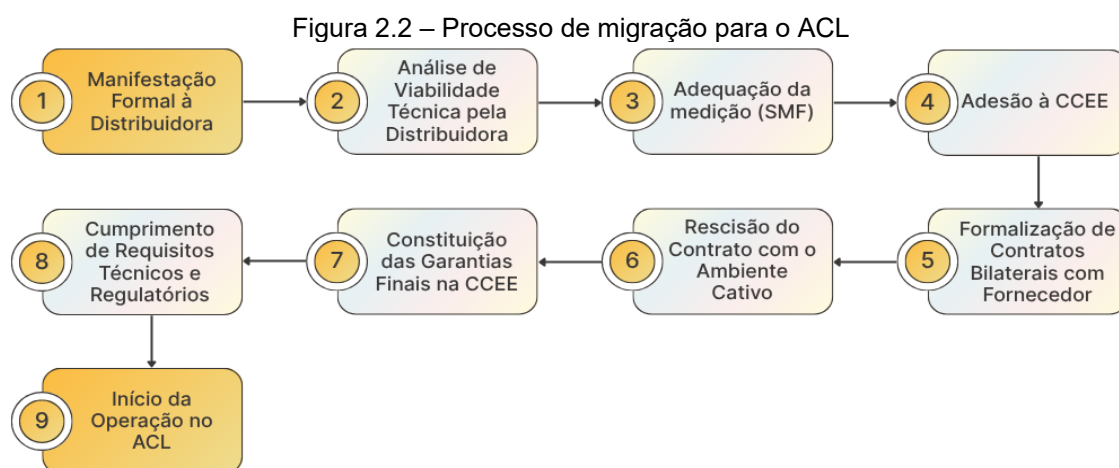
O **ambiente de contratação livre (ACL)** é um modelo do setor elétrico que permite a consumidores com demanda mínima contratada negociar diretamente com fornecedores de energia, escolhendo condições como preço, prazo, fonte de geração e volume. Ao contrário do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no ACL não há intermediação obrigatória das distribuidoras locais. Essa liberdade, porém, exige que o consumidor cumpra requisitos técnicos e regulatórios definidos pela ANEEL e CCEE, com registro e liquidação contratual na CCEE. Além de proporcionar maior autonomia e possível redução de custos, o ACL requer gestão ativa, análise de riscos e maior conhecimento técnico do consumidor sobre o mercado.

Para tanto, os **consumidores aptos a migrar para o ACL** são aqueles pertencentes ao Grupo A (atendidos em alta tensão,  $\geq 2,3$  kV). Regra geral, o enquadramento como consumidor livre exige demanda contratada  $\geq 500$  kW, com liberdade para negociar com geradores ou comercializadores. Há ainda o consumidor especial, que cumpre o mesmo critério de demanda e contrata exclusivamente energia incentivada (PCH, eólica, solar, biomassa), fazendo jus aos descontos de TUSD/TUST. Adicionalmente, desde 2024, unidades do Grupo A com demanda  $< 500$  kW também podem migrar por representação de comercializador varejista (FERNANDES, 2020; ANEEL, 2023a).

Além dos trâmites operacionais, a migração implica em profundas mudanças no perfil de contratação e gestão da energia. No Ambiente de Contratação Livre, o consumidor passa a ser responsável pela negociação bilateral dos contratos, exposição ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), monitoramento contínuo do consumo e cumprimento das obrigações mensais perante a CCEE. A previsibilidade orçamentária depende da estratégia de contratação adotada e da capacidade de mitigação de riscos como sazonalidade, variação de carga e volatilidade de preços. Por isso, a tomada de decisão deve considerar não apenas os benefícios potenciais, como redução de custos e autonomia, mas também os desafios de natureza contratual, regulatória e financeira.

O **processo de migração para o ACL** exige que o consumidor informe a distribuidora com, no mínimo, 180 dias de antecedência, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021. Nesse período, são verificadas questões técnicas como a instalação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), necessário para

registrar corretamente o consumo. Simultaneamente, é preciso aderir à CCEE, apresentando garantias financeiras e documentos formais, o que habilita o consumidor a operar no mercado livre. Após firmar contrato com o novo fornecedor, o consumidor deve formalizar o desligamento do ambiente cativo, arcando com eventuais encargos contratuais (LIMA, 2024b). O processo requer atenção a normas técnicas e prazos específicos, sendo recomendável a assistência de consultorias especializadas para avaliar cuidadosamente os riscos e vantagens do ambiente livre. A figura 2.2 ilustra um fluxograma, com as etapas do para a migração para o ACL.



Fonte: Elaborado pelo Autor com base em CCEE (2022), BRASIL, (2004) e LIMA (2024).

Já o quadro 2.3 apresenta uma comparação entre os principais aspectos contratuais e de negociação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Quadro 2.3 – Comparativo dos aspectos contratuais entre o ACR e o ACL

Aspecto	Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	Ambiente de Contratação Livre (ACL)
<b>Definição de Preços</b>	Tarifas definidas pela ANEEL e distribuidoras	Livre negociação entre as partes
<b>Prazos Contratuais</b>	Determinados pelas regras da distribuidora	Definidos livremente pelas partes
<b>Flexibilidade Contratual</b>	Baixa	Alta
<b>Atualização de Preços (reajuste e indexador)</b>	Definida pela ANEEL, sem escolha pelo consumidor	Livre negociação; com uso de IPCA, dólar e outros
<b>Garantias Financeiras</b>	Não exigidas	Obrigatórias (cartas-fiança, seguro garantia)
<b>Reajustes Tarifários</b>	Definidos pela ANEEL	Negociáveis entre as partes
<b>Multas e Penalidades</b>	Padrão da distribuidora	Negociáveis entre as partes
<b>Gestão de Riscos</b>	Nenhuma exigência do consumidor	Necessária e ativa pelo consumidor
<b>Acompanhamento do Mercado</b>	Não aplicável	Recomendado e constante
<b>Necessidade de Assessoria Técnica</b>	Baixa	Alta

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANEEL (2021); CCEE (2022), FERNANDES (2024).

As **tarifas aplicáveis no ACL** são compostas por elementos regulados e não regulados. A Tarifa de Energia (TE) é livremente negociada entre consumidor e fornecedor, permitindo personalização conforme perfil de carga, prazos contratuais e volumes contratados. Contudo, mesmo no ambiente livre, o consumidor permanece sujeito ao pagamento das Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos — TUSD (distribuição) e TUST (transmissão) —, ambas definidas e reguladas pela ANEEL, além dos encargos setoriais obrigatórios, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o Encargo de Serviços do Sistema (ESS) e os encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). A separação entre TE e TUSD/TUST torna mais transparente a estrutura de custos, embora apenas a energia seja negociável. O consumidor livre deve atentar também para o fator de potência, pois valores fora do limite regulamentar implicam cobrança por energia reativa excedente. Esses encargos e tarifas técnicas, embora não componham a tarifa negociada de energia, impactam diretamente a viabilidade econômica do ACL e devem ser considerados na decisão de migração. Para complementar a análise, apresenta-se no quadro 2.4 uma comparação resumida entre a composição tarifária no ACL e no ACR.

Quadro 2.4 – Comparativo da composição tarifária entre ACR e ACL

<b>Componente Tarifário</b>	<b>ACR</b>	<b>ACL</b>
<b>Tarifa de Energia (TE)</b>	Definida pela ANEEL e distribuidora local	Livre negociação entre consumidor e fornecedor
<b>TUSD / TUST</b>	TUSD (uso da rede de distribuição), cobrada pela distribuidora. TUST não se aplica.	TUSD (uso da distribuição) ou TUST (se conectado à transmissão), com valores regulados pela ANEEL.
<b>Tributos (ICMS, PIS, COFINS)</b>	Aplicados sobre toda a fatura, inclusive sobre os encargos.	Aplicados separadamente sobre energia e serviços. Possibilidade de otimização tributária dependendo da estrutura contratual.
<b>Encargos Setoriais (CDE, PROINFA etc.)</b>	Inclusos na TE e repassados de forma embutida na fatura da distribuidora.	Cobrados separadamente na fatura do consumidor. São obrigatórios mesmo no ACL.
<b>Energia Reativa / Fator de Potência</b>	Incluído em tarifa padrão da distribuidora com possíveis penalidades por baixo fator de potência.	Penalidades cobradas separadamente se fator de potência estiver fora dos limites regulatórios.
<b>Flexibilidade Tarifária</b>	Inexistente. Tarifa única regulada, sem opção de negociação.	Alta. O consumidor negocia condições comerciais, fontes e formas contratuais.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANEEL (2021); CCEE (2022)

A operação no ACL é sensível à **sazonalidade climática**, especialmente devido à dependência da geração hidrelétrica. Durante períodos úmidos, o aumento da oferta reduz o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), enquanto a escassez

hídrica nos períodos secos eleva os preços e aciona usinas termelétricas, com maiores custos operacionais. Consumidores livres expostos ao PLD devem gerenciar esses riscos por meio de contratos de longo prazo, diversificação de fontes (eólica, solar) e gestão eficiente da demanda. Essa estratégia é ainda mais relevante em regiões como o Norte e o Nordeste, onde a complementaridade entre as fontes pode reduzir a volatilidade de custos e ampliar a segurança energética (ONS, 2020).

### **2.1.5 Normas, portarias e resoluções normativas relacionadas**

O setor elétrico brasileiro é regido por diversas normas, leis e resoluções que organizam a operação, regulação e comercialização de energia. Nesta seção, são apresentadas de forma interpretativa e resumida as normas consideradas mais relevantes ao tema deste trabalho. As demais normas complementares serão listadas em quadro ao final da seção, proporcionando uma visão geral.

A **Lei nº 9.427/1996** criou a ANEEL, que passou a ser o órgão responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico brasileiro. Essa lei estabeleceu que a distribuição e a transmissão de energia elétrica funcionariam sob regime de concessão pública e que as tarifas deveriam ser controladas para garantir preços justos aos consumidores. Além disso, definiu os primeiros princípios sobre a organização do mercado de energia, incluindo as regras para concessões, permissões e a cobrança adequada pelos serviços prestados (BRASIL, 1996).

A **Lei nº 10.848/2004** estruturou o modelo comercial do setor elétrico brasileiro ao determinar que a compra de energia elétrica pelas distribuidoras ocorra por meio de leilões públicos com contratos de longo prazo, buscando garantir previsibilidade de oferta e modicidade tarifária. Ela também consolidou a separação entre o mercado regulado e o mercado livre, atribuindo à CCEE a responsabilidade pela contabilização e liquidação das transações, além de possibilitar o incentivo a fontes renováveis por meio de contratos diferenciados para fontes alternativas, contribuindo para a diversificação da matriz elétrica e a ampliação do ACL (BRASIL, 2004).

A **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021** consolidou normas que regem a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica no Brasil, reunindo em um único documento obrigações e direitos de consumidores e distribuidoras, além de padronizar procedimentos técnicos e comerciais. A norma estabelece critérios para ligação de novas unidades consumidoras, qualidade do

fornecimento, prazos de atendimento, regras para faturamento, cobrança e aspectos técnicos relacionados à rede elétrica, sendo considerada referência central para o setor (ANEEL, 2021a).

A **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012** foi responsável por introduzir oficialmente a geração distribuída no Brasil. A norma criou as condições para que consumidores possam gerar a própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, como solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, conectando seus sistemas à rede de distribuição. Além disso, regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica, que permite que o excedente de geração seja injetado na rede, gerando créditos a serem utilizados posteriormente. Essa resolução foi um marco para a democratização da energia no país, facilitando o acesso à micro e minigeração e incentivando a diversificação da matriz energética (ANEEL, 2012). Mesmo com alterações posteriores, como a Lei nº 14.300/2022, a REN nº 482/2012 permanece como a base regulatória da geração distribuída no Brasil.

A **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil, consolidando em nível legal as diretrizes anteriormente estabelecidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. A legislação definiu regras de transição para o sistema de compensação de energia elétrica, estabeleceu critérios para a cobrança gradual dos encargos relacionados ao uso da rede de distribuição e garantiu segurança jurídica aos consumidores-geradores já conectados. Ao mesmo tempo, buscou equilibrar o incentivo à geração distribuída com a sustentabilidade econômica do setor elétrico, ao disciplinar a alocação de custos entre os usuários da rede. Dessa forma, a Lei nº 14.300/2022 representa um avanço regulatório ao conferir maior previsibilidade ao ambiente da geração distribuída, impactando diretamente as análises de viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos no país (BRASIL, 2022a).

A **Portaria Normativa nº 50/GM/MME** publicada em 27/09/2022, zerou o limite de carga para acesso ao ACL pelos consumidores do Grupo A (média e alta tensão) a partir de 01/01/2024, garantindo o direito de optar pela compra de energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do SIN (BRASIL, 2022b). A implementação regulatória posterior da ANEEL determinou que unidades com demanda contratada inferior a 500 kW não ingressem diretamente na CCEE, devendo ser representadas por comercializador varejista; para cargas  $\geq 500$  kW, a

representação é facultativa (ANEEL, 2023b). A Portaria também não alcança o Grupo B, cuja eventual abertura ficou condicionada a estudos e consultas futuras pelo MME.

Demais normas, portarias e resoluções apresentadas nesta seção, embora relevantes, não exigem detalhamento individual no contexto deste trabalho. Para fins de objetividade, optou-se por sintetizá-las no quadro 2.5, o qual resume os principais conteúdos normativos com ênfase no impacto e aplicação no Mercado Livre de Energia (Ambiente de Contratação Livre – ACL).

Quadro 2.5 – Normas e portarias complementares relacionadas ao mercado livre de energia

<b>Norma / Portaria</b>	<b>Descrição Simplificada</b>	<b>Aplicação no Mercado Livre de Energia</b>
<b>Lei nº 14.120/2021</b>	Dispõe sobre medidas de modernização do setor elétrico, com foco em alívio tarifário e revisão de subsídios, e estabelece bases para a comercialização varejista no ACL	Forneceu base legal para o avanço da abertura do ACL, ao permitir a comercialização varejista e facilitar a entrada de novos consumidores, especialmente de alta tensão, conforme regulamentação posterior do MME e da ANEEL.
<b>Decreto nº 5.163/2004</b>	Estabelece regras para a comercialização de energia elétrica no ACR e ACL.	Fornece as bases regulatórias para a comercialização de energia elétrica, servindo para a atuação dos agentes e para a estrutura dos contratos no ACL, em conjunto com as Regras e Procedimentos de Comercialização da CCEE
<b>Portaria MME nº 514/2018</b>	Estabelece o cronograma de redução progressiva dos limites de demanda para acesso ao ACL.	Abriu gradativamente o mercado livre a novos consumidores.
<b>Resolução Normativa ANEEL nº 876/2020</b>	Consolida requisitos e procedimentos para obtenção de outorga de autorização e para alteração de capacidade instalada de centrais geradoras, bem como para comunicação da implantação de centrais com capacidade reduzida.	Organiza o processo de outorga de usinas de fontes alternativas cuja energia é frequentemente comercializada no ACL, contribuindo para a expansão da oferta, especialmente de energia incentivada.
<b>Procedimentos de Rede (ONS)</b>	Conjunto de normas operacionais do SIN.	Garante as condições técnicas de operação do SIN, o que viabiliza o fluxo físico da energia contratada no ACL.
<b>Regras e Procedimentos de Comercialização (CCEE)</b>	Normas para contabilização, liquidação e registro de contratos no mercado livre.	Regulamenta a operação de compra e venda de energia no ACL e o funcionamento do mercado de curto prazo.
<b>Resolução Normativa ANEEL nº 963/2021</b>	Estabelece as condições gerais para a criação, organização e atuação dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica.	Fortalece a representação institucional dos consumidores junto às distribuidoras, contribuindo para a transparência e a defesa de interesses que também afetam consumidores com potencial de migrar ou já expostos ao ACL.

Fonte: Elaborado pelo autor com base em: BRASIL (2004e, 2018, 2021a, 2021b); ANEEL (2020); ONS (2024); CCEE (2022).

## **2.2 O mercado livre de energia no Brasil**

O setor elétrico brasileiro passou por uma trajetória de evolução marcada por mudanças estruturais, avanços tecnológicos e desafios regulatórios ao longo das décadas. Seu início remonta ao final do século XIX, com a implantação de pequenas usinas privadas que totalizavam pouco mais de 10 MW de capacidade instalada até 1900, com a implantação das primeiras usinas, principalmente para atender demandas urbanas e industriais nas cidades como Rio de Janeiro e São Paulo. A partir da década de 1960, o Estado assumiu papel central com a criação da Eletrobras, promovendo a expansão da geração hidrelétrica e a integração nacional do sistema elétrico. Esse ciclo de estatização se manteve até os anos 1990, quando reformas institucionais buscaram aumentar a eficiência do setor, introduzindo competição e criando bases para o atual Ambiente de Contratação Livre (GOMES, 2002).

Com a consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004, por meio das Leis nº 10.847 e nº 10.848, o mercado passou a operar com a separação formal das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Isso permitiu o fortalecimento do ACL, no qual consumidores qualificados podem contratar energia diretamente de geradores ou comercializadores. O crescimento desse ambiente tem sido acompanhado por ações regulatórias que ampliaram progressivamente o acesso ao mercado, como as recentes mudanças promovidas pela Portaria MME nº 50/2022, que autoriza, a partir de 2024, todos os consumidores conectados em alta tensão a migrarem para o ACL. A subseção seguinte detalha a estrutura técnica e comercial desse ambiente, além dos requisitos normativos que garantem seu funcionamento.

### **2.2.1 Estrutura do mercado livre de energia**

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é o segmento do setor elétrico em que o consumidor pode escolher de quem comprar energia e negociar condições como preço, prazo, fonte e indexador, em vez de ficar restrito à tarifa da distribuidora. Essa negociação é feita diretamente com geradores ou comercializadores (inclusive varejistas) e é registrada e liquidada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), tudo sob as regras da ANEEL. Pela regra clássica, só podiam entrar consumidores livres (demanda  $\geq 1,5$  MW) e consumidores especiais (entre 500 kW e 1,5 MW, desde que a energia fosse de fonte incentivada), mas o governo foi reduzindo esses limites até chegar à Portaria Normativa MME nº 50/2022, que autorizou, a partir de 1º de janeiro de 2024, que qualquer unidade do Grupo A possa migrar para o ACL.

Isso ampliou bastante o mercado e fez crescer o número de migrações em 2024–2025, como mostram os levantamentos da própria CCEE. Em compensação, quem entra no ACL precisa ter mais gestão: acompanhar medição, prever consumo, evitar exposição ao curto prazo e cumprir os contratos bilaterais, porque no mercado livre não existe a “proteção” da tarifa regulada do mercado cativo. (BRASIL, 2022b; ANEEL, 2023c; CCEE, [s.d.b]).

### **2.3 Características da matriz elétrica na região norte**

Nas duas seções a seguir (2.3 e 2.4) contextualiza-se o ambiente energético em que se inserem consumidores do Grupo A na região Norte, atualmente atendidos no ACR. Primeiro, descrevem-se as particularidades da matriz do Norte (predominância hidrelétrica, sazonalidade úmido-seco e presença de sistemas isolados custeados pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)) e seus reflexos sobre custos e previsibilidade tarifária. Em seguida (2.4), discutem-se os impactos de crises hídricas e do despacho térmico sobre as tarifas e a volatilidade percebida por unidades do Grupo A. Esse pano de fundo justifica a comparação com o ACL, onde é possível negociar condições contratuais visando previsibilidade orçamentária e eficiência econômica.

A Região Norte tem uma matriz elétrica marcadamente hidrelétrica — em vários sistemas, mais de 90% do atendimento vem de usinas como Tucuruí, Santo Antônio, Jirau e Balbina, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2025 (EPE, 2025). O ponto crítico é que boa parte dessas usinas da bacia amazônica opera a fio d’água, sem grande volume de regularização, então a geração cai bastante no período seco (junho a novembro), o que obriga o despacho de térmicas a óleo/diesel (ainda presentes nos sistemas isolados), elevando o custo de suprimento e a exposição ambiental (OLIVEIRA, 2020). Quando a oferta hídrica fica mais restrita, isso também tende a pressionar o PLD e impactar contratos no ACL, como ocorreu na hidrologia crítica de 2021, em que o preço de curto prazo subiu justamente pela menor disponibilidade de energia hidráulica (ANEEL, 2022a).

Por perceber essa vulnerabilidade estrutural, os documentos de planejamento, como o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 e os planos do MME para a Amazônia Legal, vêm apontando duas linhas de ação: (i) diversificar a matriz regional com fontes complementares — solar fotovoltaica, biomassa e eólica onde houver recurso — para aliviar os meses de estiagem; e (ii) integrar gradualmente os sistemas isolados ao SIN,

o que foi reforçado pela REN ANEEL nº 1.000/2021, que busca padronizar o atendimento e reduzir a dependência de térmicas caras (MME, 2023; ANEEL, 2022b). Em síntese, a fonte hídrica continua sendo vantajosa pelo baixo custo marginal, mas, no contexto do Norte, ela precisa ser acompanhada de políticas de diversificação e de expansão da rede para garantir segurança e previsibilidade tarifária.

### **2.3.1 Participação de fontes térmicas e desafios logísticos**

Apesar de a Região Norte ter uma base hidrelétrica forte, boa parte das localidades que ainda operam como sistemas isolados depende quase totalmente de geração térmica local para atender a carga. Nos sistemas isolados da Amazônia Legal, a própria EPE mostra que a maior parte da energia ainda vem de usinas termelétricas a óleo/diesel, justamente porque essas localidades não estão conectadas ao SIN e precisam gerar perto do consumo. O problema é que o combustível chega por rotas fluviais ou rodovias de difícil acesso e essas rotas sofrem com a sazonalidade amazônica: na seca os rios baixam e o combustível demora ou encarece; na cheia há risco de atraso e interrupção de operações (EPE, 2016).

Como o custo de gerar com diesel nesses sistemas costuma ser várias vezes maior que o custo médio do SIN, essa diferença é coberta pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), regulada pela ANEEL, o que acaba pressionando os mecanismos de subsídio do setor (ANEEL, 2022c). Por isso, programas federais de universalização que depois foram atualizados pelo Decreto nº 11.628/2023 — que revogou o antigo Decreto nº 10.221/2020 — e o próprio planejamento do MME têm incentivado a substituição gradual das térmicas puras por arranjos híbridos com geração fotovoltaica e armazenamento, justamente para reduzir o volume de diesel transportado e dar mais previsibilidade ao atendimento em localidades isoladas (BRASIL, 2023). Em resumo, a térmica no Norte não está ali por escolha técnica equivocada, mas por condicionante geográfica; o desafio atual é torná-la progressivamente menos dependente de diesel e menos onerosa para a CCC.

### **2.3.2 Tendências e perspectivas para o setor elétrico na região**

As perspectivas para o setor elétrico na Região Norte estão muito ligadas à integração completa ao SIN e à redução gradual do atendimento isolado. Projetos de transmissão como a interligação Manaus–Boa Vista, que finalmente conectou Roraima ao sistema nacional, caminham nessa direção ao permitir substituir geração

local cara e dar mais segurança operativa, além de possibilitar que esses estados passem a contratar energia em condições semelhantes às do restante do país, inclusive no ACL (EPE, 2020; ONS, 2025). A lógica é: quanto mais conectado ao SIN, menor a dependência de diesel e maior a possibilidade de aproveitar a expansão de renováveis do sistema interligado.

Do lado regulatório e tecnológico, a ANEEL vem consolidando regras que favorecem geração distribuída, soluções renováveis locais e automação de redes — a REN nº 1.000/2021 organizou a prestação do serviço de distribuição e normas posteriores, como a REN nº 1.059/2023 (Lei 14.300/2022), facilitaram a inserção de geração fotovoltaica de pequeno porte em áreas remotas, o que é estratégico na Amazônia Legal, onde levar rede é caro (ANEEL, 2021a; ANEEL, 2023d). Somam-se a isso tendências já presentes no planejamento do MME, como o uso de medição avançada, sistemas de armazenamento e *smart grids* para aumentar a resiliência da rede diante de cheias, estiagens e longas extensões de linha. Em resumo, a tendência não é só “colocar solar no lugar do diesel”, mas ter uma região mais interligada, mais digital e com mais espaço para contratar energia renovável de forma competitiva.

#### **2.4 Análise de crises hídricas e impacto nas tarifas**

Mesmo sendo um país com grande disponibilidade de água doce, o Brasil já enfrentou crises hídricas que expuseram a dependência do setor elétrico das hidrelétricas. A mais marcante foi a de 2000–2001, quando baixa afluência somada a falhas de planejamento levou ao racionamento obrigatório de energia (BRASIL, 2002; ONS, 2002). Depois vieram medidas de diversificação, como o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) e, em 2002, o PROINFA, para incluir eólica, biomassa e PCH (CCEE, 2015). Mesmo assim, em 2014 o país voltou a operar com pouca água no Sudeste/Centro-Oeste, o que exigiu mais térmica e elevou o custo de geração (ONS, 2015). Em 2021 o quadro foi ainda mais crítico: o governo criou a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), por meio da MP nº 1.055/2021, para coordenar ações emergenciais diante da pior seca em décadas (BRASIL, 2021c). Esses episódios mostram que a matriz elétrica brasileira, embora renovável e barata em condições normais, continua sensível a eventos hidrológicos extremos e precisa de diversificação e melhor gestão integrada de recursos.

### **2.4.1 Influência na composição da tarifa de energia elétrica**

As crises hídricas afetam diretamente a tarifa porque, quando os reservatórios ficam baixos, o SIN precisa despachar usinas térmicas mais caras, e esse custo adicional é repassado ao consumidor pelos mecanismos definidos pela ANEEL. As regras hoje consolidadas na REN nº 1.000/2021 (antes na REN nº 414/2010) preveem justamente a inclusão desses custos de geração e dos encargos setoriais na conta de luz. Em situações de estresse hídrico, a agência aciona bandeiras tarifárias mais onerosas para cobrir o custo excepcional do despacho térmico — foi o caso de 2021, quando foi criada a bandeira de escassez hídrica, com valor acima das bandeiras vermelhas, para financiar a operação com fontes mais caras (BRASIL, 2021d).

Além das bandeiras, a tarifa também sente o efeito da elevação de encargos setoriais, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Conta de Energia de Reserva (CONER), que tendem a ficar mais pressionadas quando o sistema precisa despachar geração fora da ordem de mérito ou contratar energia de reserva para garantir o atendimento. Esses encargos, embora não apareçam para o consumidor como “crise hídrica”, acabam compondo o custo final da fatura e aumentam a volatilidade tarifária percebida pelos consumidores (PINHEIRO, 2018). Como consequência, unidades consumidoras de maior porte passam a buscar modalidades de contratação mais previsíveis e menos expostas ao despacho térmico, como o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

### **2.4.2 Alternativas de mitigação para consumidores industriais e comerciais**

Diante da maior volatilidade das tarifas, muitos consumidores industriais e comerciais têm optado pela migração para o ACL, porque nele é possível negociar preço, prazo e indexador e, assim, ter previsibilidade de custo (BRASIL, 2022b). Em 2024 esse movimento ganhou força: a CCEE registrou 26.834 novas migrações, maior volume da série, puxado pela abertura para todo o Grupo A e pelo ingresso de unidades menores via varejista (CCEE, 2025a). Além do ACL, empresas têm recorrido à autoprodução e à geração distribuída — principalmente solar — dentro da regulamentação da ANEEL para micro e minigeração, reduzindo a energia comprada da distribuidora e a exposição às bandeiras (ANEEL, 2024a). Somam-se ainda as estratégias de eficiência energética (PEE/ANEEL) e de contratação de energia incentivada para aproveitar descontos de TUST/TUSD, embora esses benefícios venham sendo restringidos conforme decisões recentes divulgadas pela imprensa

especializada (ANEEL, 2020a; MEGAWHAT, 2024). Com a combinação dessas medidas — ACL, geração própria, eficiência e fonte incentivada — os grandes consumidores conseguem amortecer os efeitos de crises hídricas e de despachos térmicos sobre a fatura.

## **2.5 Relação entre custo de energia e competitividade econômica**

O custo da energia elétrica influencia diretamente a competitividade porque entra como insumo de produção e pode chegar a mais de 40% do custo em alguns ramos industriais, como lembra a Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN) ao analisar o gasto de pequenas e médias indústrias (FIRJAN, 2017). Quando a tarifa sobe por causa de encargos, tributos ou despacho de fontes mais caras, a margem da empresa diminui e o investimento tende a migrar para regiões onde o preço final da energia é menor. Segundo levantamentos recentes da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres (ABRACE Energia), as ineficiências e subsídios na conta de luz somariam cerca de R\$ 103,6 bilhões em 2025, o que corresponde a 26% do valor pago pelos consumidores (ABRACE ENERGIA, 2025). Esse quadro reforça a defesa da política de abertura do mercado, consolidada pela Portaria MME nº 50/2022, como forma de dar mais previsibilidade de custo ao consumidor do Grupo A e melhorar o ambiente de negócios (BRASIL, 2022b).

Na Região Norte esse efeito é ainda mais acentuado porque persistem sistemas isolados abastecidos majoritariamente por geração a diesel, cujo custo pode chegar a múltiplos do custo médio do SIN e precisa ser coberto pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), onerando todo o sistema elétrico nacional. Como o suprimento de combustível depende de rotas fluviais sujeitas à sazonalidade amazônica, o custo operacional se torna ainda mais instável, reduzindo a atratividade de novos empreendimentos industriais na região. Por isso, políticas de redução estrutural do custo dos sistemas isolados, de interligação ao SIN e de substituição gradual do diesel por arranjos híbridos com renováveis e armazenamento caminham na mesma direção: baixar o custo médio da energia para viabilizar o desenvolvimento regional (PONTE, 2019).

### **2.5.1 Estudo de correlação entre custo de energia, IDH e taxa de desemprego**

Embora o presente trabalho tenha foco aplicado em um consumidor hipotético do Grupo A, representativo de unidades atendidas na área de concessão da

Equatorial Pará, é importante registrar que o debate sobre viabilidade econômica de migração ao ACL está inserido em uma discussão maior: o papel do custo da energia na competitividade e no bem-estar socioeconômico. Por isso, foi conduzida uma análise exploratória de correlação internacional entre custo ajustado de energia e fatores socioeconômicos. O objetivo dessa análise não é prever cenários globais nem estabelecer causalidade, mas contextualizar o peso econômico da energia elétrica como insumo essencial.

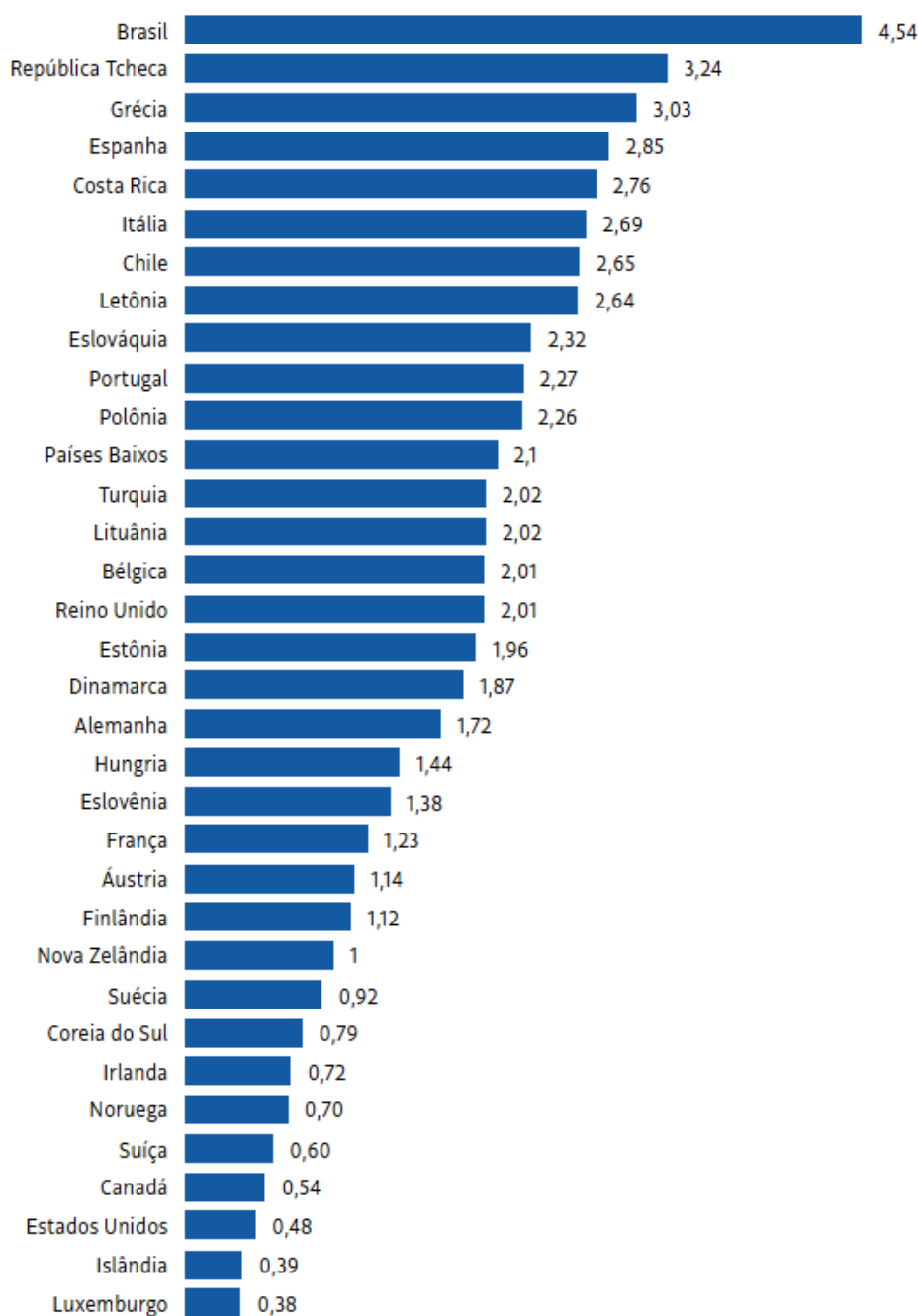
A base de dados contempla 20 países, selecionados com base no estudo da ABRACE (2023), que ranqueia o peso da conta de energia elétrica residencial sobre o Produto Interno Bruto (PIB) *per capita*. Foram considerados os 10 países com maior peso relativo (energia mais cara em termos proporcionais) e os 10 países com menor peso (energia mais barata). Entre os países com maior peso estão Brasil, República Tcheca, Grécia, Espanha, Costa Rica, Itália, Chile, Letônia, Eslováquia e Portugal. Já entre os países com menor peso destacam-se Nova Zelândia, Suécia, Coreia do Sul, Irlanda, Noruega, Suíça, Canadá, Estados Unidos, Islândia e Luxemburgo.

Para fins de padronização metodológica, o custo da energia foi ajustado para a unidade kWh/renda *per capita* mensal, sendo entendido como Custo da Energia/Renda *Per Capta*, permitindo uma melhor comparabilidade entre os países, independentemente do nível absoluto de renda. Os dados do custo da energia foram extraídos do estudo da ABRACE (2023), enquanto os dados de IDH foram obtidos do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), e as taxas de desemprego foram coletadas de bases internacionais como Eurostat, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Trading Economics e Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), todas referentes ao ano de 2022, ano referente ao estudo publicado pela ABRACE.

A seguir a figura 2.3 ilustra o indicador do custo de comprar 200 kWh de energia elétrica em cada país em comparação com o PIB *per capita*. Conforme a ABRACE, essa comparação é mais adequada do que a mera comparação entre tarifas pois fornece uma sensibilidade do quanto o custo de um mesmo volume de energia realmente impacta a população de cada país (FOLHA DE S.PAULO, 2023).

Figura 2.3 – Ranking do custo ajustado de energia (custo da energia/renda *per capita*) em 2022 entre 34 países

Relação do custo de 200 kwh de energia residencial pelo PIB per capita, em %



Fonte: Folha de S.Paulo (2023), com dados da ABRACE (2023).

Em continuidade à análise, apresenta-se a tabela 2.1, construída com base nos dados de 20 países selecionados do estudo da ABRACE (2023). A primeira coluna exhibe os nomes dos países, sendo os 10 primeiros aqueles com o custo ajustado de energia mais elevado e os 10 últimos com os custos mais baixos. A segunda coluna mostra o Custo Ajustado da Energia (%), conforme publicado pelo referido estudo. Já a terceira coluna apresenta a Taxa de Desemprego (%), obtida de diferentes fontes conforme a disponibilidade e confiabilidade dos dados para cada país. Para o Brasil,

os dados foram obtidos no Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, a partir da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua (PNAD Contínua) para o ano de 2022 (IBGE, [s.d.]). Para os países europeus (excetuando-se Noruega e Islândia), as informações foram extraídas do banco de dados da Eurostat. Para os demais países, utilizou-se o portal *Trading Economics*, do qual foi calculada a média anual com base nos dados mensais ou trimestrais disponíveis. A quarta coluna da tabela apresenta o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de cada país, um indicador composto que considera dimensões como longevidade, educação e renda per capita, cujo valor varia de 0 a 1 — sendo que quanto mais próximo de 1, maior o nível de desenvolvimento humano. A quinta e última coluna exhibe a posição de cada país no ranking global do IDH, permitindo uma visão complementar da colocação relativa entre as nações analisadas. Os dados dessas duas colunas foram extraídos do Human Development Reports, publicados pelo Programa Das Nações Unidas Para o Desenvolvimento (PNUD) (PNUD, [s.d.]).

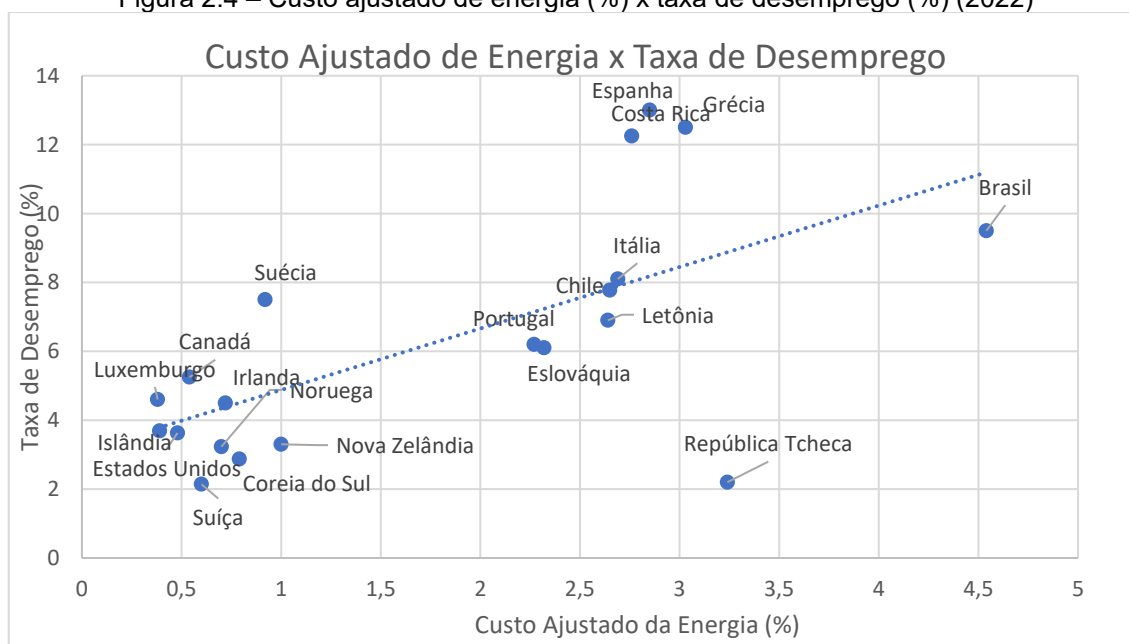
Tabela 2.1 – Custo ajustado de energia, taxa de desemprego e índice de desenvolvimento humano (IDH) em 20 Países (2022)

País	Custo Ajustado da Energia (%)	Taxa de Desemprego (%)	IDH	Ranking IDH
Brasil	4,54	9,5	0,76	89
República Tcheca	3,24	2,2	0,895	32
Grécia	3,03	12,5	0,893	33
Espanha	2,85	13	0,911	27
Costa Rica	2,76	12,25	0,806	64
Itália	2,69	8,1	0,906	30
Chile	2,65	7,775	0,86	44
Letônia	2,64	6,9	0,879	37
Eslováquia	2,32	6,1	0,855	45
Portugal	2,27	6,2	0,874	42
Nova Zelândia	1	3,3	0,939	16
Suécia	0,92	7,5	0,952	5
Coreia do Sul	0,79	2,87	0,929	19
Irlanda	0,72	4,5	0,95	7
Noruega	0,7	3,23	0,966	2
Suíça	0,6	2,14	0,967	1
Canadá	0,54	5,25	0,935	18
Estados Unidos	0,48	3,63	0,927	20
Islândia	0,39	3,69	0,959	3
Luxemburgo	0,38	4,6	0,927	24

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de ABRACE (2023); Eurostat (2025); Trading Economics ([s.d.]); PNUD (2025).

Para complementar a leitura dos dados apresentados na tabela 2.1, a figura 2.4 ilustra um gráfico de dispersão construído no Microsoft Excel, relacionando o Custo Ajustado de Energia (%) com a Taxa de Desemprego (%) nos 20 países selecionados. Essa visualização permite observar de forma direta o comportamento conjunto dessas variáveis e identificar possíveis tendências de associação. O gráfico evidencia a distribuição dos países ao longo do plano cartesiano e oferece subsídios visuais importantes para a análise estatística que será desenvolvida na próxima subseção.

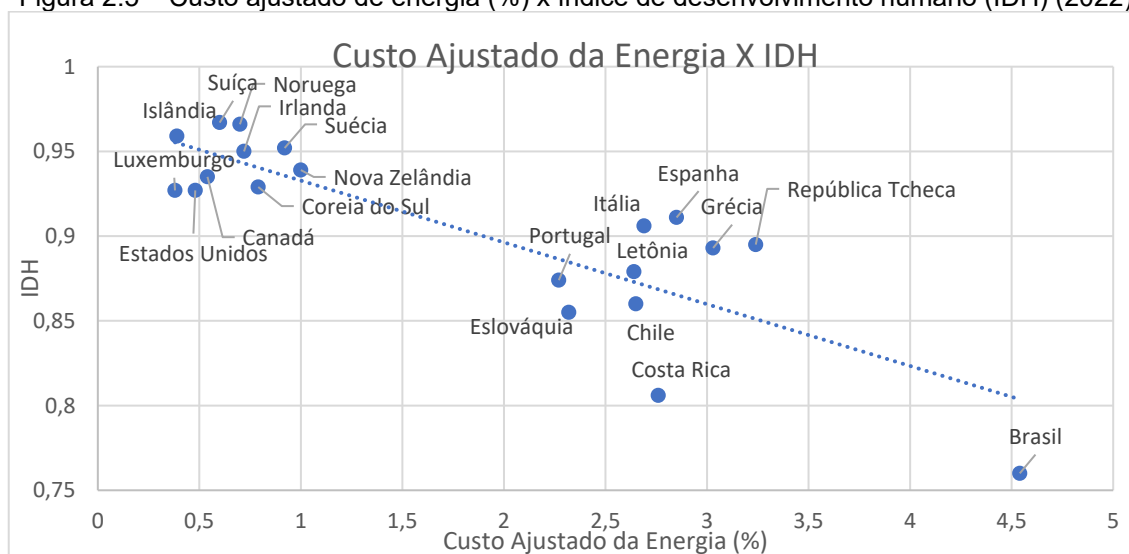
Figura 2.4 – Custo ajustado de energia (%) x taxa de desemprego (%) (2022)



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados compilados da ABRACE (2023), Eurostat (2023) e Trading Economics (2022), conforme metodologia descrita no texto.

Em sequência, apresenta-se o segundo gráfico de dispersão elaborado a partir dos dados da tabela 2.1, desta vez evidenciando a relação entre o custo ajustado de energia elétrica e o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). O objetivo é visualizar se há uma tendência que indique associação entre o peso proporcional do custo da energia e os níveis de desenvolvimento humano nos países analisados. O IDH, enquanto indicador composto que reflete dimensões como saúde, educação e renda, serve como parâmetro para avaliar o bem-estar social de uma população. A construção do gráfico visa ilustrar de forma clara e objetiva a eventual correlação entre os dois indicadores, contribuindo para a análise empírica proposta na seção.

Figura 2.5 – Custo ajustado de energia (%) x índice de desenvolvimento humano (IDH) (2022)



Fonte: Elaboração própria com dados da ABRACE (2023) e Human Development Reports (2023).

Para a análise da relação entre o custo ajustado de energia e os indicadores socioeconômicos selecionados — taxa de desemprego e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) —, optou-se pela aplicação do coeficiente de correlação de Pearson. Esse método estatístico é amplamente utilizado para mensurar o grau de associação linear entre duas variáveis quantitativas.

O coeficiente de correlação de Pearson, representado pela letra  $r$ , varia de -1 a 1. Valores próximos de 1 indicam uma correlação linear positiva forte, ou seja, à medida que uma variável aumenta, a outra também tende a aumentar. Valores próximos de -1 indicam correlação negativa forte, sugerindo que o aumento de uma variável está associado à diminuição da outra. Já valores próximos de 0 indicam ausência de ou fraca correlação linear.

A fórmula matemática do coeficiente de Pearson é expressa da seguinte forma:

$$r = \frac{n \sum xy - (\sum x)(\sum y)}{\sqrt{[n \sum x^2 - (\sum x)^2][n \sum y^2 - (\sum y)^2]}}$$

Em que:

- $x$  e  $y$  são os valores das duas variáveis observadas;
- $n$  é o número de pares de dados;
- $\sum$  representa a soma dos elementos.

De modo geral, conforme os critérios propostos por Levin e Fox (2008), a magnitude da correlação de Pearson pode ser interpretada da seguinte forma:

Nenhuma ou quase nenhuma:  $|r| < 0,10$

- Fraca:  $0,10 \leq |r| < 0,40$
- Moderada:  $0,40 \leq |r| < 0,70$
- Forte:  $0,70 \leq |r| < 0,90$
- Muito forte:  $|r| \geq 0,90$

É importante destacar que a correlação de Pearson pressupõe uma relação linear entre as variáveis, além de exigir que estas sejam mensuradas em escala intervalar ou de razão. Também se espera que apresentem distribuição aproximadamente normal, sobretudo em amostras pequenas — embora essa exigência possa ser atenuada em análises exploratórias ou com número de casos mais elevado.

Por fim, vale reforçar que correlação não implica causalidade. Mesmo quando se identifica um alto grau de correlação entre duas variáveis, isso não significa, necessariamente, que uma seja a causa da outra. É necessário considerar o contexto, variáveis de controle e, se possível, aplicar métodos estatísticos adicionais para fundamentar inferências causais.

Além do coeficiente de correlação  $r$ , é essencial considerar a significância estatística da correlação por meio do valor de  $\rho$ , que indica a probabilidade de que a correlação observada tenha ocorrido ao acaso, assumindo a hipótese nula de que não existe correlação entre as variáveis.

Na prática, adota-se geralmente um nível de significância de **5%** ( $\alpha = 0,05$ ). Assim:

- Se  $\rho < 0,05$  rejeita-se a hipótese nula e considera-se que a correlação é **estatisticamente significativa**.
- Se  $\rho \geq 0,05$ , não se pode rejeitar a hipótese nula, ou seja, a correlação observada pode ter ocorrido ao acaso e **não é estatisticamente significativa**.

A análise conjunta dos valores de  $r$  e  $\rho$  é imprescindível: enquanto o coeficiente  $r$  indica a intensidade e a direção da associação, o valor de  $\rho$  informa a significância estatística dessa relação.

No presente estudo, a correlação de Pearson será aplicada para avaliar a existência e a intensidade de associações entre o custo ajustado da energia elétrica (kWh/renda per capita) e dois indicadores socioeconômicos: o IDH e a taxa de desemprego, com base em dados de 20 países para o ano de 2022. Os resultados serão apresentados com seus respectivos coeficientes  $r$  e valores de significância  $\rho$ , de modo a garantir a validade estatística das correlações identificadas.

### 2.5.2 Análise estatística aplicada aos dados

Com o objetivo de avaliar a força e a significância estatística das relações entre o custo ajustado da energia e os indicadores socioeconômicos analisados — o Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e a taxa de desemprego —, foi aplicada a medida estatística do coeficiente de correlação de Pearson ( $r$ ). Este coeficiente quantifica o grau de associação linear entre duas variáveis, variando de -1 a +1, sendo que valores próximos de -1 indicam uma correlação negativa forte, e valores próximos de +1 indicam uma correlação positiva forte.

O cálculo do coeficiente de correlação de Pearson foi realizado com base nos dados coletados de 20 países, divididos entre os dez com maior custo ajustado da energia e os dez com menor custo. As variáveis consideradas foram:

- **X:** Custo ajustado da energia (expresso em kWh/renda per capita);
- **Y1:** Índice de Desenvolvimento Humano (IDH);
- **Y2:** Taxa de desemprego (%).

Para a obtenção dos coeficientes, utilizou-se a função **=CORREL(array1; array2)** do Microsoft Excel, que automatiza o cálculo da fórmula padrão do coeficiente de Pearson:

$$r = \frac{\sum(X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum(X_i - \bar{X})^2 \sum(Y_i - \bar{Y})^2}}$$

Em que:

- $X_i$  e  $Y_i$  são os valores observados das variáveis X e Y;

- $\bar{X}$  e  $\bar{Y}$  são as médias de X e Y.

O coeficiente de correlação obtido para a relação entre custo ajustado da energia e o IDH:

$$r(\text{Custo}, \text{IDH}) \approx -0,84$$

Este valor indica uma **correlação negativa forte** entre o custo ajustado da energia e o Índice de Desenvolvimento Humano, sugerindo que países com maior custo relativo da energia tendem a apresentar níveis mais baixos de desenvolvimento humano.

O coeficiente de correlação obtido para a relação entre custo ajustado da energia e a taxa de desemprego:

$$r(\text{Custo}, \text{Desemprego}) \approx 0,61$$

Este valor indica uma **correlação positiva moderada a forte**, sugerindo que países com maiores custos ajustados de energia tendem a apresentar taxas de desemprego mais elevadas.

**Teste de significância (cálculo do valor t):** Para verificar a significância estatística dessas correlações e garantir que os resultados não ocorreram por mero acaso, foi aplicado o teste t para correlação, que verifica se o coeficiente de correlação de Pearson é estatisticamente diferente de zero. Este teste utiliza  $n - 2$  graus de liberdade, onde  $n$  é o número de observações — neste caso,  $n = 20$  países, resultando em 18 graus de liberdade ( $gl = 18$ ).

A equação utilizada foi:

$$t = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}}$$

Aplicando a fórmula aos coeficientes obtidos:

**Para o IDH ( $r \approx -0,84$ ):**

$$t = \frac{-0,84\sqrt{20-2}}{\sqrt{1-(-0,84)^2}} = \frac{-0,84\sqrt{18}}{\sqrt{1-0,7056}} = \frac{-0,84 \cdot 4,24}{\sqrt{0,2944}} \approx \frac{-3,56}{0,54} \approx -6,57$$

**Para a taxa de desemprego ( $r \approx 0,61$ ):**

$$t = \frac{0,61\sqrt{20-2}}{\sqrt{1-(0,61)^2}} = \frac{0,61\sqrt{18}}{\sqrt{1-0,3721}} = \frac{0,61.4,24}{\sqrt{0,6279}} \approx \frac{2,59}{0,79} \approx 3,26$$

Cálculo do valor  $\rho$ : Para verificar a probabilidade associada a esses valores de  $t$ , foi calculado o valor-p utilizando a função =DIST.T.BC( $t$ ;  $gl$ ) no Excel, que corresponde à distribuição  $t$  bilateral cumulativa. Os parâmetros utilizados na função foram o número de graus de liberdade  $gl = 18$  — conforme já mencionado anteriormente — e os valores  $t$  obtidos em cada correlação:  $t = -6,57$  para o IDH e  $t = 3,26$  para a taxa de desemprego.

Os resultados obtidos foram:

- Para o IDH ( $t = -6,57$ ):  $\rho \approx 0,0000021$
- Para a taxa de desemprego ( $t = 3,26$ ):  $\rho \approx 0,0039$

Ambos os valores  $\rho$  são inferiores ao nível de significância tradicional de 1% ( $\alpha = 0,01$ ), indicando que as correlações observadas são estatisticamente significativas. Ou seja, existe uma probabilidade extremamente baixa de que as associações identificadas sejam fruto do acaso (Tabela 2.2).

Tabela 2.2 – Resumo dos resultados da correlação entre custo de energia e variáveis socioeconômicas

Relação	r	t	$\rho$	Interpretação
<b>Custo ajustado da energia x IDH</b>	-0,84	-6,57	$\approx 0,0000021$	Correlação negativa forte e significativa
<b>Custo ajustado da energia x Taxa de Desemprego</b>	0,61	3,26	$\approx 0,0039$	Correlação positiva moderada e significativa

Fonte: Elaboração própria.

Esses resultados fornecem uma evidência robusta de que há uma associação significativa entre o custo ajustado da energia e os indicadores socioeconômicos analisados: quanto mais elevada é a carga financeira da energia em relação à renda da população, menores tendem a ser os níveis de desenvolvimento humano e maiores as taxas de desemprego.

Entretanto, é fundamental destacar que a correlação não implica causalidade. A presença de uma associação estatística não significa, necessariamente, que o aumento do custo da energia seja a causa direta de alterações no IDH ou na taxa de desemprego. Como bem assinalam Dancey e Reidy (2017), a correlação apenas

indica a existência de uma relação linear entre duas variáveis, não sendo suficiente para estabelecer vínculos causais. As relações aqui identificadas devem ser interpretadas no âmbito de um contexto multifatorial, no qual diversas variáveis econômicas, políticas e sociais interagem de maneira complexa e interdependente.

Cabe ressaltar que essa análise se baseia em dados de 2022 (custo ajustado de energia, IDH e desemprego) e utiliza a metodologia de ranqueamento de custo energético relativo publicada pela ABRACE (2023). Essa defasagem temporal em relação ao restante do estudo — que adota como data de corte outubro de 2025, embora se utilize de dados de anos anteriores também para embasar suas projeções — não invalida o raciocínio estrutural (energia como variável econômica crítica), mas significa que os valores absolutos podem ter sofrido atualização desde então. Trata-se, portanto, de uma evidência contextual macroeconômica e não de um insumo direto para os cálculos econômico-financeiros aplicados ao objeto de estudo.

Assim, a análise estatística realizada cumpre um papel essencial ao revelar padrões significativos entre custo de energia e desenvolvimento socioeconômico, mas também ressalta a necessidade de investigações futuras que aprofundem a compreensão dos mecanismos causais subjacentes a essas correlações.

### **2.5.3 Países-destaque na correlação entre energia e desenvolvimento socioeconômico**

A literatura internacional mostra que o impacto do custo e da disponibilidade de energia sobre crescimento, emprego e bem-estar não é linear: países com níveis de renda e estruturas produtivas diferentes usam estratégias energéticas diferentes e, ainda assim, conseguem bons indicadores sociais. Nas grandes economias, a energia é tratada como insumo de competitividade, mas não necessariamente como algo que precisa ser o mais barato possível; o que importa é se o conjunto política energética + renda per capita + estrutura industrial consegue absorver o custo da eletricidade sem perda de competitividade externa.

Nos Estados Unidos, a combinação de matriz diversificada (gás natural, renováveis e nuclear), forte capacidade interna de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e mercado de capitais profundo permite praticar preços competitivos para a indústria e, com isso, sustentar baixos níveis de desemprego (EIA, [s.d.]; TRADING ECONOMICS, [s.d.]). A Alemanha, por sua vez, adotou uma estratégia de transição energética (*Energiewende*) que encareceu a tarifa final, mas compensou isso com

indústria de alto valor agregado, eficiência energética e instrumentos de proteção ao consumidor industrial, mantendo elevado IDH e baixa taxa de desemprego estrutural (WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2021; EUROSTAT, 2025). Já na China e Índia estudos apontam a combinação de políticas industriais ativas com investimentos maciços em infraestrutura energética e tarifas reguladas de energia, frequentemente apoiadas por subsídios, de forma a sustentar a industrialização e a inclusão social. Como resultado, esses países mantêm taxas de desemprego relativamente baixas, apesar de renda média ainda inferior à dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) (DELGADO, 2015; EIA, [s.d.]; TRADING ECONOMICS, [s.d.]).

Entre os países-destaque, o padrão fica mais nítido. Noruega e Islândia conjugam matriz quase totalmente renovável (hidro e geotermia), custo estruturalmente baixo de geração e altíssimo IDH, o que favorece tanto atividades eletrointensivas quanto serviços e mantém desemprego em patamares muito reduzidos (LOW CARBON POWER, 2025a; LOW CARBON POWER, 2025b; PNUD, [s.d.]). Suíça e Coreia do Sul ilustram um caso intermediário: não dispõem de eletricidade extremamente barata nem de matriz totalmente renovável – no caso suíço, combinando hidro, nuclear e solar, e no caso coreano ainda com participação relevante de carvão e gás importados (LOW CARBON POWER, 2025c; LOW CARBON POWER, 2025d). Ainda assim, ambos apresentam renda per capita elevada, indicadores de IDH altos e baixas taxas de desemprego, o que permite ‘diluir’ o peso relativo da conta de luz no custo total e preservar a competitividade externa (PNUD, [s.d.]; TRADING ECONOMICS, [s.d.]). No caso sul-coreano, esse desempenho está fortemente associado a uma política industrial ativa e a elevados esforços em P&D, com foco em setores de alto valor agregado (BUENO, 2025).

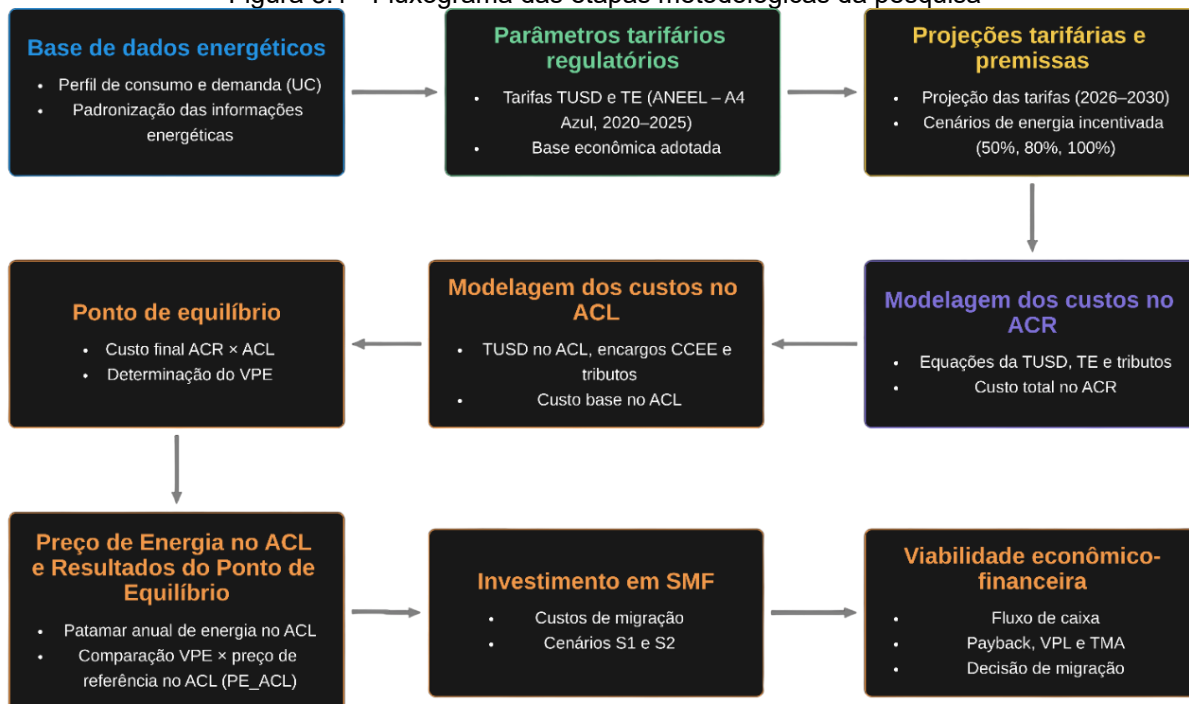
Esses exemplos internacionais reforçam o ponto central desta pesquisa: energia importa muito, mas ela opera dentro de um sistema de variáveis econômicas e institucionais; por isso, ao analisar o caso brasileiro, não basta olhar só o preço da tarifa — é preciso olhar também renda, estrutura produtiva regional e grau de abertura do mercado.

### 3. METODOLOGIA

A pesquisa caracteriza-se como aplicada, de abordagem predominantemente quantitativa, com objetivos exploratórios e descritivos, voltada a avaliar a viabilidade de migração de uma unidade consumidora hipotética do Grupo A, modalidade tarifária azul e de pequeno porte, representativa de consumidores atendidos em média tensão no estado do Pará, do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No eixo quantitativo, desenvolve-se um modelo de comparação de custos entre os ambientes Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e ACL, a partir do qual se derivam o preço de equilíbrio (break-even point) e indicadores econômico-financeiros como saldo anual da migração, economia percentual, retorno sobre o investimento (ROI), fluxo de caixa, payback e valor presente líquido (VPL). Esses cálculos são implementados em planilha eletrônica, com base em séries históricas de consumo e demanda, tarifas homologadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), projeções tarifárias e encargos setoriais. No plano documental e bibliográfico, realiza-se a análise de normas e regulamentações da ANEEL, do Ministério de Minas e Energia (MME), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), bem como de trabalhos acadêmicos correlatos, a fim de contextualizar o estudo e fundamentar as premissas adotadas. O estudo é exploratório por tratar de um perfil de unidade consumidora do Grupo A de menor demanda ainda pouco investigado na literatura aplicada ao Mercado Livre de Energia, e descritivo por registrar e organizar, de forma sistemática, parâmetros de consumo, estrutura tarifária e forma de contratação de energia representativos desse perfil. No que se refere ao cálculo do ponto de equilíbrio entre ACR e ACL, a formulação adotada segue a lógica do método de ponto de equilíbrio aplicado por Oliveira (2022) em estudo de caso para o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE) campus Recife, adaptada às condições tarifárias e operacionais da unidade consumidora analisada.

Para melhor visualização da sequência lógica adotada neste estudo, as etapas metodológicas foram organizadas em blocos estruturados, conforme apresentado no fluxograma da Figura 3.1. O diagrama sintetiza o encadeamento das atividades desenvolvidas, desde a definição do perfil de consumo até a análise dos indicadores econômico-financeiros e a avaliação final da viabilidade da migração.

Figura 3.1 - Fluxograma das etapas metodológicas da pesquisa



Fonte: Elaboração própria.

### 3.1 Levantamento e tratamento dos dados

O levantamento e tratamento dos dados representam a base para toda a análise de viabilidade proposta neste estudo, garantindo que as informações utilizadas sejam consistentes, atualizadas e adequadas ao contexto do perfil de unidade consumidora analisado. Nesta etapa, a metodologia se inicia com a definição e caracterização de um perfil representativo de consumo do Grupo A de menor demanda, modelado a partir de parâmetros típicos de demanda contratada, demanda faturada e consumo mensal nos postos ponta e fora de ponta, compatíveis com unidades atendidas em média tensão na modalidade tarifária horossazonal azul e com padrões de utilização observados em consumidores de pequeno porte desse grupo tarifário.

#### a) Identificação e caracterização do perfil de consumo

O levantamento e tratamento dos dados referentes ao perfil de consumo da unidade consumidora hipotética foram realizados a partir de um conjunto representativo de valores de demanda e consumo compatíveis com consumidores do Grupo A, modalidade tarifária horossazonal azul e faixa de baixa demanda contratada. As informações consideradas contemplam demanda contratada, demanda faturada e consumo mensal discriminado entre os postos ponta e fora de ponta, permitindo a

construção de um perfil energético coerente com condições operacionais típicas desse tipo de consumidor.

A análise desses parâmetros possibilita identificar padrões de utilização da energia, variações sazonais e a participação relativa de cada posto tarifário na composição do consumo total. Essa caracterização é fundamental para garantir que as etapas subsequentes da metodologia — como o cálculo do ponto de equilíbrio (*break-even point*) e a análise custo-benefício — sejam conduzidas com base em um perfil de carga tecnicamente plausível e aderente às condições contratuais usuais de unidades consumidoras do Grupo A de pequeno porte.

### **b) Obtenção das tarifas TUSD e TE (Base Econômica)**

Para a análise de viabilidade econômica, foi necessário levantar as tarifas de uso e de energia aplicáveis ao subgrupo A4, modalidade horossazonal azul, correspondente à unidade consumidora em estudo. Os valores de TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia) foram obtidos a partir das Resoluções Homologatórias da ANEEL, incluindo a Resolução Homologatória nº 2.750, de 7 de agosto de 2020; Resolução Homologatória nº 2.920, de 3 de agosto de 2021; a Resolução Homologatória nº 3.092, de 2 de agosto de 2022; a Resolução Homologatória nº 3.243, de 15 de agosto de 2023; a Resolução Homologatória nº 3.371, de 6 de agosto de 2024; e a Resolução Homologatória nº 3.507, de 5 de agosto de 2025, que estabelecem a base econômica utilizada para o cálculo do faturamento das unidades do Grupo A (ANEEL, 2020b; 2021b; 2022d; 2023d; 2024b; 2025).

Essas tarifas foram organizadas em tabelas padronizadas, contemplando:

- **TUSD Fio (R\$/kW)** – aplicada sobre a demanda contratada, com valores distintos para os postos ponta e fora de ponta;
- **TUSD Energia (R\$/kWh)** – aplicada sobre o consumo de energia elétrica em cada posto horário;
- **TE (R\$/kWh)** – custo da energia propriamente dita.

A consolidação desses valores em tabela padronizada permite a utilização direta nos cálculos subsequentes, garantindo consistência e rastreabilidade dos parâmetros tarifários adotados. A tabela 3.1 a seguir apresenta os valores de TUSD e TE para o Subgrupo A4, modalidade azul das resoluções citadas de 2020 a 2025:

Tabela 3.1 – Valores de TUSD e TE para o subgrupo A4, modalidade azul (2020–2025)

Tarifas	2020	2021	2022	2023	2024	2025
TUSD Fio (R\$/kW) – Ponta (P)	94,83	121,57	134,95	111,10	104,76	99,21
TUSD Fio (R\$/kW) – Fora Ponta (FP)	30,10	36,00	40,46	49,77	46,51	44,19
TUSD Energia (R\$/kWh) – Ponta (P)	0,07778	0,09486	0,11908	0,13124	0,12438	0,14394
TUSD Energia (R\$/kWh) – Fora Ponta (FP)	0,07778	0,09486	0,11908	0,13124	0,12438	0,14394
TE (R\$/kWh) – Ponta (P)	0,34999	0,35562	0,40852	0,43990	0,43551	0,45305
TE (R\$/kWh) – Fora Ponta (FP)	0,21250	0,22112	0,25261	0,27748	0,27041	0,28651

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ANEEL (2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025).

Cabe destacar que, nas Resoluções Homologatórias da ANEEL, os valores são apresentados em duas colunas distintas: **Tarifas de Aplicação** e **Base Econômica**. As Tarifas de Aplicação representam os valores efetivamente cobrados na fatura dos consumidores cativos, já acrescidos dos encargos setoriais e tributos aplicáveis. A Base Econômica, por sua vez, apresenta os valores “puros”, sem tais acréscimos, e é utilizada como referência regulatória e para análises comparativas. Neste trabalho, optou-se por utilizar os valores da Base Econômica, de modo a isolar os componentes tarifários principais e garantir maior transparência e comparabilidade nos cálculos de viabilidade. Essa decisão metodológica está alinhada ao objetivo de avaliar os custos de forma padronizada, sem a influência de variações tributárias ou encargos que não fazem parte da estrutura fundamental da tarifa.

### c) Ajustes e padronização dos dados para análise

Após a coleta das informações de consumo e das tarifas homologadas, foi necessário realizar ajustes e padronizações para garantir consistência na base de dados. Em primeiro lugar, assegurou-se a uniformidade das unidades utilizadas: energia em kWh, demanda em kW e tarifas expressas em R\$/kWh ou R\$/kW, conforme o caso. Nas resoluções homologatórias, as tarifas de TUSD Energia e TE são apresentadas em R\$/MWh, tendo sido convertidas para R\$/kWh para padronização com os demais parâmetros. Esse procedimento evita inconsistências e garante coerência na aplicação das fórmulas de cálculo.

Em seguida, realizou-se o ajuste temporal entre as séries de dados. Como o histórico de consumo da unidade está disponível em base mensal e as tarifas são atualizadas anualmente pela ANEEL, adotou-se o procedimento de aplicar a tarifa correspondente ao ano de referência a todos os meses do respectivo período. Esse alinhamento assegura a compatibilidade entre as variáveis de entrada.

#### **d) Considerações sobre fonte incentivada**

A análise de viabilidade econômica realizada neste trabalho considera a migração da unidade consumidora hipotética para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) por meio da contratação de energia proveniente de fontes incentivadas especiais, como aquelas geradas por pequenas centrais hidrelétricas (PCH), usinas de biomassa, eólicas ou solares, todas com direito a benefícios tarifários conforme estabelecido pela legislação vigente. De acordo com a Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, consumidores livres ou especiais que optam por esse tipo de contratação fazem jus a descontos na TUSD, aplicada sobre a demanda contratada.

Esse benefício incide exclusivamente sobre a TUSD fio — tanto no posto ponta quanto no fora ponta —, não se aplicando às componentes de TUSD energia nem à TE (Tarifa de Energia). Portanto, para a modelagem proposta neste estudo, os valores de TUSD fio apresentados anteriormente foram ajustados em 50% para representar as condições de contratação com fonte incentivada. Essa consideração metodológica é essencial, pois permite aproximar a análise da realidade prática do mercado livre, no qual a utilização de fontes incentivadas constitui um dos principais mecanismos para viabilizar economicamente a migração de consumidores do Grupo A4 modalidade azul.

#### **e) Premissas adotadas**

Além dos procedimentos de coleta e tratamento de dados descritos nos itens (a)–(d), estabelecem-se as seguintes premissas para padronizar a comparação entre ACR e ACL e viabilizar o cálculo do **ponto de equilíbrio**:

1. **Bandeira tarifária**: adoção de **bandeira verde** em todos os meses considerados no ACR, evitando acréscimos extraordinários sobre a TE.
2. **Demanda/consumo reativo excedente**: **desconsiderados** nas simulações, assumindo cenário conservador para o ACR e preservando a comparabilidade entre ambientes.
3. **Estrutura tarifária**: manutenção do **enquadramento A4 (modalidade azul)** da unidade consumidora durante todo o horizonte analisado.
4. **Energia de fonte incentivada no ACL**: serão avaliados **dois cenários de desconto na TUSD** aplicável à contratação de energia incentivada:

- **Cenário 1 = 50%** (desconto de 50% na TUSD Fio, **ponta e fora de ponta**);
- **Cenário 2 = 100%** (desconto de 100% na TUSD Fio, **ponta e fora de ponta**).

Esses cenários enquadram a faixa de contratação praticada no mercado, permitindo avaliar a **sensibilidade do *break-even point*** a diferentes percentuais de desconto.

#### 5. Tributos e encargos:

- **ACR**: contabilização do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (**ICMS**) e do Programa de Integração Social (**PIS**) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (**COFINS**), conforme incidências usuais.
  - **ACL**: inclusão de **ICMS, PIS/COFINS e encargos setoriais devidos à CCEE** (Encargo de Serviços do Sistema (ESS), o Encargo de Energia de Reserva (EER), o Encargo de Reserva de Capacidade (ERCAP) e a contribuição associativa), adotando-se custo unitário médio aplicado ao consumo.
6. **Unidades**: tarifas publicadas em **R\$/MWh** são convertidas para **R\$/kWh** quando necessário; o **preço de energia (*break-even point*)** é reportado em **R\$/MWh**.

### 3.2 Cálculos e simulações

O método consiste em encontrar o **preço crítico de energia no ACL** que iguala o custo total ao do ACR (*Break-even point*). A formulação considera o **Subgrupo A4 – Modalidade Azul**, com discriminação por **ponta (P)** e **fora de ponta (FP)**, de modo a refletir adequadamente a estrutura tarifária e o perfil de consumo do objeto de estudo. Para além das equações, mantêm-se comentários explicativos que orientam a implementação prática (planilha) e a leitura dos resultados.

Notação:

- $D_P, D_{FP}$ : demandas contratadas (kW) em P / FP.
- $C_P, C_{FP}$ : consumos (kWh) em P / FP.

- $T_P^{\text{fio}}, T_{FP}^{\text{fio}}$ : TUSD Fio (R\$/kW) em P / FP.
- $T_P^{\text{en}}, T_{FP}^{\text{en}}$ : TUSD Energia (R\$/kWh) em P / FP.
- $\tau_P, \tau_{FP}$ : TE (R\$/kWh) no ACR em P / FP.
- $D \in \{0,50; 1,00\}$ : desconto TUSD no ACL.
- $\alpha$ : custo unitário médio dos encargos CCEE (R\$/MWh, convertido quando aplicável).
- $C_T = C_P + C_{FP}$ : consumo total (kWh).

**(a) Projeções 2026–2030 por média das variações anuais (aplicação às tarifas)**

Esta etapa projeta, para o período 2026–2030, os componentes tarifários em Base Econômica do Subgrupo A4 – modalidade Azul (objeto do estudo), preservando a distinção por posto horário quando aplicável. A projeção é paramétrica e usa a média aritmética das variações anuais observadas no período 2020–2025, por componente. O resultado alimenta diretamente os cálculos do ACR e do ACL e, por consequência, o ponto de equilíbrio no Capítulo 4.

Componentes considerados (por modalidade):

- Azul:  $T_P^{\text{fio}}, T_{FP}^{\text{fio}}, T_P^{\text{en}}, T_{FP}^{\text{en}}, \tau_P, \tau_{FP}$ .
- Verde:  $T^{\text{fio}}$  único (demanda), e  $T_P^{\text{en}}, T_{FP}^{\text{en}}, \tau_P, \tau_{FP}$  para energia.

**Variação anual histórica por componente**

Para cada  $X \in \{T_P^{\text{fio}}, T_{FP}^{\text{fio}}, T_P^{\text{en}}, T_{FP}^{\text{en}}, \tau_P, \tau_{FP}\}$ , calculam-se as variações ano a ano no intervalo 2020–2025:

$$\Delta X_{y \rightarrow y+1} = X_{y+1} - X_y, \quad y \in \{2020, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025\} \quad (3.1)$$

Sendo assim,

$$\Delta X_{2020 \rightarrow 2021} = X_{2021} - X_{2020}, \quad \dots, \quad \Delta X_{2024 \rightarrow 2025} = X_{2025} - X_{2024}$$

variação média do componente:

$$\overline{\Delta X} = \frac{1}{6} \sum_{y=2020}^{2025} \Delta X_{y \rightarrow y+1} \quad (3.2)$$

**Projeção aditiva (parte de 2025 e soma a média a cada ano):**

$$X_{2026} = X_{2025} + \overline{\Delta X}, \dots, X_{2030} = X_{2029} + \overline{\Delta X} \quad (3.3)$$

### Aplicação mensal dos valores projetados (mês de homologação: agosto)

Considerando que as Resoluções Homologatórias locais vigoram a partir de agosto, a aplicação mensal em cada ano  $y \in \{2026, \dots, 2030\}$  segue uma regra em degrau:

$$X_{y,m} = \begin{cases} x_{y-1}, & m < 8(\text{jan} - \text{jul}) \\ x_y, & m \geq 8(\text{ago} - \text{dez}) \end{cases}$$

Em Azul, esta regra vale separadamente para  $T_{P/FP}^{\text{fio}}$ ,  $T_{P/FP}^{\text{en}}$ ,  $\tau_{P/FP}$ .

### (b) Equações para estimativa de custos no mercado cativo (ACR)

Nesta etapa calculam-se as parcelas reguladas que compõem o custo mensal no ACR. Esse resultado é o referencial que será comparado aos custos do ACL no Capítulo 4 e que também entra na equação de *break-even point*. A modelagem prevê duas modalidades tarifárias do Grupo A: Azul (objeto deste estudo) e Verde.

#### TUSD no ACR (modalidade azul)

A TUSD agrega duas parcelas: demanda (fio) por posto horário (P/FP) e energia. As expressões 3.4 a 3.6 estruturam a soma dessas parcelas por posto horário; será aplicada mês a mês na base histórica para gerar a série  $TUSD_{ACR}$  usada nas tabelas/gráficos do Capítulo 4:

$$TUSD_{\text{fio}}^{\text{AZ}} = (D_P T_P^{\text{fio}}) + (D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) \quad (3.4)$$

$$TUSD_{\text{energia}}^{\text{AZ}} = (C_P T_P^{\text{en}}) + (C_{FP} T_{FP}^{\text{en}}) \quad (3.5)$$

$$TUSD_{ACR}^{\text{AZ}} = TUSD_{\text{fio}}^{\text{AZ}} + TUSD_{\text{energia}}^{\text{AZ}} \quad (3.6)$$

Logo,

$$TUSD_{ACR}^{\text{AZ}} = (D_P T_P^{\text{fio}}) + (D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) + (C_P T_P^{\text{en}}) + (C_{FP} T_{FP}^{\text{en}}) \quad (3.7)$$

#### TUSD no ACR (modalidade verde)

Na modalidade Verde a demanda (fio) é única (não diferenciada por P/FP) — nas tabelas da concessionária, costuma aparecer associada ao “FP”. A TUSD energia permanece com P/FP:

$$TUSD_{ACR}^{\text{VE}} = (D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) + (C_P T_P^{\text{en}}) + (C_{FP} T_{FP}^{\text{en}}) \quad (3.8)$$

#### TE no ACR

A parcela TE representa o custo de energia no ACR, por posto horário. O valor mensal calculado pela equação 3.9 será somado à TUSD para compor o custo antes de tributos.<sup>1</sup>

$$TE_{ACR} = (C_P \tau_P) + (C_{FP} \tau_{FP}) \quad (3.9)$$

### **Tributos no ACR**

Os tributos incidem conforme as bases de cálculo usuais (ICMS e PIS/COFINS). A equação 3.10 organiza a parcela a ser adicionada ao custo:

$$IMP_{ACR} = ICMS_{ACR} + PIS/COFINS_{ACR} \quad (3.10)$$

Em que:

$IMP_{ACR}$ : soma dos tributos no ACR (em R\$), composta por  $ICMS_{ACR}$  e  $PIS/COFINS_{ACR}$ , incidentes sobre as parcelas tarifárias aplicáveis.

$ICMS_{ACR}$ : valor de ICMS no ACR (em R\$), calculado conforme a legislação do Estado do Pará e o modelo usual de incidência em faturas cativas (base de cálculo definida pela Secretaria da Fazenda do Estado do Pará (SEFAZ/PA); alíquota vigente).

$PIS/COFINS_{ACR}$ : valor de PIS/COFINS no ACR (em R\$), apurado segundo as alíquotas vigentes e a base de cálculo aplicável às parcelas tarifárias.

### **Custo total no ACR (bandeira verde):**

O custo final do ACR (referência para as comparações no Cap. 4) resulta da soma das parcelas anteriores, considerando bandeira verde conforme premissas.

$$V_{final}^{ACR} = TUSD_{ACR} + TE_{ACR} + IMP_{ACR} \quad (3.11)$$

### **(c) Equações para estimativa de custos no ACL**

Agora estruturam-se os custos não energéticos do ACL, mantendo-se a decomposição da TUSD conforme as modalidades tarifárias vigentes. Para os cenários com energia incentivada, considera-se a aplicação do fator de desconto (D) na modelagem dos custos de uso do sistema de distribuição. Assim como no ACR, apresentam-se a seguir as equações correspondentes às modalidades Azul e Verde.

---

<sup>1</sup> Nota: "TUSD-Energia" designa a **parcela volumétrica da TUSD**, relativa ao **uso da rede**; não se confunde com a **TE** (tarifa da energia).

**Parcela da TUSD associada à demanda no ACL (modalidade Azul)**

$$\text{TUSD}_{\text{ACL}}^{\text{fio,AZ}}(D) = (1 - D) (D_P T_P^{\text{fio}} + D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) \quad (3.12)$$

**Parcela da TUSD associada à demanda no ACL (modalidade Verde)**

$$\text{TUSD}_{\text{ACL}}^{\text{fio,VE}}(D) = (1 - D) (D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) \quad (3.13)$$

A aplicação do fator de desconto na modelagem da TUSD no ACL é o principal elemento responsável pelo deslocamento do ponto de equilíbrio entre os cenários analisados.

**Parcela da TUSD associada ao consumo no ACL**

$$\text{TUSD}_{\text{ACL}}^{\text{en}} = (C_P T_P^{\text{en}}) + (C_{FP} T_{FP}^{\text{en}}) \quad (3.14)$$

Somando-se as duas parcelas anteriores (TUSD Fio e TUSD Energia), se obtém a TUSD total no ACL. Dessa forma, as equações da TUSD total no ACL para cada modalidade são apresentadas a seguir:

**TUSD total no ACL (Azul)**

$$\text{TUSD}_{\text{ACL}}^{\text{AZ}}(D) = (1 - D) (D_P T_P^{\text{fio}} + D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) + (C_P T_P^{\text{en}}) + (C_{FP} T_{FP}^{\text{en}}) \quad (3.15)$$

**TUSD total no ACL (Verde)**

$$\text{TUSD}_{\text{ACL}}^{\text{VE}}(D) = (1 - D) (D_{FP} T_{FP}^{\text{fio}}) + (C_P T_P^{\text{en}}) + (C_{FP} T_{FP}^{\text{en}}) \quad (3.16)$$

**Encargos CCEE (ACL)**

Encargos setoriais (ESS, EER e ERCAP) tratados como custo unitário médio aplicado ao consumo total da unidade consumidora:

$$\text{ENC}_{\text{CCEE}} = \alpha C_T \quad (3.17)$$

O valor de  $\alpha$  será estimado e justificado nos resultados, com cenário de sensibilidade.

Neste trabalho, os encargos devidos à CCEE no Ambiente de Contratação Livre (ACL) são representados por um custo unitário médio ( $\alpha$ , em R\$/MWh) aplicado ao consumo mensal da unidade, conforme a Equação (3.17). Essa convenção é a que alimenta diretamente as simulações e o *break-even point* no Capítulo 4. Foram utilizados dados públicos da CCEE (dados abertos) e, para o Encargo de Reserva de Capacidade (ERCAP), valores mensais observados em fonte secundária acadêmica (ROEDEL, 2025).

## Procedimento por encargo

Este item apresenta os procedimentos adotados para a quantificação dos encargos setoriais incidentes sobre o consumo de energia elétrica no ACL. Para cada encargo, são descritos a base de cálculo e as variáveis utilizadas com base em dados públicos disponibilizados pela CCEE e, quando aplicável, em informações provenientes de fontes secundárias acadêmicas. O detalhamento desses procedimentos visa assegurar transparência metodológica e reprodutibilidade dos cálculos, além de possibilitar a correta incorporação dos encargos nos custos totais de energia considerados na análise de viabilidade.

### I. EER — Encargo de Energia de Reserva

Numerador (R\$): campo `ENCARGO_ENERGIA_RESERVA` do dataset `RESERVA_ENCARGO` (CCEE, 2025b).

Denominador (MWh): campo `TRC_SEG_ENER` do dataset `ENERGIA_RESERVA_CONSUMO_REFERENCIA` (consumo de referência do mês  $m$ ) (CCEE, 2025b).

Indicador unitário:

$$VEER_m = \frac{EER_m [R]}{\text{ConsumoRef\_ERR}_m [MWh]} \quad (3.18)$$

Logo,

$$VEER_m = \frac{EER_m [R]}{TRC\_SEG\_ENER_m [MWh]} \quad (3.19)$$

### II. ESS — Encargos de Serviços do Sistema (inclui ancilares)

O encargo de Serviços do Sistema (ESS) é obtido em três etapas: agregação das rubricas de encargo (“ESS bruta”); agregação das rubricas de recebimentos/ressarcimentos (Créditos); e diferença entre ambas (ESS líquida) (CCEE, 2025c). Formalmente, para cada mês  $m$ :

- ESS bruta soma todas as colunas identificadas como `ENCARGO` (incluindo “importação”, “serviços ancilares” e “outros ancilares”):

$$ESS_m^{bruta} = \sum_{k \in \text{ENCARGO}} ENCARGO_{k,m} \quad (3.20)$$

- Créditos soma todas as colunas `RECEBIMENTO` e `RESSARCIMENTO`:

$$\text{Créditos}_m = \sum_{j \in \text{RECEBIMENTO}} \text{RECEBIMENTO}_{j,m} + \sum_{l \in \text{RESSARCIMENTO}} \text{RESSARCIMENTO}_{l,m} \quad (3.21)$$

- ESS líquida resulta da diferença (não negativa):

$$\text{ESS}_m^{\text{líquida}} = \max\{0, \text{ESS}_m^{\text{bruta}} - \text{Créditos}_m\} \quad (3.22)$$

Para o ESS, o Consumo de Referência setorial (denominador) foi extraído dos arquivos InfoMercado – Dados Gerais (Histórico 2013–2024) para jan/2023–mai/2024 (CCEE, 2024a). Não foi identificada, no portal Dados Abertos da CCEE, série pública equivalente para os meses subsequentes; nesses casos, adotou-se imputação por média do período observado

O **valor unitário VESS (R\$/MWh)** é então:

$$\text{VESS} = \frac{\text{ESS}_m^{\text{líquida}} \text{ [R\$]}}{\text{ConsumoRef\_ESS}_m \text{ [MWh]}} \quad (3.23)$$

Observação para o Consumo Referência de EER e ESS: quando inexistente o denominador para poucos meses, adotou-se imputação por média do próprio período, mantendo a consistência com a estabilidade observada da base de rateio (desvio-padrão < 5%).

### III. ERCAP — Encargo de Reserva de Capacidade

Indicador unitário (R\$/MWh): valores mensais publicados em fonte secundária (base Grugreen) para out/2024—abr/2025 (ROEDEL, 2025); nos demais meses, não se imputou zero retrospectivo (para evitar subestimação em projeções futuras com cobrança vigente), optando-se por média do período observado quando necessário apenas para compor  $\alpha$  médio do ciclo analisado.

#### Composição do parâmetro $\alpha$ (R\$/MWh) por mês e aplicação ao consumo

Definiu-se o custo unitário médio de encargos no ACL como a soma dos unitários de cada parcela:

$$\text{Total\_Encargos}_m = \alpha_m = \text{VEER}_m + \text{VESS}_m + \text{VERCAP}_m \quad (3.24)$$

O qual é aplicado ao consumo total mensal para compor o custo dos encargos (ver Eq. 3.17):

$$\text{ENC}_{\text{CCEE},m} = \alpha_m C_{T,m} \quad (3.25)$$

#### Média do parâmetro $\alpha$ no período (para uso no ponto de equilíbrio)

Neste trabalho foram utilizadas duas formas de média para o parâmetro  $\alpha$  (R\$/MWh), porque o ERCAP só passou a vigorar em novembro/2024, enquanto VEER e VESS têm séries mais longas.

#### $\alpha_{\text{hist}}$ – média histórica descritiva

Resume o passado tal como ocorreu. Antes de nov/2024, o ERCAP não existia, logo  $\text{VERCAP}_m^{\text{real}} = 0$  nesses meses. É útil para descrever a série, mas não é a melhor base para projetar anos futuros em que o ERCAP já está vigente o ano inteiro.

Formalmente, para uma janela com  $N$  meses indexados por  $m = 1, \dots, N$ .

$$\alpha_{\text{hist}} = \frac{1}{N} \sum_{m=1}^N (\text{VEER}_m + \text{VESS}_m + \text{VERCAP}_m^{\text{real}}) \quad (3.26)$$

#### $\alpha_{\text{proj}}$ – média para projeção (regime vigente)

É a média a ser usada no Cap. 4 (Resultados e Discussões). Para evitar subestimação do ERCAP nas projeções — já que em 2026–2030 a cobrança existirá de janeiro a dezembro — substitui-se o ERCAP mensal por um valor médio constante  $\overline{\text{ERCAP}}$  obtido do período disponível (nov/2024–abr/2025, incluindo out/2024 como proxy). Assim, todo mês projetado carrega o mesmo encargo unitário de capacidade.

$$\alpha_{\text{proj}} = \frac{1}{N} \sum_{m=1}^N (\text{VEER}_m + \text{VESS}_m + \overline{\text{ERCAP}}) \quad (3.27)$$

**Observação sobre a marcação temporal do ERCAP:** Segundo a CCEE, a cobrança do ERCAP inicia-se em novembro/2024 (CCEE, 2024b). Entretanto, a tabela secundária (Grugreen) reporta um valor já em outubro/2024. Como não há metadados públicos dessa base esclarecendo se a coluna representa competência (mês de apuração) ou liquidação, adotou-se out/2024 como proxy do primeiro mês de vigência — o que é compatível com a prática de defasagem entre competência e liquidação observada em processos da CCEE.

#### Tributos no ACL

$$\text{IMP}_{\text{ACL}} = \text{ICMS}_{\text{ACL}} + \text{PIS/COFINS}_{\text{ACL}} \quad (3.28)$$

Em que:

$IMP_{ACL}$ : soma dos tributos no ACL (em R\$), incluindo ICMS e PIS/COFINS incidentes: na fatura da distribuidora (sobre TUSD/encargos); e na nota fiscal da comercializadora (sobre a energia contratada).

$ICMS_{ACL}$ : valor do ICMS no ACL (R\$). Abrange a incidência: na fatura da distribuidora (sobre TUSD — fio e energia — e eventuais encargos tributáveis); e na nota fiscal da comercializadora (sobre a energia contratada no ACL).

$PIS/COFINS_{ACL}$ : valor de PIS/COFINS no ACL (R\$). Incide, conforme regras federais vigentes e o regime tributário aplicável ao emissor/tomador, na fatura da distribuidora (TUSD/encargos) e na nota fiscal da comercializadora (energia contratada).

Alíquotas, bases e eventuais particularidades de regime serão explicitadas no Capítulo 4.

### **Custo no ACL (sem o preço da energia contratada)**

Para fins de comparação econômica, define-se no ACL o custo não-energético,  $V_{base}^{ACL}(D)$ , composto por TUSD no ACL (com desconto  $D$ ), encargos setoriais da CCEE e tributos.

$$V_{base}^{ACL}(D) = TUSD_{ACL}(D) + ENC_{CCEE} + IMP_{ACL} \quad (3.29)$$

O custo não-energético do ACL, somado a encargos e tributos, fornece a base para o cálculo do *break-even point* e para a comparação com o ACR no Capítulo 4.

### **Custo total no ACL**

No ACL não há a parcela “TE”. Em vez disso tem-se o preço contratual de energia negociado com gerador/comercializadora/ varejista. Por isso, no ACL usa-se um preço que pode ser fixo, sazonal, indexado etc., mas não é tarifa homologada. Sendo assim a parcela energética da equação é chamada de custo de energia, que é o “preço  $\times$  consumo”. Chamando-se o preço contratado no ACL de  $PE_{ACL}$ , então:

$$\text{custo de energia no ACL} = PE_{ACL} \times C_T$$

O ACL total é a soma do custo não-energético (TUSD no ACL + encargos CCEE + tributos) mais a parcela de energia  $PE_{ACL} C_T$ :

$$V_{Final}^{ACL}(D) = V_{base}^{ACL}(D) + PE_{ACL}(D) C_T \quad (3.30)$$

$$V_{Final}^{ACL}(D) = TUSD_{ACL}(D) + PE_{ACL}(D) C_T + ENC_{CCEE} + IMP_{ACL} \quad (3.31)$$

### (d) Determinação do Ponto de Equilíbrio (Break-even Point)

No ponto de equilíbrio iguala-se o ACR total ao ACL total. A parcela de energia do ACL é tratada como incógnita de preço unitário  $PE_{ACL}$ , multiplicada pelo consumo total  $C_T$ . O ponto de equilíbrio é o preço  $PE_{ACL}$  que torna iguais os custos totais dos ambientes:

- custo no ACR (TUSD + TE + tributos);
- custo no ACL ( $V_{base}^{ACL}(D) + PE_{ACL} C_T$ )

O valor ponto de equilíbrio, dado por  $V_{PE}$ , é o preço crítico de energia no ACL que iguala os custos dos dois ambientes e é derivado da seguinte forma:<sup>2</sup>

$$\begin{aligned}
 V_{final}^{ACL}(D) &= V_{final}^{ACR} \\
 PE_{ACL}(D)C_T + V_{base}^{ACL}(D) &= V_{final}^{ACR} \\
 PE_{ACL}(D) &= \frac{V_{final}^{ACR} - V_{base}^{ACL}(D)}{C_T} \\
 PE_{ACL} = V_{PE}(D) &= \frac{V_{final}^{ACR} - V_{base}^{ACL}(D)}{C_T} \quad (3.32)
 \end{aligned}$$

$V_{PE}(D)$  será calculado anualmente e apresentado no Cap. 4 servindo de limiar de decisão para a migração.

### Patamares de referência no ACL

Para balizar os preços de referência no Ambiente de Contratação Livre (ACL) no horizonte 2026–2030, adotou-se como data de corte a semana encerrada em 05/10/2025, com base no painel público da Denergia, que divulga por fonte (Convencional e Incentivada 50%) o Índice Trimestral (preço do mercado a termo para o próximo trimestre móvel) e o Índice de Longo Prazo (LP) (preço de referência médio para os quatro anos seguintes). O LP foi utilizado como patamar anual por ser mais estável e representativo para decisões econômico-energéticas; evitou-se utilizar o Índice Trimestral para “fabricar” o ano de 2026 por refletir apenas curtíssimo prazo e não o ano civil completo (DENERGIA, 2025). Como apoio conceitual e terminológico

<sup>2</sup> Nota:  $PE_{ACL}$  significa Preço de Energia no ACL. Enquanto  $V_{PE}(D)$  significa Valor do Ponto de Equilíbrio para dado desconto D no ACL. Tratam-se da mesma coisa nesse contexto, apenas com nomenclaturas e terminologias diferentes.

empregaram-se ainda informes setoriais (FGV ENERGIA, 2025) e referência de boa prática de formação de preço-referência por cotações/mediana (COMUSA, 2024).

Considerou-se o LP constante em R\$ 181,98/MWh (Energia Convencional) e R\$ 211,68/MWh (Energia Incentivada 50%), aplicando-o uniformemente a 2026–2030. Essa referência de preços, tomada como base na data de corte, serve apenas para efeito de comparação com o preço de equilíbrio ( $V_{PE}(D)$ ) derivado nas Eq. (3.31) – (3.32); eventuais atualizações do mercado não alteram o método, apenas a fotografia utilizada (DENERGIA, 2025).

Na ausência de séries públicas abertas para Energia Incentivada 80% e 100% (I80 e I100) na data de corte, estimou-se um acréscimo sobre o patamar da Energia Incentivada 50% (I50) que representa a captura, no preço de energia negociado ( $PE_{ACL}$ ), de parte do benefício adicional de TUSD que o consumidor obtém ao migrar de I50 para I80/I100.

O acréscimo considerado não decorre de determinação regulatória, mas de uma hipótese de modelagem econômica adotada neste estudo, segundo a qual parte do benefício adicional associado a maiores percentuais de desconto na TUSD tende a ser apropriada no preço da energia negociada ( $PE_{ACL}$ ) em contratos de energia incentivada. Para representar esse benefício adicional em termos monetários por unidade de energia, adota-se como referência tarifária um valor efetivo em R\$/MWh associado à TUSD, denominado  $T_{ref}(y)$ , utilizado exclusivamente como proxy econômica para a estimativa do acréscimo de preço entre os diferentes patamares de desconto. Define-se:

- $T_{ref}(y)$ : TUSD-Energia aplicável à unidade consumidora hipotética em R\$/MWh nos anos  $y$  projetados obtidos neste estudo. A tarifa TUSD-Energia é diferenciada por posto horário (ponta e fora-ponta). Como o pagamento ocorre por kWh em cada posto,  $T_{ref}(y)$  deve representar um único valor efetivo em R\$/MWh, sem somar as duas tarifas (o que causaria dupla contagem). Neste estudo os anos analisados,  $T_P^{en} = T_{FP}^{en}$  na classe aplicável; logo, qualquer um dos valores representa o outro, e adotou-se  $T_{ref}(y) = TUSD_{energia}^{AZ}(y)$  (As séries originais em R\$/kWh foram convertidas para R\$/MWh por 1 MWh = 1000 kWh);

- $\Delta d$ : incremento do desconto de TUSD em relação a I50, sendo  $\Delta d = 0,30$  para I80 (de 50%→80%) e  $\Delta d = 0,50$  para I100 (de 50%→100%);
- $D$  o desconto-base (em %) da energia incentivada já conhecida e  $D'$  o desconto-alvo (em %);
- $\beta \in [0, 1]$ : fator de repasse (fração do benefício adicional  $\Delta d \times T_{ref}(y)$  que é incorporada no TE do produto com maior desconto).

$$\text{Acréscimo}_{D'/D}(y) = \beta \cdot \Delta d \cdot T_{ref}(y) \quad (3.33)$$

Adota-se, de forma conservadora,  $\beta = 1$  (repassa total). Com isso, os acréscimos (R\$/MWh) e os patamares anuais tornam-se:

$$\text{Acréscimo}_{80/50}(y) = \beta \cdot 0,30 \cdot T_{ref}(y)$$

$$\text{Acréscimo}_{100/50}(y) = \beta \cdot 0,50 \cdot T_{ref}(y)$$

A seguir, na equação 3.34, tem-se o valor do preço da energia incentivada para o desconto  $D'$  a ser projetado, o qual nada mais é que o preço da energia incentivada para o desconto  $D$  já existente, mais o valor do  $\text{Acréscimo}_{D'/D}(y)$  encontrado através da equação 3.33, que para o caso em questão é  $D = 50\%$ . Dessa forma,  $D$  é o desconto-base (em %),  $D'$  o desconto-alvo (em %).

$$P_{I(D')}(y) = P_{I(D)} + \text{Acréscimo}_{D'/D}(y) \quad (3.34)$$

Utilizando-se  $D' = 80\%$  e em seguida  $D' = 100$ , tem-se:

$$P_{I80}(y) = P_{I50} + \text{Acréscimo}_{80/50}(y)$$

$$P_{I100}(y) = P_{I50} + \text{Acréscimo}_{100/50}(y)$$

Com  $P_{I50} = R\$ 211,68/MWh$  para 2026–2030, os patamares  $P_{Conv}$ ,  $P_{I50}$ ,  $P_{I80}$  e  $P_{I100}$  alimentam a regra de decisão do ponto de equilíbrio: se  $PE_{ACL} < V_{PE}(D)$  a migração ao ACL é racional; caso contrário, recomenda-se permanecer no ACR.

### (e) Indicadores econômico-financeiros da migração

A seleção e a definição dos indicadores econômico-financeiros utilizados neste estudo — saldo anual da migração, economia percentual anualizada, retorno sobre o investimento (ROI), fluxo de caixa, *payback*, TMA e valor presente líquido (VPL) — seguem a abordagem clássica de matemática financeira e engenharia econômica

aplicada à avaliação de projetos (FUNDAÇÃO CECIERJ, 2016; CAMARGO, 1998) e a forma de apresentação desses indicadores em estudos recentes de viabilidade de migração para o Ambiente de Contratação Livre e geração distribuída (SANTOS, 2025).

Depois de projetados, para cada ano  $y$ , os valores de referência no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) — isto é,  $V_{\text{final}}^{\text{ACR}}(y)$  e  $V_{\text{final}}^{\text{ACL}}(y; D)$ , onde  $D \in \{50\%, 80\%, 100\%\}$  representa o nível de desconto na TUSD incentivada — torna-se necessário avaliar se a migração é economicamente atrativa ao longo do tempo. Para isso, adotou-se um conjunto de métricas complementares, todas derivadas desses valores anuais:

### 1. Saldo anual da migração

Mede o ganho (ou perda) direto da migração em cada ano:

$$\text{Saldo}(y; D) = V_{\text{final}}^{\text{ACR}}(y) - V_{\text{final}}^{\text{ACL}}(y; D) \quad (3.35)$$

Se  $\text{Saldo}(y; D) > 0$ , a migração teve lucro direto naquele ano; Se  $\text{Saldo}(y; D) < 0$ , o custo do ACL superou o do ACR.

### 2. Economia percentual anualizada

Expressa o mesmo ganho anterior em termos relativos, em relação ao que se pagaria no ACR:

$$\text{Economia } \%_D(y) = \frac{\text{Saldo}_D(y)}{V_{\text{final}}^{\text{ACR}}(y)} \times 100 \quad (3.36)$$

Essa é a métrica “de marketing” mais comum no ACL, mas não considera o investimento inicial, nem o valor do dinheiro desse investimento no tempo.

### 3. Retorno sobre o investimento (ROI) anual

Como a migração exige um desembolso inicial com o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), representado por  $I_{0,S}$  ((onde S indica o cenário de custo: S1 ou S2), adota-se o ROI apenas como medida **descritiva** de desempenho de cada ano:

$$\text{ROI}_D(y) = \frac{\text{Saldo}_D(y)}{I_{0,S}} \quad (3.37)$$

No capítulo 4 o ROI é apresentado ano a ano e também pela média do período, mas não é a métrica de decisão final, pois ele não avalia o valor do dinheiro no tempo.

#### 4. Fluxo de caixa e *payback*

Para medir em quanto tempo o investimento inicial é recuperado, constrói-se o fluxo de caixa acumulado do projeto:

$$FC_{S,D}^{accum.}(y) = -I_{0,S} + \sum_{k=y_0}^y \text{Saldo}_D(k) \quad (3.38)$$

O *payback* é definido como o primeiro ano  $y^p$  em que  $FC_{S,D}^{accum.}(y^p) \geq 0$ . Ou seja, a partir de  $y^p$ , o investimento inicial foi totalmente compensado pelas economias anuais.

#### 5. Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e Valor Presente Líquido (VPL)

Como se trata de uma unidade pública e o horizonte de análise inclui 5 a 10 anos, adotou-se também uma métrica que considera o valor do dinheiro no tempo. Primeiro define-se uma TMA nominal

$$TMA_{nom} = \overline{\text{SELIC}_{26-28}} + \varphi \quad (3.39)$$

onde  $\varphi$  é o prêmio de risco adotado no estudo. Em seguida, descontam-se os saldos anuais ao valor presente:

$$VPL_{S,D} = -I_{0,S} + \sum_{y=y_0}^{Y_f} \frac{\text{Saldo}_D(y)}{(1+r)^{y-y_0}} \quad (3.40)$$

Em que  $Y_f$  é o último ano do horizonte (2030, e depois 2035 na projeção estendida).

- Se  $VPL > 0$ : a migração é economicamente viável sob a TMA adotada;
- Se  $VPL < 0$ : a migração não se justifica no horizonte analisado.

#### (f) Convenções de unidades e critério de decisão

Para garantir consistência nas simulações e na leitura dos resultados:

- Os custos consolidados  $V_{final}^{ACR}$  e  $V_{base}^{ACL}(D)$  são reportados em R\$ por mês.
- O preço crítico  $PE_{crit}(D)$  é reportado em R\$/MWh; quando  $C_T$  estiver em kWh, aplica-se 1 MWh = 1000 kWh.

- Critério de decisão: preços de contratação no ACL abaixo de  $V_{PE}(D)$  indicam vantagem econômica da migração; acima, sugerem permanência no ACR.
- O objeto do estudo permanece Grupo A4 – modalidade Azul; as expressões da modalidade Verde são apresentadas por completude metodológica.

### **Integração com os cálculos de ACR/ACL e breakeven.**

Os valores projetados  $T^{\text{fio}}$ ,  $T^{\text{en}}$  e  $\tau$  substituem os correspondentes nas expressões já definidas para:

- $V_{\text{final}}^{\text{ACR}}$  (R\$/mês) e  $V_{\text{final}}^{\text{ACL}}(D)$  (R\$/mês);
- $V_{PE}(D) = \frac{V_{\text{final}}^{\text{ACR}} - V_{\text{final}}^{\text{ACL}}(D)}{C_T}$ , reportado em R\$/MWh.

Mantém-se, em todos os cenários, o desconto  $D \in \{0,50; 0,80; 1,00\}$  aplicado a TUSD (demanda) no ACL.

### **Observações de parametrização:**

- Os tributos (ICMS; PIS/COFINS) e as bases de incidência seguem a parametrização adotada no estudo e serão detalhados no Capítulo 4; quando pertinente, reportam-se dois tratamentos no ACL (cenário conservador e ajustado quanto à base da parcela fio);
- O parâmetro  $\alpha$  (encargos CCEE) é tomado como custo unitário médio aplicado a  $C_T$ ; sua sensibilidade é avaliada no capítulo de Resultados e Discussões;
- Unidades:  $V_{\text{final}}$  em R\$ por mês;  $PE_{\text{ACL}} / V_{PE}(D)$  em R\$/MWh (1MWh = 1000kWh);

As projeções e os cálculos foram implementados em planilha Excel, aplicando-se as expressões mensalmente e a regra de degrau a partir de agosto nos anos 2026–2030; os resultados alimentam diretamente as tabelas e gráficos do Capítulo 4.

#### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta os resultados para a unidade consumidora hipotética adotada neste estudo, representativa de consumidores atendidos no estado do Pará, no período agosto/2024 a julho/2025, selecionado por corresponder a um ciclo tarifário completo sob a homologação de 2024. Os parâmetros de consumo e demanda utilizados foram definidos a partir da parametrização de faturas reais de unidades consumidoras do Subgrupo A4 com perfil tarifário equivalente (modalidade horossazonal azul, baixa demanda contratada), sem identificação de origem. A partir desse recorte são calculados os custos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), bem como o ponto de equilíbrio de preço de energia no ACL que iguala os dispêndios em relação ao ACR. A escolha desse horizonte temporal permite avaliar o comportamento dos custos ao longo de um ciclo completo, reduzindo distorções associadas a sazonalidades pontuais e garantindo maior consistência comparativa entre os ambientes de contratação.

Os insumos mensais de consumo na ponta ( $C_p$ ) e fora de ponta ( $C_{FP}$ ) utilizados nas simulações estão na tabela 4.1, a partir da qual se obtém o consumo total ( $C_T = C_p + C_{FP}$ ). As simulações aplicam as tarifas em Base Econômica do Subgrupo A4 – modalidade Azul (homologação de 2024), mantidas constantes ao longo do período. Adota-se bandeira tarifária verde em todos os meses (ou seja, sem acréscimo de bandeira sobre a TE). Os tributos e o encargos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são incorporados nas subseções seguintes, conforme as equações do Capítulo 3, ao compor o valor final no ACR e no ACL.

Para o perfil adotado, convencionou-se demanda contratada por posto igual a 70 kW na ponta e 70 kW fora de ponta, em coerência com unidades consumidoras do Subgrupo A4 em modalidade horossazonal azul. Assim, para manter o ACR como cenário conservador, a parcela de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio nas simulações é calculada exclusivamente com a demanda contratada por posto  $D_p^{\text{contr}} = D_{FP}^{\text{contr}} = 70 \text{ kW}$  ao longo de todo o ciclo. Conforme a tabela 4.1, o conjunto de dados abrange o consumo ativo mensal de agosto de 2024 a julho de 2025; na sequência são apresentados os custos no ACR para o mesmo período. Essa abordagem assegura coerência entre os parâmetros técnicos adotados e as premissas regulatórias vigentes, garantindo que as comparações realizadas reflitam exclusivamente diferenças estruturais entre os ambientes de contratação.

Tabela 4.1 – Consumo de energia ativa (ponta e fora de ponta) e demanda contratada

Mês/Ano	Demanda Ponta (kW)	Demanda Fora Ponta (kW)	Consumo na Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)	Consumo Total (kWh)
ago/24	44,16	84,48	1.150,29	10.612,68	11.762,97
set/24	57,6	80,16	1.531,47	11.944,89	13.476,36
out/24	46,08	69,6	1.355,33	11.235,55	12.590,88
nov/24	53,76	69,6	1.350,04	11.179,22	12.529,26
dez/24	48,96	63,36	1.007,00	8.159,69	9.166,69
jan/25	16,8	33,12	549,93	6.049,38	6.599,31
fev/25	35,52	50,4	662,97	6.855,52	7.518,49
mar/25	38,88	55,2	960,63	8.194,99	9.155,62
abr/25	45,12	64,8	1.152,14	9.511,83	10.663,97
mai/25	44,16	69,6	1.306,26	10.554,99	11.861,25
jun/25	44,64	67,2	1.198,75	10.016,99	11.215,74
jul/25	15,84	87,36	450,42	4.855,05	5.305,47

Fonte: Elaboração própria.

Com base nas demandas medidas por posto no ciclo ago/2024–jul/2025, observou-se ultrapassagem apenas no posto fora de ponta em três meses: ago/2024 ( $\Delta_{FP} = 14,48$  kW), set/2024 ( $\Delta_{FP} = 10,16$  kW) e jul/2025 ( $\Delta_{FP} = 17,36$  kW). No posto ponta, não houve ocorrência de  $\Delta > 0$  no período. Neste estudo, adota-se premissa conservadora para o ACR: não se inclui a cobrança por ultrapassagem na TUSD Fio. Conseqüentemente, a parcela de demanda é calculada exclusivamente com a demanda contratada por posto (70,00 kW em ponta e fora de ponta); já as demandas medidas e o indicador  $\Delta$  são apresentados apenas como diagnóstico. Assim, se o ACL apresentar vantagem nos resultados subsequentes, tal vantagem não decorre de eventual superestimação do custo no ACR, reforçando a robustez das conclusões.

Com base nas tarifas da tabela 3.1, calcularam-se as variações absolutas utilizando-se as equações 3.1 e 3.2 presentes no capítulo Metodologia. A coluna MÉDIA representa a média aritmética dessas variações, que servirá de incremento anual nas projeções 2026–2030 (método aditivo) (tabela 4.2).

Tabela 4.2 – Variações absolutas entre os valores de tarifa (R\$) por componente (2020 a 2025) e média aritmética

Componente	2020→2021	2021→2022	2022→2023	2023→2024	2024→2025	MÉDIA
TUSD Fio – P (R\$/kW)	+26,74	+13,38	-23,85	-6,34	-5,55	+0,876
TUSD Fio – FP (R\$/kW)	+5,9	+4,46	+9,31	-3,26	-2,32	+2,818
TUSD En. – P (R\$/kWh)	+0,01708	+0,02422	+0,01216	-0,00686	+0,01956	+0,013232
TUSD En. – FP (R\$/kWh)	+0,01708	+0,02422	+0,01216	-0,00686	+0,01956	+0,013232
TE – P (R\$/kWh)	+0,00563	+0,05290	+0,03138	-0,00439	+0,01754	+0,020612
TE – FP (R\$/kWh)	+0,00862	+0,03149	+0,02487	-0,00707	+0,01610	+0,014802

Fonte: Elaboração própria.

As projeções adotam a média aritmética das variações absolutas de 2020→2025 (tabela 4.2) valendo-se da equação 3.3. Para cada componente, parte-se do valor de 2025 e soma-se a média a cada ano (método aditivo). Esses valores serão usados nos cálculos de custo do ACR e na comparação com o ACL.

Tabela 4.3 – Projeções de TUSD e TE (2026–2030)

	2026	2027	2028	2029	2030
TUSD Fio (R\$/kW) — P	100,09	100,96	101,84	102,71	103,59
TUSD Fio (R\$/kW) — FP	47,01	49,83	52,64	55,46	58,28
TUSD Energia (R\$/kWh) — P	0,15717	0,17040	0,18363	0,19686	0,21009
TUSD Energia (R\$/kWh) — FP	0,15717	0,17040	0,18363	0,19686	0,21009
TE (R\$/kWh) — P	0,47366	0,49427	0,51488	0,53549	0,55610
TE (R\$/kWh) — FP	0,30131	0,31611	0,33091	0,34571	0,36051

Fonte: Elaboração própria.

Com base nas Equações 3.4 a 3.7, a TUSD foi decomposta em **fio** e **energia**. Para as projeções de 2026 a 2030, aplicou-se a regra de degrau: de jan–jul utilizam-se as tarifas do ano  $y - 1$  e de ago–dez as do próprio ano  $y$ . Os consumos mensais ( $C_P, C_{FP}$ ) foram replicados por mês homólogo a partir da tabela 4.1 (ago/2024→jul/2025), preservando a sazonalidade anual. As tarifas projetadas (TUSD fio, TUSD energia e Tarifa de Energia (TE)) foram atualizadas anualmente pela média aritmética das variações absolutas observadas em 2020–2025 e aplicadas com degrau em agosto: de jan–jul usa-se o nível de  $y - 1$  e de ago–dez o nível do próprio ano  $y$ . A TUSD-Fio foi calculada com  $D_P = D_{FP} = 70 \text{ kW}$  (sem demanda de ultrapassagem), conforme faturas, resultando na expressão de média anual:

$$TUSD_y^{fio} = \frac{70 \left[ 7 \left( T_P^{fio}(y-1) + T_{FP}^{fio}(y-1) \right) + 5 \left( T_P^{fio}(y) + T_{FP}^{fio}(y) \right) \right]}{12}$$

De forma análoga, TUSD-Energia, através da equação 3.5, e a TE no ACR, através da equação 3.9, foram calculadas mês a mês por posto com o mesmo mapeamento de vigência; para 2026–2030, as trajetórias tarifárias decorrem da média aritmética das variações absolutas anuais de 2020–2025.

A TUSD-Energia e a TE foram obtidas mês a mês por posto, multiplicando-se os consumos fixos pelas tarifas correspondentes do período (jan–jul com  $y - 1$ ; ago–dez com  $y$ ). As tabelas 4.4 e 4.5 apresentam, respectivamente, as médias mensais nos anos projetados por componente e a consolidação ACR pré-tributos, resultante da aplicação conjunta das Equações 3.4–3.7 e 3.9.

Tabela 4.4 – Projeção por componente da TUSD (A4–Azul), 2026–2030 (R\$)

	2026	2027	2028	2029	2030
<b>TUSD Fio (R\$)</b>	10145,91	10404,63	10662,92	10921,22	11179,81
<b>TUSD Energia (R\$)</b>	1514,68	1649,02	1783,35	1917,69	2052,02

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.5 – Consolidação do ACR pré-tributos, 2026–2030 (R\$)

	2026	2027	2028	2029	2030
<b>TUSD-ACR (R\$)</b>	11660,60	12053,65	12446,30	12838,90	13231,80
<b>TE-ACR (R\$)</b>	3146,98	3303,40	3459,81	3616,23	3772,64
<b>ACR pré-tributos (R\$)</b>	14807,59	15357,04	15906,09	16455,14	17004,48

Fonte: Elaboração própria.

Nesta etapa consolidam-se os tributos incidentes no ACR da unidade consumidora hipotética analisada (Tabela 4.6). Os valores de ICMS e PIS/COFINS foram parametrizados a partir de faturas mensais de unidades consumidoras com perfil tarifário equivalente (em R\$) e lançados por mês sem recomputar a base de cálculo. Para as projeções 2026–2030, quando necessário, adotou-se a repetição por mês homólogo em linha com o perfil de consumo definido no Cap. 4.

Tabela 4.6 – Tributos no ACR por mês (ICMS e PIS/COFINS) em R\$

Meses	ICMS (R\$)	PIS/COFINS (R\$)
JANEIRO	1392,1	247,61
FEVEREIRO	1748,97	218,53
MARÇO	2172,32	320,84
ABRIL	2604,03	556,63
MAIO	3026,4	992,63
JUNHO	2927,59	967,09
JULHO	2396,37	521,98
AGOSTO	3368,85	662,43
SETEMBRO	3689,08	509,94
OUTUBRO	3241,3	716,16
NOVEMBRO	3040,98	656,73
DEZEMBRO	2358,74	579,49

Fonte: Elaboração própria com base em faturas e parâmetros tarifários do ciclo ago/2024–jul/2025.

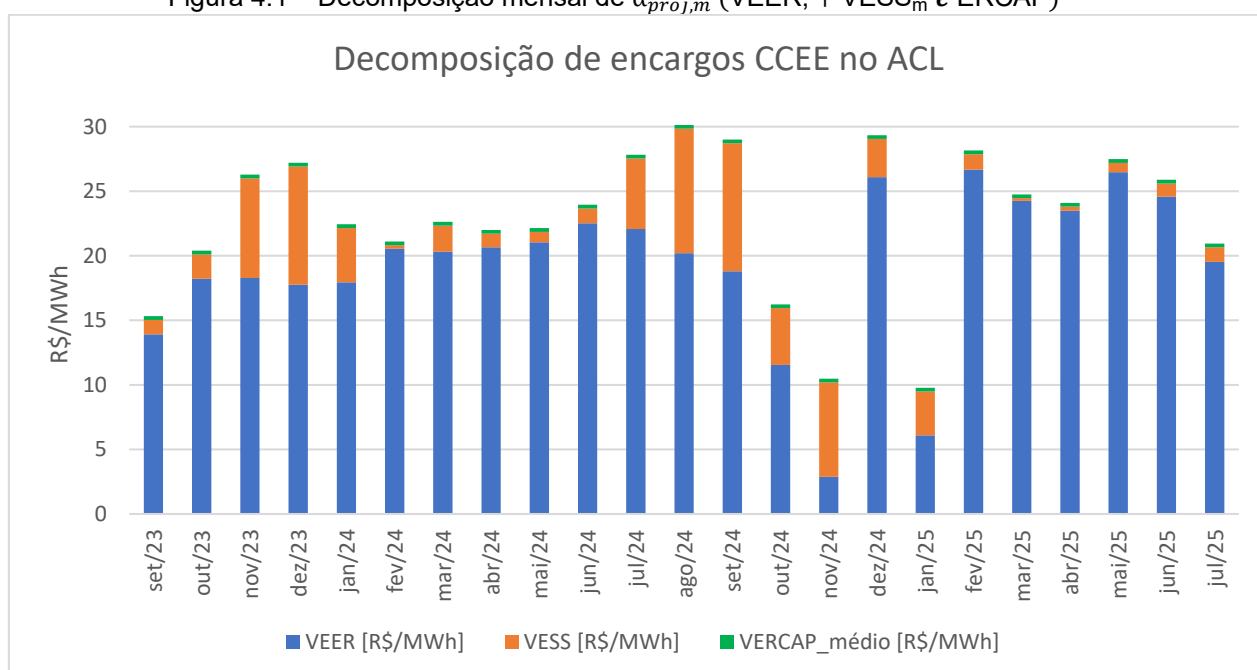
Calculam-se os indicadores unitários do Valor unitário mensal do Encargo de Energia de Reserva ( $VEER_m$ ) e Valor unitário mensal do Encargo de Serviços do Sistema ( $VESS_m$ ) a partir dos dados públicos da CCEE. Compõe-se, então, o parâmetro mensal Custo unitário médio projetado de encargos no ACL ( $\alpha_{proj,m}$ ) =  $VEER_m + VESS_m + \overline{ERCAP}$ , em que  $\overline{ERCAP}$  corresponde ao Valor unitário mensal do Encargo de Reserva de Capacidade ( $VERCAP$ ) médio em R\$/MWh observado entre out/2024 e abr/2025. Esse parâmetro alimenta a Eq. (3.27) para precificação dos encargos CCEE no ACL. Os resultados mensais encontram-se na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Indicadores mensais de encargos CCEE (R\$/MWh)

Meses	VEER [R\$/MWh]	VESS [R\$/MWh]	VERCAP [R\$/MWh]	VERCAP <sub>m</sub> [R\$/MWh]	$\alpha_m$
set/23	13,91467821	1,116979699		0,291428571	15,32308648
out/23	18,22680234	1,877757974		0,291428571	20,39598889
nov/23	18,27584295	7,715123464		0,291428571	26,28239499
dez/23	17,75640359	9,159797802		0,291428571	27,20762997
jan/24	17,94493947	4,202600005		0,291428571	22,43896805
fev/24	20,54477169	0,271450252		0,291428571	21,10765052
mar/24	20,31302998	2,022988594		0,291428571	22,62744714
abr/24	20,65608392	1,053419812		0,291428571	22,0009323
mai/24	21,03631298	0,813386883		0,291428571	22,14112843
jun/24	22,51838022	1,143079374		0,291428571	23,95288816
jul/24	22,07561457	5,4576429		0,291428571	27,82468604
ago/24	20,1998637	9,637562153		0,291428571	30,12885443
set/24	18,79457062	9,918023601		0,291428571	29,00402279
out/24	11,54476639	4,397594239	0,33	0,291428571	16,2337892
nov/24	2,880583367	7,310676123	0,28	0,291428571	10,48268806
dez/24	26,0892615	2,95779423	0,31	0,291428571	29,3384843
jan/25	6,091962073	3,391909258	0,32	0,291428571	9,775299902
fev/25	26,66645047	1,195821645	0,27	0,291428571	28,15370069
mar/25	24,25035446	0,209569556	0,24	0,291428571	24,75135259
abr/25	23,47952818	0,324390714	0,29	0,291428571	24,09534746
mai/25	26,47262395	0,717653518		0,291428571	27,48170604
jun/25	24,57529325	1,02037641		0,291428571	25,88709824
jul/25	19,53083879	1,12232858		0,291428571	20,94459594
<b><math>\alpha_{proj} = 22,93824959</math></b>					

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE (2023 - 2025).

Para visualizar a contribuição de cada parcela, a figura 4.1 apresenta a decomposição de  $\alpha_{proj,m}$  simplesmente a título de diagnóstico mensal dos encargos.

Figura 4.1 – Decomposição mensal de  $\alpha_{proj,m}$  (VEER, + VESS<sub>m</sub> e  $\overline{\text{ERCAP}}$ )

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE (2023 - 2025).

Obtém-se  $\alpha_{proj} \approx 22,94$  R\$/MWh no período analisado. Observam-se picos em ago/24 (~30,13 R\$/MWh) e set/24 (~29,00 R\$/MWh), associados a maior participação do VESS, enquanto o menor valor ocorre em jan/25 (~9,78 R\$/MWh), por redução acentuada do VEER. Em média, o VEER domina o nível do indicador, e as oscilações do VESS explicam parcela relevante da variabilidade mensal (ver figura 4.1).

Com o parâmetro unitário médio dos encargos  $\alpha_{proj}$  (R\$/MWh) obtido, estimaram-se os valores mensais devidos à CCEE pela unidade analisada. A apuração segue a Eq. (3.17), em que  $ENC_{CCEE,m}$  corresponde ao valor monetário mensal total dos encargos devidos à CCEE, e  $C_{T,m}$  é o consumo ativo total do mês (ponta + fora de ponta, ver tabela 4.1). Adota-se o mesmo recorte amostral de 12 meses empregado nas demais parcelas (ICMS e PIS/COFINS), de ago/2024 a jul/2025. Como  $\alpha_{proj}$  é constante, as variações mensais de  $ENC_{CCEE,m}$  refletem exclusivamente as oscilações do consumo. Os resultados encontram-se na tabela 4.8 – Encargos CCEE (ACL).

Tabela 4.8 – Encargos CCEE (ACL)

MESES	$ENC_{CCEE,m}$ (R\$)
JANEIRO	151,3766199
FEVEREIRO	172,4610002
MARÇO	210,0138967
ABRIL	244,6128055
MAIO	272,076313
JUNHO	257,2694435
JULHO	121,6981951
AGOSTO	269,8219418
SETEMBRO	309,1241093
OUTUBRO	288,812748
NOVEMBRO	287,3992931
DEZEMBRO	210,2678232

Fonte: Elaboração própria a partir de CCEE (2023 - 2025).

Para a unidade consumidora hipotética adotada neste estudo, por se tratar de consumidor do Subgrupo A4 com demanda contratada inferior a 500 kW, a elegibilidade ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) ocorre mediante representação por comercializador varejista, conforme regulamentação vigente. Ressalta-se que o desconto aplicável às tarifas de uso (TUSD/TUST) constitui atributo regulatório da fonte incentivada contratada, não sendo objeto de negociação do consumidor, uma vez que empreendimentos outorgados como fontes incentivadas (como solar, eólica, biomassa, cogeração qualificada e Pequenas Centrais Hidrelétricas) fazem jus a percentuais de redução previamente definidos no ato autorizativo e refletido nos cálculos de desconto. Como ainda não há fornecedor de energia definido para a

unidade consumidora hipotética, adotam-se, para fins de avaliação tarifária, três cenários padronizados de desconto na TUSD Fio por posto tarifário (modalidade A4-Azul): 50 % (conservador), 80 % (intermediário) e 100 % (otimista), em linha com a prática de mercado e com a regulamentação vigente. As Resoluções Homologatórias anuais apenas reajustam os valores de TUSD/TE; o percentual de desconto não é definido nelas. Por meio da equação 3.15, sabendo-se que  $D_p = D_{FP} = 70$  kW, definidas a partir da parametrização de faturas reais de unidades consumidoras do Subgrupo A4 com perfil tarifário equivalente e sem incidência de ultrapassagem, bem como os consumos mensais por posto tarifário replicados por mês homólogo e respeitando o degrau de agosto nas tarifas, tem-se então:

$$TUSD_{ACL}^{AZ}(m, D) = (1 - D) 70 \left( T_P^{fio}(m) + T_{FP}^{fio}(m) \right) + C_p(m) T_P^{en}(m) + C_{FP}(m) T_{FP}^{en}(m)$$

os valores médios mensais da TUSD no ACL, considerando os cenários de desconto de  $D = 50\%$ ,  $80\%$  e  $100\%$ , estão apresentados na tabela 4.9.

Tabela 4.9 – TUSD no ACL: valores médios mensais sob cenários de desconto de 50%, 80% e 100%

	2026	2027	2028	2029	2030
<b>TUSD<sub>ACL</sub><sup>AZ</sup> – 50% (R\$)</b>	6600,12	6863,81	7127,30	7390,78	7654,41
<b>TUSD<sub>ACL</sub><sup>AZ</sup> – 80% (R\$)</b>	3556,35	3742,43	3928,42	4114,42	4300,47
<b>TUSD<sub>ACL</sub><sup>AZ</sup> – 100% (R\$)</b>	1527,17	1661,50	1795,84	1930,17	2064,51

Fonte: Elaboração própria.

No ACR, conforme a equação 3.11 considera-se a soma das médias anuais das parcelas TUSD e TE, acrescida dos tributos (ICMS + PIS/COFINS). No ACL, através da equação 3.29, adota-se o custo não-energético (isto é, TUSD no ACL + Tributos + Encargos CCEE), sem a parcela de energia contratada; essa exclusão será utilizada na etapa seguinte para o cálculo do *break-even*. Todos os valores são médias anuais, com consumos replicados por mês homólogo e degrau tarifário em agosto (jan–jul com  $y - 1$ ; ago–dez com  $y$ ). Os custos totais no ACR e ACL (sem TE) são apresentados na tabela 4.10.

Tabela 4.10 – Projeções dos custos no ACR (total) e ACL (sem parcela de energia) para 2026 a 2030

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
<b>V<sub>final</sub><sup>ACR</sup> (R\$)</b>	18077,75	18627,21	19176,26	19725,31	20274,65	19176,23
<b>V<sub>base</sub><sup>ACL</sup> (50%) (R\$)</b>	10076,11	10339,80	10603,28	10866,77	11130,40	10603,27
<b>V<sub>base</sub><sup>ACL</sup> (80%) (R\$)</b>	7032,33	7218,41	7404,40	7590,40	7776,45	7404,40
<b>V<sub>base</sub><sup>ACL</sup> (100%) (R\$)</b>	5003,15	5137,48	5271,82	5406,15	5540,49	5271,82

Fonte: Elaboração própria.

Com base nas médias mensais anuais projetadas de custo total no ACR  $V_{\text{final}}^{\text{ACR}}$ , e de custo não-energético no ACL  $V_{\text{base}}^{\text{ACL}}(D)$ , apresentadas na tabela 4.10, calculou-se o preço de equilíbrio da energia no ACL para cada cenário de desconto  $D \in \{50\%, 80\%, 100\%\}$ . O cálculo seguiu a Equação 3.32 em que  $C_T$  é o consumo total anual em MWh (média dos 12 meses), resultando nos valores de ponto de equilíbrio ( $V_{PE}$ ) em R\$/MWh da tabela 4.11:

Tabela 4.11 – Valores do ponto de equilíbrio para os descontos de 50%, 80% 100% na TUSD

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
$V_{PE}(50\%) - (\text{R\$/MWh})$	788,04	816,19	844,31	872,43	900,57	844,31
$V_{PE}(80\%) - (\text{R\$/MWh})$	1087,81	1123,60	1159,35	1195,11	1230,88	1159,35
$V_{PE}(100\%) - (\text{R\$/MWh})$	1287,65	1328,54	1369,38	1410,22	1451,09	1369,38

Fonte: Elaboração própria.

A coluna MÉDIA da tabela 4.11 é o indicador adotado para a decisão econômica: se o preço de compra de energia no ACL for menor ou igual à média de  $V_{PE}(D)$ , a migração é economicamente viável sob o cenário de desconto  $D$ ; caso contrário, não é vantajosa frente ao ACR.

Nota-se o comportamento esperado: quanto maior o abatimento na TUSD-Fio, maior o  $V_{PE}$  admissível. Os resultados são consistentes com a lógica do modelo: o abatimento reduz a base de custos do ACL (TUSD-base + encargos CCEE + tributos), ampliando a “folga” para o preço da energia. Há sensibilidade ao perfil horário e ao degrau de agosto, pois  $C_p$  e  $C_{FP}$  foram replicados por mês homólogo e as tarifas projetadas seguem as variações históricas. Como limitação, alterações futuras em TUSD/TE, encargos ou tributos deslocam os limiares. Para a decisão, recomenda-se comparar o preço da energia no Ambiente de Contratação Livre ( $PE_{\text{ACL}}$ ) a contratar com a média 2026–2030 de  $V_{PE}$  do respectivo cenário:

- Se  $PE_{\text{ACL}} < V_{PE}(D)$ : migrar para o ACL tende a ser vantajoso.
- Se  $PE_{\text{ACL}} > V_{PE}(D)$ : permanece no ACR.

Os patamares para Energia Convencional e Incentivada 50% foram obtidos diretamente do Índice de Longo Prazo (LP) do painel Denergia na data de corte 05/10/2025 (ver Metodologia). Como não há séries públicas abertas para incentivada 80% e 100% nessa data, os preços correspondentes foram projetados a partir do patamar I50 (LP) com base nas Equações (3.33) e (3.34), adotando-se  $\beta = 1$  (cenário conservador) e o vetor anual  $T_{\text{ref}}(y)$  do objeto adquiridos através da tabela 4.3. Assim,

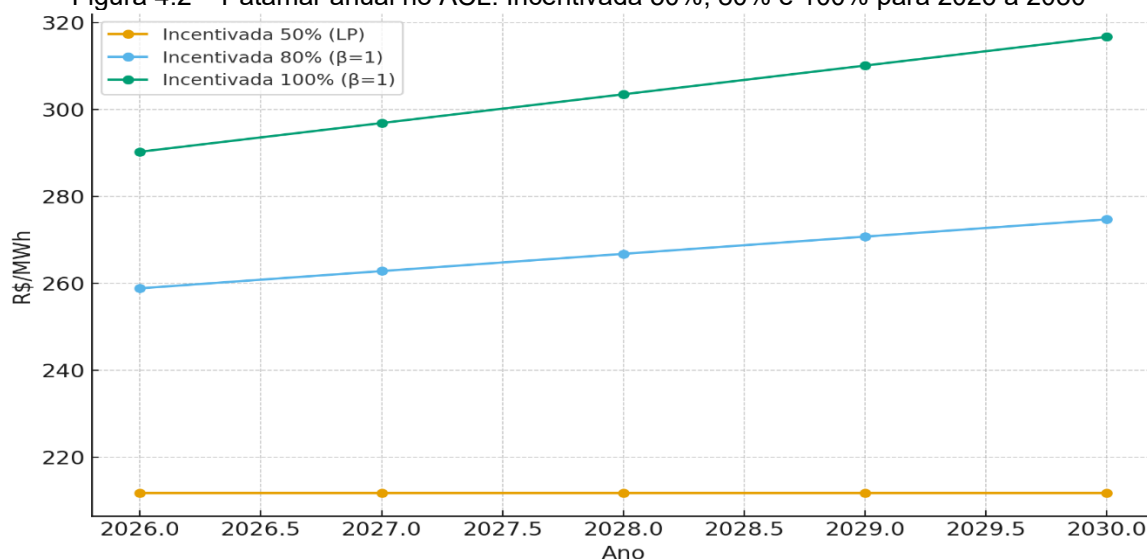
obtêm-se os valores de Acréscimo $_{D_I/D}(y)$  e, em seguida, os preços  $P_{I(D)}(y)$  para I80 e I100, apresentados na tabela 4.12 e figura 4.2 e utilizados na comparação com os limiares  $V_{PE}(D)$  da tabela 4.11.

Tabela 4.12 – Acréscimos e preços projetados no ACL para energia incentivada 80% e 100% ( $\beta=1$ ), 2026–2030

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
<b>Acréscimo<math>_{80/50}</math> (R\$/MWh)</b>	47,15	51,12	55,09	59,06	63,03	55,09
<b>Acréscimo<math>_{100/50}</math> (R\$/MWh)</b>	78,59	85,20	91,82	98,43	105,05	91,82
<b><math>P_{I80}</math> (R\$/MWh)</b>	258,83	262,80	266,77	270,74	274,71	266,77
<b><math>P_{I100}</math> (R\$/MWh)</b>	290,27	296,88	303,50	310,11	316,73	303,50

Fonte: Elaboração própria a partir de (DENERGIA, 2025).

Figura 4.2 – Patamar anual no ACL: Incentivada 50%, 80% e 100% para 2026 a 2030



Fonte: Elaboração própria a partir de (DENERGIA, 2025).

Os patamares anuais de compra no ACL calculados para incentivada 80% e 100% (tabela 4.12) crescem suavemente de 2026 a 2030 acompanhando a elevação da tarifa de referência da TUSD ( $T_{ref}(y)$ ). Ainda assim, permanecem muito abaixo dos limiares de *breakeven* ( $V_{PE}$ ) da tabela 4.11 em todos os anos do horizonte, o que indica robusta viabilidade econômica da migração ao ACL.

- Cenário I50 (referência LP):  $P_{I50} = 211,68$  R\$/MWh frente ao  $V_{PE}(50\%)$  médio = 844,31 R\$/MWh: folga média  $\approx 632,6$  R\$/MWh.
- Cenário I80 (referência LP):  $P_{I80}$  médio = 266,77 R\$/MWh frente a  $\bar{V}_{PE}(80\%) = 1159,35$  R\$/MWh  $\Rightarrow$  folga média  $\approx 892,6$  R\$/MWh.
- Cenário I100 (referência LP):  $\bar{P}_{I100} = 303,50$  R\$/MWh frente a  $\bar{V}_{PE}(100\%) = 1369,38$  R\$/MWh  $\Rightarrow$  folga média  $\approx 1065,9$  R\$/MWh.

Essa folga traduz o espaço para negociação de TE firme e absorção de oscilações futuras sem perda de viabilidade. Note que, mesmo no ano inicial (2026), quando os custos ainda são menores no ACR e o  $T_{ref}$  é o mais baixo, os preços projetados I80/I100 continuam muito distantes dos seus limiares anuais de  $V_{PE}$ ;

Do ponto de vista econômico, os resultados confirmam a lógica do modelo: maior desconto na TUSD → menor base não-energética no ACL → maior  $V_{PE}$  admissível (tabela 4.11) → maior folga para o preço da energia contratada (tabela 4.12). A inclinação positiva das curvas na figura 4.2 reflete apenas a trajetória de  $T_{ref}(y)$ ; ela é muito mais suave do que os patamares de  $V_{PE}$ , o que reforça a robustez da decisão pró-ACL.

**Sensibilidade e limites:** Como hipótese conservadora, adotou-se  $\beta=1$ ; valores menores de  $\beta$  reduzem ainda mais os preços  $P_{I80}$  e  $P_{I100}$ , aumentando a folga e deixando a decisão mais favorável ao ACL. Por outro lado, mudanças regulatórias ou de mercado em TUSD/TE, encargos e tributos podem deslocar os limiares de  $V_{PE}$ ; recomenda-se, portanto, checar os patamares de compra na data de contratação e repetir a comparação com  $\bar{V}_{PE}$  antes da assinatura.

**Síntese decisória:** Como todos os  $PE_{ACL}$  (150/I80/I100) ficam abaixo dos respectivos valores médios de VPE ( $\bar{V}_{PE}$ ), a migração da unidade consumidora hipotética adotada neste estudo para o ACL mostra-se economicamente vantajosa no horizonte 2026–2030, mantendo ampla margem de segurança para a negociação de contratos.

**Teste de robustez com referência setorial (fonte secundária):** Conforme citado por OLIVEIRA (2022, p. 68), a Associação Nacional dos Consumidores de Energia Elétrica (ANACE) em 2022 reportou que o preço da energia incentivada 100% supera o da incentivada 50% em R\$ 136,01/MWh. Mantendo  $P_{I50} = 211,68$  R\$/MWh, obtém-se  $P_{I100} = 211,68 + 136,01 = 347,69$  R\$/MWh. Por proporcionalidade do desconto adicional (30% para I80 em relação a 50% para I100), estima-se  $\Delta(80/50) = 136,01 \times \frac{30}{50} = 81,606$  R\$/MWh, resultando em  $P_{I80} = 211,68 + 81,606 = 293,29$  R\$/MWh. Assim, a conclusão pró-ACL mantém-se inalterada, reforçando a robustez dos resultados.

### **Custos do Sistema de Medição para Faturamento (SMF)**

Os custos de implantação do SMF variam principalmente com: (a) o nível de tensão, que define classes de transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs) e medidores; (b) as adequações elétricas e civis no cubículo de medição; (c) a solução de telecomunicação com a CCEE; e (d) os serviços técnicos (projeto, instalação, ensaios e comissionamento) (ALTOÉ, 2023; OLIVEIRA, 2019). Do ponto de vista de cronograma, a implantação do SMF deve estar concluída antes do início do suprimento no ACL, observando-se o aviso prévio de 180 dias à distribuidora (ANEEL, 2024c). Os requisitos técnicos constam do Submódulo 2.14 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2022) e das diretrizes operacionais da CCEE (CCEE, 2025d).

Cenários técnicos para a Unidade Consumidora (Grupo A, modalidade Azul):

S1 – Aproveitamento do arranjo existente. Troca de medidores e adequação de telecomunicação, mantendo TPs/TCs quando atendem plenamente às especificações.

S2 – Substituição de TPs/TCs e painel. Atualização completa da instrumentação de medição e do painel/cablagem, com reaproveitamento do cubículo (ALTOÉ, 2023).

A literatura consultada (ALTOÉ, 2023; OLIVEIRA, 2019) cobre o escopo típico de adequação do SMF — medidor, TP/TC, painel/caixa de medição, telecomunicação básica e obras civis leves —, não apresentando orçamento público para substituição integral de cabina/cubículo em 15 kV. Assim, os cenários quantitativos deste estudo foram restritos a S1 e S2, mantendo-se a hipótese de escopo ampliado (cabine nova) apenas como discussão qualitativa.

A tabela 4.13 a seguir tem como fonte o estudo de Altoé (2023) e traz a tabela com os valores discriminados das faixas de preços para medidores, TPs/TCs, painel/caixa de medição, telecomunicação, adequações civis e serviços. Já a tabela 4.14 tem como fonte o estudo de Oliveira (2019) que correlaciona o nível de tensão (kV) com o custo (R\$) médio total para adequação do SMF.

Tabela 4.13 – Faixa de custos por serviço da adequação do SMF

<b>Serviço</b>	<b>Faixa estimada</b>
Diagrama unifilar	R\$ 1.000,00 a R\$ 2.000,00
3 Transformadores de potencial	R\$ 2.000,00 a R\$ 4.000,00 cada
3 Transformadores de corrente	R\$ 2.000,00 a R\$ 4.000,00 cada
Caixa de medição	R\$ 5.000,00 a R\$ 7.000,00 cada
Adequações das instalações (obras civis)	R\$ 10.000,00 a R\$ 20.000,00 cada

Mão de obra	R\$ 8.000,00 a R\$ 10.000,00 cada
Cabos (distância entre a medição e os transformadores)	R\$ 10,00 a R\$ 15,00 o metro
Sistema de comunicação	R\$ 5.000,00 a R\$ 10.000,00 cada
Total	R\$ 50.000,00 a R\$ 80.000,00 cada

Fonte: ALTOÉ (2023).

Tabela 4.14 – Custo médio total do SMF por nível de tensão

Nível de Tensão (kV)	15	34,5	69	138	>230,0
Custo (R\$)	50.000,00	70.000,00	90.000,00	250.000,00	320.000,00

Fonte: OLIVEIRA (2019).

**Atualização do custo de referência (IPCA):** Considerando que o menor custo de SMF reportado para 15 kV é de R\$50.000,00 em 2019 e que, para 2023, permanece a faixa mínima de R\$50.000,00 em fontes setoriais. Dessa forma, para não apenas projetar o mesmo valor para 2025 optou-se por uma abordagem mais conservadora onde o valor de R\$50.000,00 será corrigido pela inflação de 2023 a 2025. Adotou-se o IPCA fechado de 2024 (4,83%) divulgado pelo IBGE (IBGE, 2025) e a projeção de 4,72% para 2025 publicada pela Agência Brasil (AGÊNCIA BRASIL, 2025). O fator acumulado FIPCA (2024-2025) é o produto das variações anuais:

$$F_{IPCA(2024 \rightarrow 2025)} = \prod_{a=2024}^{2025} (1 + i_a)$$

onde  $i_a$  é a inflação anual. Substituindo:

$$F = (1 + 0,0483), (1 + 0,0472) = 1,0978$$

Assim, o custo atualizado em preços de 2025 é:

$$Custo_{2024} = 50.000 \times 1,0978 = R\$54.889,00$$

Este valor será adotado como custo-base (cenário S2) para A4 ~ 15 kV, por refletir a referência de 15 kV de Oliveira (2019) trazida a valores atuais, mantendo aderência à literatura mais recente de Altoé (2023).

S1 (aproveitamento do arranjo): manutenção de TP/TC e painel/caixa, com troca de medidor/telecom e ajustes; pela participação desses itens no total ( $\approx 30-40\%$ ), estima-se  $S1 = 0,60-0,70 \times S2$ . Para evitar subestimação, adota-se  $S1 = 0,70 \times S2 = R\$38.442,00$ . (ALTOÉ, 2023; OLIVEIRA, 2019).

### Vinculação à CCEE: estrutura de custos para o ACL

No ACL, há dois custos institucionais distintos ligados à CCEE: o emolumento de adesão (cobrado uma única vez quando o agente ingressa); e a contribuição associativa (anuidade rateada mensalmente), aprovada em assembleia e paga pelos

agentes do mercado. Em outubro 2025, o valor vigente do emolumento de adesão era de R\$ 8.703,00 para as “demais classes” (consumidores livres/especiais, autoprodutores etc.) e R\$ 10.443,00 para comercializadoras (CCEE, [s.d.c]). Já a contribuição associativa foi aprovada em R\$ 27.321,00/mês para 2025 e R\$ 30.588,00/mês para 2026 (aprox. R\$ 0,1488/MWh como referência setorial), conforme deliberações de assembleia de agentes (MEGAWHAT, 2025; CCEE, [s.d.]).

Para consumidores < 500 kW do Grupo A, que ingressam via representação varejista, a UC não adere como agente e não paga diretamente emolumento de adesão nem contribuição associativa: esses encargos são de responsabilidade do comercializador varejista (CCEE, [s.d.]; CCEE, 2023 No presente estudo, os custos de CCEE para a unidade consumidora hipotética são considerados nulos do ponto de vista direto (linha “adesão/associativa” = 0), e eventuais repasses ficam incorporados no preço de energia do ACL pactuado com o varejista. Para comparabilidade com outros cenários (migração direta  $\geq$  500 kW), o quadro 4.1 apresenta os valores vigentes de referência da CCEE.

Quadro 4.1 – Custos de adesão e contribuição associativa da CCEE (vigentes em out. 2025)

Item	Base normativa/fonte	Valor	Observação
Emolumento de adesão – “demais classes”	CCEE – Adesão	R\$ 8.703,00	Cobrança única ao se tornar agente.
Emolumento de adesão – comercializadora	CCEE – Adesão	R\$ 10.443,00	Cobrança única (classe “comercializadoras”).
Contribuição associativa 2025	CCEE – notícia orçamento 2025	R\$ 27.321,00/mês	Valor aprovado para 2025.
Contribuição associativa 2026	MegaWhat (assembleia 13/10/2025)	R\$ 30.588,00/mês ( $\approx$ R\$ 0,1488/MWh)	Valor aprovado para 2026; confirme com notícia oficial da CCEE.
Aplicação ao caso (UC < 500 kW via varejista)	Prática de representação	R\$ 0,00 (direto)	Custos internalizados no contrato com o varejista.

Fonte: Elaboração própria com base em CCEE ([s.d.]; 2023; 2024c) MegaWhat e (2025).

### **Avaliação Econômica da Migração ao Mercado Livre**

Comparam-se, para 2026–2030, os custos anuais totais no ACR e no ACL sob três cenários de desconto de TUSD (50%, 80% e 100%). Mantém-se o perfil mensal de consumo observado em ago/2024–jul/2025 (tabela 4.1) e o degrau tarifário em agosto. As projeções tarifárias e de tributos seguem as subseções anteriores.

Diferentemente de abordagens que “neutralizam” a parcela energia para ambos os ambientes, aqui a avaliação inclui a energia nos dois lados, por coerência com o cálculo do ponto de equilíbrio já obtido e os cenários de preço no ACL estimados. Assim:

- ACR: TUSD (fio + energia) + TE + tributos.
- ACL: TUSD (com desconto  $D$ ) +  $PE_{ACL} \cdot C_T$  + tributos (eventuais repasses do varejista permanecem embutidos no preço).

O SMF é considerado desembolso à vista em 2026, evitando supor parcelamentos com juros. Avaliam-se dois cenários que foram estimados anteriormente:

- S1 (aproveitamento do arranjo existente): R\$ 38.422;
- S2 (atualização completa do conjunto de medição): R\$ 54.889.

Em 2026, o investimento é debitado do resultado do ACL; em 2027–2030, não há nova incidência.

Construção dos valores anuais. Para cada ano  $y$  e desconto  $D$ :

1. Calcula-se o custo anual no ACR, com degraú em agosto, conforme parâmetros já projetados.
2. Calcula-se o custo anual no ACL, aplicando o desconto  $D$  na TUSD e o preço contratual anual sobre o consumo anual.
3. A economia anual é  $ACR - ACL$ ; em 2026, deduz-se ainda o investimento do SMF (S1 ou S2).

Para complementar a comparação entre ambientes, a tabela 4.15 apresenta em sua primeira linha o valor final no ACR da tabela 4.10 para efeito comparativo e nas demais linhas apresenta o custo anual projetado no ACL já incluindo a parcela de energia para cada desconto  $D \in [50\%, 80\%, 100\%]$  no período 2026–2030. Esses valores foram obtidos pela relação estabelecida na equação 3.30, em que  $V_{base}^{ACL}(D)$  são os valores projetados na tabela 4.10,  $PE_{ACL}(D)$  os preços projetados do ACL por ano na tabela 4.12 e  $C_T$  o consumo anual médio da UC. Esta tabela (caso Base, sem SMF) servirá de insumo direto para os gráficos comparativos com o ACR e, na sequência, para o cálculo das economias anuais, *payback* e avaliação de investimento; os cenários S1 e S2 serão obtidos adicionando-se o custo do investimento integral apenas em 2026.

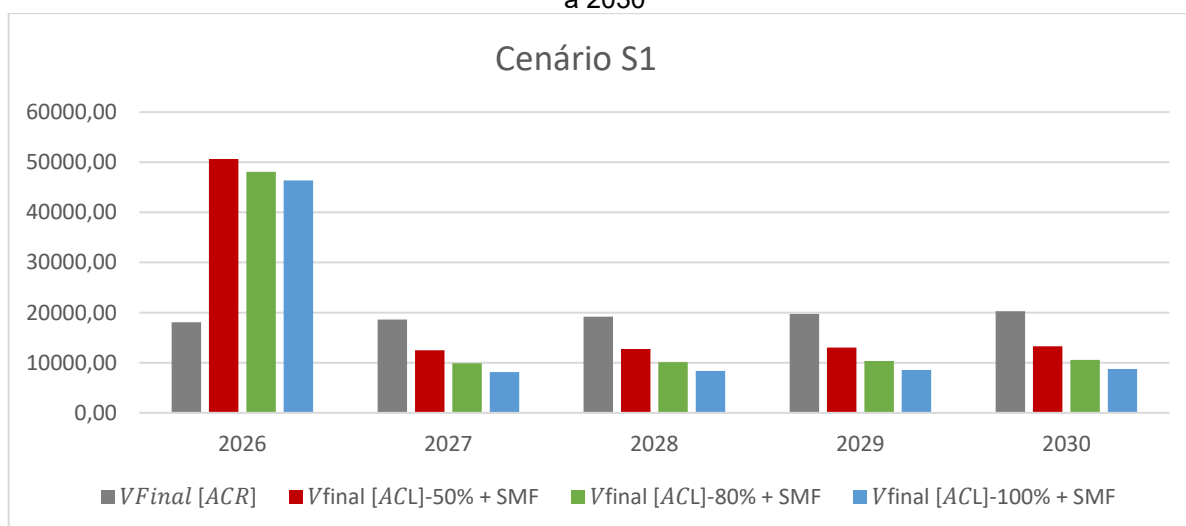
Tabela 4.15 – Projeções do custo anual no ACL (com parcela de energia) para 2026–2030

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
$V_{final}^{ACR}$ - (R\$)	18077,75	18627,21	19176,26	19725,31	20274,65	19176,23
$V_{final}^{ACL}$ (50%) - (R\$)	12225,47	12489,16	12752,64	13016,13	13279,76	12752,63
$V_{final}^{ACL}$ (80%) - (R\$)	9660,46	9886,84	10113,13	10339,43	10565,78	10113,13
$V_{final}^{ACL}$ (100%) - (R\$)	7950,45	8151,95	8353,46	8554,96	8756,46	8353,46

Fonte: Elaboração própria.

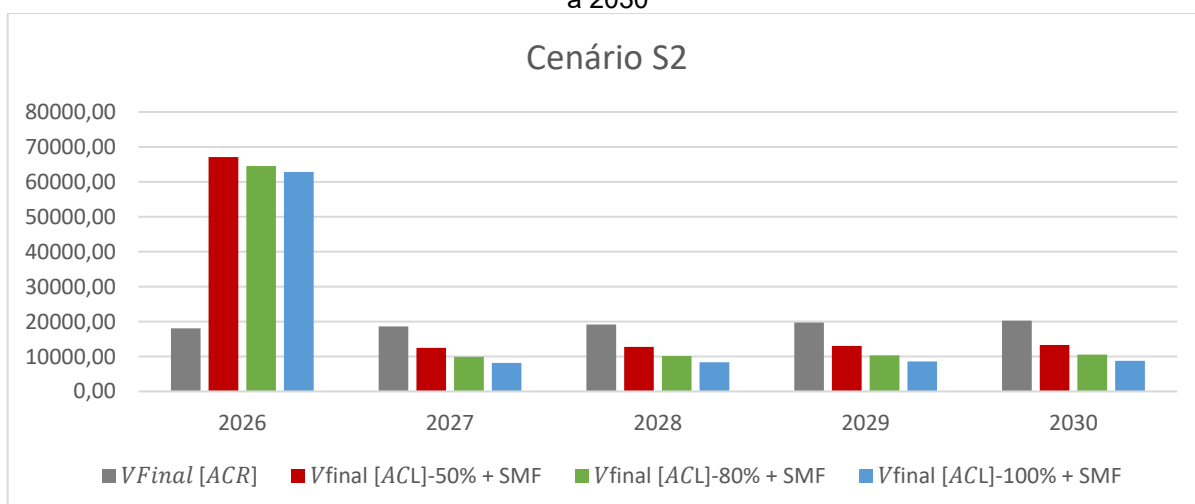
A partir desses valores-base (tabela 4.15), foram obtidos os cenários S1 e S2 acrescentando-se, apenas em 2026, o custo do SMF (R\$ 38.422,00 para S1 e R\$ 54.889,00 para S2). As figuras 4.3 e 4.4 apresentam, para cada ano, a comparação entre o custo anual do ACR e o custo anual do ACL já acrescido desse investimento inicial. Já as figuras 4.5 e 4.6 mostram os resultados na forma de ganho/perda anual (saldo econômico), isto é, ACR menos ACL, já incluindo o SMF conforme o cenário.

Figura 4.3 – Gráfico comparativo do cenário S1 para os custos totais no ACR vs ACL + SMF de 2026 a 2030



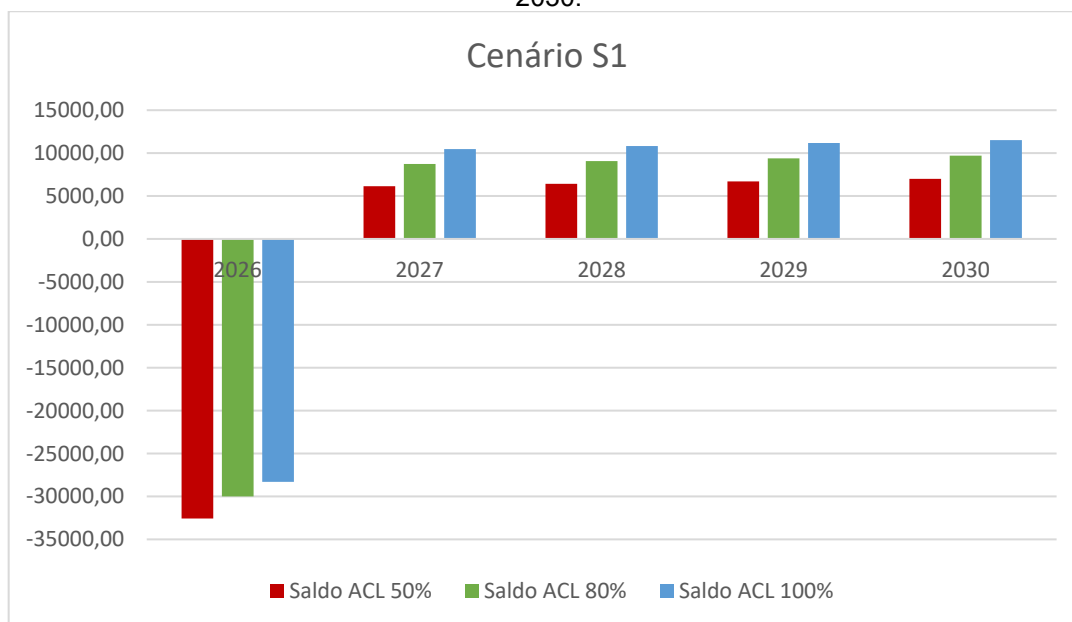
Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.4 – Gráfico comparativo do cenário S2 para os custos totais no ACR vs ACL + SMF de 2026 a 2030



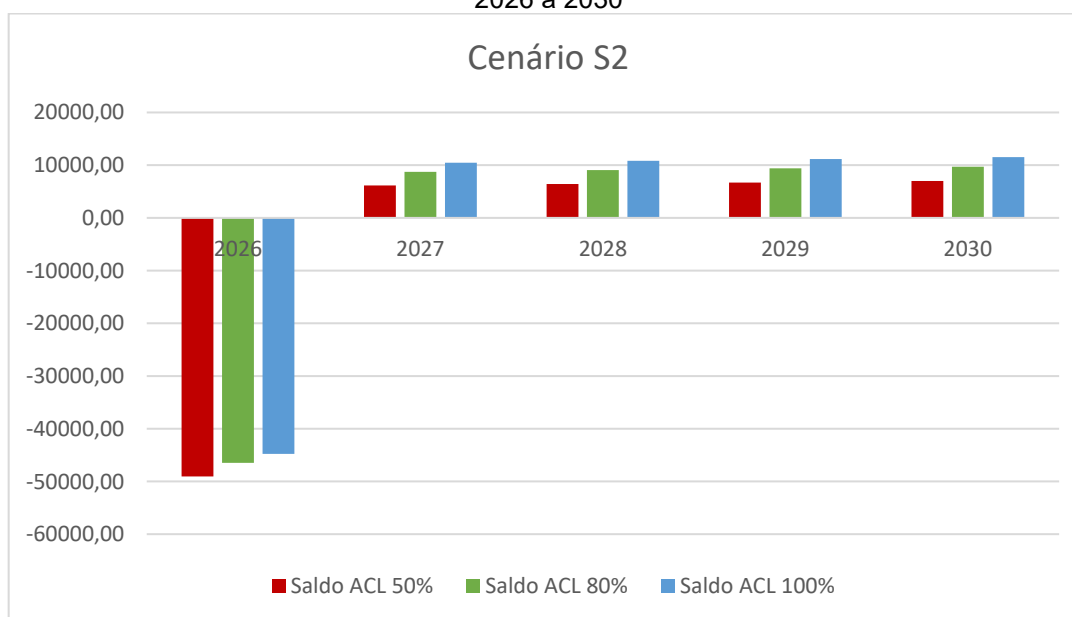
Fonte: Elaboração própria.

4.5 – Gráfico comparativo de lucros e gastos do cenário S1 para os custos totais no ACL de 2026 a 2030.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 4.6 – Gráfico comparativo de lucros e gastos do cenário S2 para os custos totais no ACL de 2026 a 2030



Fonte: Elaboração própria.

Em síntese, os resultados dos cenários S1 e S2 mostram que o custo inicial do Sistema de Medição e Faturamento (SMF), pago integralmente já em 2026, gera um pico de despesa no primeiro ano do ACL. Esse pico é mais acentuado no cenário S2 (SMF mais caro). A partir de 2027, porém, o custo anual projetado no ACL cai e passa a ficar abaixo do custo no ACR, principalmente para descontos maiores na TUSD (80% e 100%). Ou seja, depois de absorver o investimento inicial, o ACL tende a se tornar mais barato ano a ano. A diferença entre S1 e S2 está basicamente no tamanho

dessa “barreira de entrada”: quanto maior o desembolso inicial, mais lenta é a recuperação desse valor ao longo dos anos seguintes.

Para verificação das demais métricas econômicas que serão tratadas nessa seção faz-se necessário a verificação das economias anuais projetadas da migração para o mercado livre. Essa economia nada mais é que o saldo referente a diferença entre o valor total no ACR e o valor total no ACL:

$$\text{Saldo}(y) = V_{\text{final}}^{\text{ACR}}(y) - V_{\text{final}}^{\text{ACL}}(y; D)$$

Definições dos termos:

- $V_{\text{final}}^{\text{ACR}}(y)$ : gasto anual no ACR no ano  $y$ .
- $V_{\text{final}}^{\text{ACL}}(y; D)$ : gasto anual no ACL no ano  $y$  para o desconto  $D$  (50%, 80% ou 100%).
- $\text{Saldo}(y)$ : economia operacional naquele ano, isto é, o quanto se pagaria a menos em 12 meses se a compra de energia fosse feita no ACL em vez do ACR, desconsiderando custos iniciais de migração.

Com os valores referentes da tabela 4.15, a tabela 4.16 a seguir expressa os valores dos saldos anualizados:

Tabela 4.16 – Saldo( $y$ ) para os descontos  $D$  no ACL (2026 a 2030)

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
<b>Saldo ACL 50% (R\$)</b>	5852,28	6138,05	6423,61	6709,18	6994,89	6423,60
<b>Saldo ACL 80% (R\$)</b>	8417,29	8740,37	9063,13	9385,88	9708,87	9063,11
<b>Saldo ACL 100% (R\$)</b>	10127,30	10475,25	10822,80	11170,35	11518,18	10822,78

Fonte: Elaboração própria.

**Economia percentual anualizada:** Em análise econômica da migração para o ACL é prática comum em propostas comerciais para migração ao ACL destacar a economia percentual da fatura, isto é, quantos por cento o consumidor deixaria de pagar em relação ao cenário ACR. Essa métrica, denominada aqui de economia percentual anualizada, é dada por:

$$\text{Economia } \%_D(y) = \frac{\text{Saldo}_D(y)}{V_{\text{final}}^{\text{ACR}}(y)} \times 100$$

Assim a tabela 4.17 é apresentada através da equação supracitada com os valores adquiridos nas tabelas 4.15 e 4.16.

Tabela 4.17 – Economia  $\%_D(y)$  para os descontos  $D$  no ACL (2026 a 2030)

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
<b>ACL 50%</b>	32,37%	32,95%	33,50%	34,01%	34,50%	33,47%
<b>ACL 80%</b>	46,56%	46,92%	47,26%	47,58%	47,89%	47,24%
<b>ACL 100%</b>	56,02%	56,24%	56,44%	56,63%	56,81%	56,43%

Fonte: Elaboração própria.

Conforme verificado, a economia efetiva para migração ao ACL é bastante expressiva em todos os descontos D do ACL, assim como é utilizada pelo *marketing* comercial. Mas é importante frisar que essa métrica não cobre os cenários S1 e S2, ou seja, ela não cobre os custos do investimento para a migração, nem o valor do dinheiro no tempo baseado nesse investimento. Para demais conclusões será necessário analisar demais métricas que cobrem essas eventualidades.

**ROI:** Em avaliação de investimento, o Retorno sobre o Investimento (ROI) mede o retorno em relação ao capital investido. Para a unidade consumidora hipotética adotada neste estudo, o investimento é o custo de entrada/migração ( $I_0$ ). Nesse caso, apenas o custo com SMF, já que não há custos com adesão, que muda entre S1 e S2. Logo, o ROI varia com relação ao desconto D no ACL, ano  $y$  e cenário S1 e S2. A seguir são expressas sua equação e tabela 4.18 com suas projeções:

$$ROI_D(y) = \frac{Saldo_D(y)}{I_0}$$

Tabela 4.18 – ROIs para os descontos D no ACL (2026 a 2030) nos cenários S1 e S2

	2026	2027	2028	2029	2030	MÉDIA
<b>ACL 50% (S1)</b>	15,23%	15,98%	16,72%	17,46%	18,21%	16,72%
<b>ACL 80% (S1)</b>	21,91%	22,75%	23,59%	24,43%	25,27%	23,59%
<b>ACL 100% (S1)</b>	26,36%	27,26%	28,17%	29,07%	29,98%	28,17%
<b>ACL 50% (S2)</b>	10,66%	11,18%	11,70%	12,22%	12,74%	11,70%
<b>ACL 80% (S2)</b>	15,34%	15,92%	16,51%	17,10%	17,69%	16,51%
<b>ACL 100% (S2)</b>	18,45%	19,08%	19,72%	20,35%	20,98%	19,72%

Fonte: Elaboração própria.

Relata-se o ROI anual e médio como indicador descritivo (retorno relativo sobre o investimento inicial). Entretanto, a decisão à luz de uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) deve seguir critérios de Valor Presente Líquido (VPL). Posteriormente será adotada a TMA nominal pela SELIC média 2026–2028 acrescida do prêmio de risco escolhido ( $\varphi$ ) em pontos percentuais (p.p.). Assim, a conclusão de viabilidade decorrerá de VPL, ficando o ROI como medida complementar.

**Fluxo de Caixa e Payback:** O *payback* é o tempo necessário para que as economias anuais geradas pela migração ao ACL recuperem o investimento inicial (no seu caso, o SMF do cenário). É uma métrica simples de risco e liquidez: quanto menor o *payback*, mais rapidamente o projeto “se paga”.

Para materializar o *payback* de forma quantitativa, acompanha-se o fluxo de caixa acumulado do projeto ao longo dos anos. Nesse contexto, o fluxo de caixa acumulado  $FC_D^{accum.}(y)$  em um ano  $y$  é definido como o gasto com o investimento inicial

$(-I_0)$  somado à economia líquida acumulada desde 2026 até esse ano. Essa economia anual é representada por  $\text{Saldo}_D(k)$ , que é a diferença entre o custo anual projetado no ACR e o custo anual projetado no ACL com desconto  $D$ . Assim,

$$FC_D^{accum.}(y) = -I_0 + \sum_{k=2026}^y \text{Saldo}_D(k)$$

A tabela 4.19 mostra os valores de  $FC_D^{accum.}(y)$  para os cenários S1 e S2:

Tabela 4.19 – Valores de  $FC_D^{accum.}(y)$  para os cenários S1 e S2 ao longo de 2026 a 2030

$FC_D^{accum.}/\text{Ano}$	2026	2027	2028	2029	2030
<b>ACL 50% (S1) - (R\$)</b>	-32569,72	-26431,67	-20008,06	-13298,88	-6304,00
<b>ACL 80% (S1) - (R\$)</b>	-30004,71	-21264,34	-12201,21	-2815,33	6893,53
<b>ACL 100% (S1) - (R\$)</b>	-28294,70	-17819,44	-6996,64	4173,70	15691,89
<b>ACL 50% (S2) - (R\$)</b>	-49036,72	-42898,67	-36475,06	-29765,88	-22771,00
<b>ACL 80% (S2) - (R\$)</b>	-46471,71	-37731,34	-28668,21	-19282,33	-9573,47
<b>ACL 100% (S2) - (R\$)</b>	-44761,70	-34286,44	-23463,64	-12293,30	-775,11

Fonte: Elaboração própria.

Assim, o *payback* nada mais é do que o primeiro ano em que esse fluxo de caixa acumulado deixa de ser negativo e passa a ser nulo ou positivo ( $FC_D^{accum.}(y^p) \geq 0$ ), indicando que o investimento inicial foi efetivamente recuperado. Lê-se  $y^p$  como o menor ano  $y$  tal que o fluxo de caixa acumulado é maior ou igual a zero, sendo assim o ano que acontece o *payback*.

Para estimar o mês dentro de  $y^p$ , usa-se interpolação linear. Dessa forma,

$$m_D \approx 12 \cdot \frac{|FC_D^{accum.}(y^p - 1)|}{|FC_D^{accum.}(y^p - 1)| + \text{Saldo}_D(y^p)}$$

onde  $FC_D^{accum.}(y^p - 1)$  é o fluxo acumulado (negativo) até o final do ano anterior ao *payback* e  $\text{Saldo}_D(y^p)$  é a economia líquida daquele ano  $y^p$ . O resultado  $m_D$  é dado em meses contados a partir de janeiro de  $y^p$ . Como exemplo, para o cenário S1 tem-se  $FC_{80\%}^{accum.}(2029) = -2815,33$  e  $\text{Saldo}_{80\%}(2030) = 9.708,87$ .

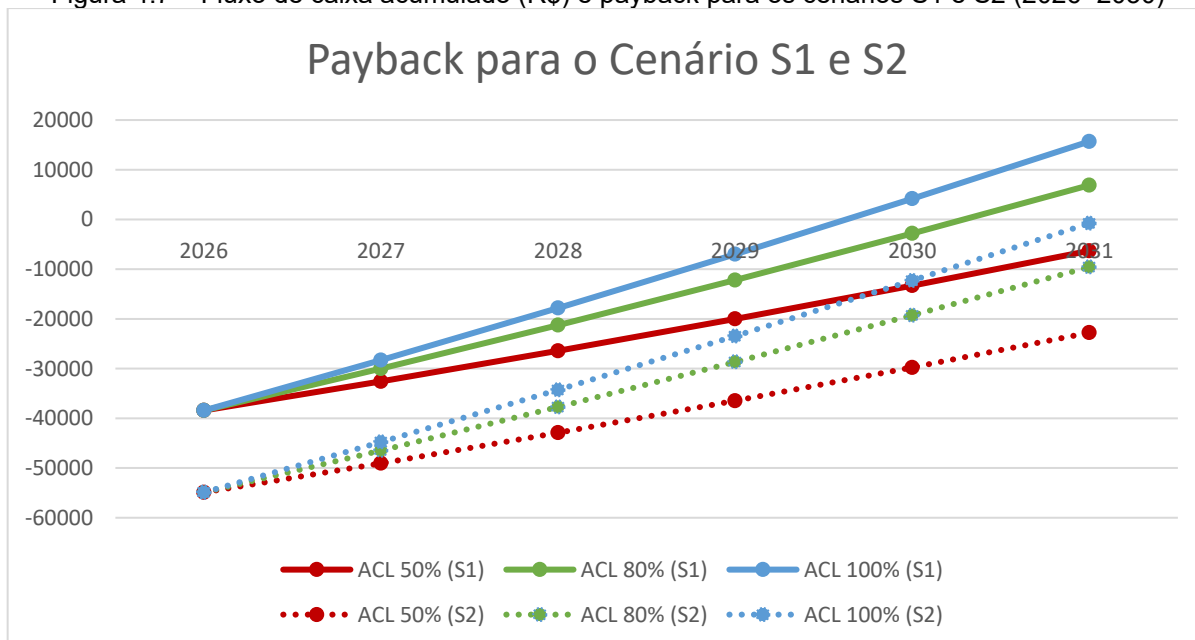
Então:

$$m_D \approx 12 \cdot \frac{2815,33}{2815,33 + 9708,87} \approx 3,5 \text{ meses}$$

Ou seja, *payback* por volta de abril de 2030. A figura 4.7 apresenta o gráfico de curvas de *payback* nos cenários S1 e S2. Sabendo-se que  $FC_D^{accum.}(y)$  é o fluxo de caixa apresentado ao final do ano  $y$ , convencionou-se no gráfico para uma leitura mais fluida e didática que isso é o mesmo que o valor do início do ano seguinte ( $y+1$ ). Logo,

o início de 2026 é visto apenas como o gasto com o investimento inicial ( $-I_0$ ) para cada cenário.

Figura 4.7 – Fluxo de caixa acumulado (R\$) e payback para os cenários S1 e S2 (2026–2030)



Fonte: Elaboração própria.

Observando as curvas de fluxo de caixa acumulado e *payback*, nota-se que o investimento inicial no Sistema de Medição e Faturamento (SMF) — que é totalmente desembolsado já no início de 2026 — é elevado em relação ao porte da unidade consumidora hipotética adotada neste estudo. Como a demanda contratada é relativamente baixa (< 500 kW), a economia anual ( $\text{Saldo}(y)$ ) cresce ano a ano, mas não é expressiva em valores absolutos. Isso faz com que as curvas de *payback* avancem de forma lenta, especialmente no cenário S2 e no desconto de 50%. Ainda assim, nos cenários mais favoráveis (S1 com 80% e 100% de desconto na TUSD), o fluxo acumulado cruza o zero dentro da janela 2026–2030, ou seja, o investimento se paga antes do fim do horizonte analisado. Já nos cenários menos favoráveis (por exemplo S2 com desconto de 50%), o saldo acumulado ainda permanece negativo ao final de 2030, mas a trajetória é claramente ascendente: extrapolando a inclinação das curvas, o retorno tenderia a ocorrer poucos anos depois (ordem de 5–6 anos totais). Em outras palavras, o objeto de estudo analisado recupera o investimento, mas o prazo de *payback* não é “imediato”; ele depende de conseguir um nível de desconto mais agressivo (80% ou 100%) e/ou de carregar essa economia por mais alguns anos.

Como limitação clássica, o *payback* não considera o valor do dinheiro no tempo. Por isso, neste TCC a decisão de viabilidade é fundamentada no VPL (com TMA), sendo a análise corroborada por indicadores complementares como ROI e *payback* (calculado a partir do fluxo de caixa acumulado). Quando relevante, reporta-se também o *payback* descontado, que aplica a TMA aos fluxos.

A **Taxa Mínima de Atratividade (TMA)** representa o rendimento mínimo necessário para que o projeto seja considerado atrativo. Neste estudo, adotou-se como referência livre de risco a taxa SELIC média projetada para o período de 2026 a 2028 na data de corte (10/out/2025), conforme dados do Relatório Focus do Banco Central do Brasil (2025). A essa taxa, soma-se um prêmio de risco  $\varphi$ , expresso em pontos percentuais (p.p.), com o objetivo de incorporar as incertezas regulatórias e operacionais associadas ao ACL.

$$TMA_{\text{nom}} = \overline{\text{SELIC}_{26-28}} + \varphi$$

Definições dos termos:

- $\overline{\text{SELIC}_{26-28}}$  : SELIC média dos anos 2026–2028 (ao ano (a.a.), nominal).
- $\varphi$ : prêmio de risco escolhido (em p.p.).
- $TMA_{\text{nom}}$  : taxa mínima de atratividade nominal (a.a.) usada no desconto de fluxos.

Sendo,  $\text{SELIC}_{26} = 12,25\%$ ,  $\text{SELIC}_{27} = 10,5\%$  e  $\text{SELIC}_{28} = 10\%$ , tem-se  $\overline{\text{SELIC}_{26-28}} = 10,92\%$ . Para um cenário conservador, foi utilizado  $\varphi = 2$  p.p. Com isso, tem-se:

$$TMA_{\text{nom}} = 12,92\%$$

**Análise de sensibilidade com taxa social de desconto:** Além da rota financeira adotada no estudo ( $TMA = \text{SELIC média } 2026-2028 + \varphi$ ), avaliou-se também uma rota alternativa de caráter público-socioeconômico. Em avaliações de investimentos públicos e de infraestrutura no Brasil é prática empregar uma Taxa Social de Desconto (TSD) recomendada pelo governo federal, tipicamente em torno de 8,5% ao ano em termos reais, para análises de custo-benefício de projetos de interesse coletivo (BRASIL, 2022c; BRASIL, 2020). A TSD representa o “custo de oportunidade social” do capital público: em vez de perguntar “quanto rende este dinheiro no mercado financeiro?”, ela pergunta “qual retorno mínimo a sociedade exige para imobilizar recurso orçamentário aqui e não em outra política pública?”.

Para conciliar essa taxa social com o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL), que é feito em termos nominais, a TSD real ( $r_{\text{real}}$ ) é convertida em uma taxa nominal equivalente usando a relação de Fisher:

$$r_{\text{nom}} = (1 + r_{\text{real}})(1 + \pi_{\text{média}}) - 1$$

O resultado  $r_{\text{nom}}$  pode então ser usado como taxa mínima de atratividade “social”  $\text{TMA}_{\text{soc}}$  no VPL, onde  $\pi_{\text{média}}$  é a inflação esperada. Para compatibilizar com o horizonte desta análise,  $\pi_{\text{média}}$  foi tomada como a média das projeções de IPCA para 2026, 2027 e 2028 do Relatório Focus do Banco Central do Brasil com data de corte de 10 de outubro de 2025 (4,28%, 3,90% e 3,68% a.a., respectivamente), o que resulta em  $\pi_{\text{média}} \approx 3,95\%$  a.a. Com esses valores, obtém-se:

$$r_{\text{nom}} \approx (1 + 0,085)(1 + 0,0395) - 1 \approx 12,78\% \text{ a.a.}$$

Nessa rota socioeconômica, toma-se  $\text{TMA}_{\text{soc}} = r_{\text{nom}} \approx 12,78\%$  a.a. como taxa mínima de atratividade (TMA) do projeto público. Esse valor é muito próximo da TMA adotada neste estudo ( $\approx 12,92\%$  a.a., via SELIC média 2026–2028 acrescida de  $\varphi = 2$  p.p.). Em outras palavras: mesmo adotando uma ótica estritamente pública/social, a TMA cai levemente (12,78% em vez de 12,9%), mas continua praticamente no mesmo patamar. Como a diferença é inferior a 0,2 ponto percentual, as conclusões de viabilidade econômica via VPL não se alteram. A rota SELIC é, portanto, mantida no estudo como critério conservador.

O **Valor Presente Líquido (VPL)** compara o desembolso inicial (SMF) com a soma presente das economias anuais no ACL.

- Se  $\text{VPL} > 0$ : viável ao ACL;
- Se  $\text{VPL} < 0$ : não viável no horizonte analisado.

$$\text{VPL} = -I_0 + \sum_{y=2026}^{Y_f} \text{VP}_{(y)}$$

O Valor Presente (VP) corresponde à quantia equivalente, no tempo atual, de um fluxo de caixa futuro, descontado por uma taxa que reflita o custo de oportunidade ou os riscos do projeto — neste estudo, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Quanto maior a taxa de desconto ou mais distante o fluxo no tempo, menor será seu valor

presente, evidenciando o impacto temporal sobre a atratividade econômica de investimentos.

Formalmente, para um saldo no ano  $y$  e taxa  $r$ :

$$VP_{(y)} = \frac{\text{Saldo}(y)}{(1+r)^{t(y)}}$$

Dessa forma, tem-se a equação geral do VPL:

$$VPL = -I_0 + \sum_{y=2026}^{Y_f} \frac{\text{Saldo}(y)}{(1+r)^{t(y)}}$$

Definições dos termos:

- $I_0$ : investimento inicial (SMF pago à vista no ano 0).
- $\text{Saldo}(y)$ : economia anual no ano  $y$ .
- $r$ : taxa de desconto (TMA nominal a.a.).
- $t(y)$ : defasagem temporal em anos contados a partir do desembolso inicial; neste estudo adotou-se  $t(y) = y - 2025$ .
- $Y_f$ : último ano do horizonte (ex.: 2030 ou 2035).

Após calcular VLP para todos os descontos  $D$  no ACL no horizonte de 2026 a 2030 para os cenários S1 e S2, tem-se:

Cenário S1:

- $VPL_{50\%} = -38.422 + 22.395 = -16.027$  (R\$).  $VPL < 0$ , não viável no horizonte analisado.
- $VPL_{80\%} = -38.422 + 31.664 = -6.758$  (R\$).  $VPL < 0$ , não viável no horizonte analisado.
- $VPL_{100\%} = -38.422 + 37.844 = -578$  (R\$).  $VPL < 0$ , não viável no horizonte analisado.

Cenário S2:

- $VPL_{50\%} = -54.899 + 22.395 = -32.504$  (R\$).  $VPL < 0$ , não viável no horizonte analisado.

- $VPL_{80\%} = -54.899 + 31.664 = -23.235$  (R\$).  $VPL < 0$ , não viável no horizonte analisado.
- $VPL_{100\%} = -54.899 + 37.844 = -17.055$  (R\$).  $VPL < 0$ , não viável no horizonte analisado.

Ponderações sobre os valores observados das métricas até aqui:

- Os ROIs anuais mostram economias relativas crescentes (I50≈17%, I80≈24%, I100≈28% em S1), o que evidencia vantagem operacional do ACL frente ao ACR.
- Entretanto, a decisão de investimento deve considerar o custo do SMF e o valor do dinheiro no tempo. Com TMA nominal = SELIC média 2026–2028 + 2 p.p. = 12,92% a.a., os VPLs 2026–2030 foram: I50 < 0, I80 < 0, I100 ≈ 0. Isso significa que, considerando apenas 2026–2030, a migração ao ACL não é vantajosa analisando-se o valor do dinheiro nesse tempo para os casos de desconto de 50% e 80%, pois o VPL permanece negativo. Já para 100%, o VPL fica próximo de zero, sugerindo situação de quase indiferença econômica.
- A análise de sensibilidade indica que reduzindo a TMA para 11,92% ( $\varphi = 1$  p.p.), I100 torna-se viável ( $VPL > 0$ ).

A tabela 4.20 a seguir tem por objetivo retratar a porcentagem de variação (Var) entre 2 anos do Saldo( $y$ ) após migração para o ACL com desconto D:

Tabela 4.20 – Variações anuais dos Saldo( $y$ ) ao longo de 2026 a 2030

	2026→2027	2027→2028	2028→2029	2029→2030	( $\overline{\Delta var}_D$ )
<b>ACL 50%</b>	4,88%	4,65%	4,45%	4,26%	<b>-0,21%</b>
<b>ACL 80%</b>	3,84%	3,69%	3,56%	3,44%	<b>-0,13%</b>
<b>ACL 100%</b>	3,44%	3,32%	3,21%	3,11%	<b>-0,11%</b>

Fonte: Elaboração própria.

Para projetar Saldo( $y$ ) além de 2030 impondo desaceleração da taxa de crescimento observada (método conservador) foi utilizada a seguinte equação:

$$Psa_{(D;y)} = Saldo_{(D;y-1)} \left[ 1 + \left( \text{Var}_{(2029 \rightarrow 2030, D)} + t \cdot \overline{\Delta var}_{(D)} \right) \right]$$

Definições dos termos:

- $Psa_{D,y}$ : projeção do saldo para desconto  $D$  no ano  $y > 2030$ .
- $Saldo_{D,y-1}$ : saldo observado no ano anterior para o desconto  $D$  no ACL.

- $Var_{2029 \rightarrow 2030, D}$ : variação percentual do saldo de 2029 para 2030 no desconto  $D$ .
- $\overline{\Delta var_D}$ : é o valor da **média de decréscimo** da variação percentual para o desconto  $D$  no ACL.
- $t$ : contador de anos após 2030 (ex.:  $t(2031) = 1$ ,  $t(2032) = 2$ , ...).

Automatizando os valores supracitados na planilha do Excel para todos os descontos  $D$  trabalhados aqui, projetou-se os Saldos( $y$ ) de economia da migração para o ACL de 2031 a 2035. Os valores são apresentados na tabela 4.21 a seguir:

Tabela 4.21 – Projeção dos Saldos( $y$ ) ao longo de 2031 a 2035

	2031	2032	2033	2034	2035
<b>Saldo ACL 50% (R\$)</b>	7278,20	7557,84	7832,49	8100,81	8361,46
<b>Saldo ACL 80% (R\$)</b>	10030,12	10348,72	10663,74	10974,25	11279,26
<b>Saldo ACL 100% (R\$)</b>	11864,50	12208,49	12549,36	12886,28	13218,43

Fonte: Elaboração própria.

Com a TMA nominal  $r = 12,92\% \text{ a.a.}$  e horizonte 2026–2030, os VPLs foram negativos para I50/I80 nos cenários S1 e S2 e praticamente nulo para I100 no cenário S1. Projetando os saldos de 2031–2035 por uma taxa de crescimento anual decrescente (média decréscimo observada em 2026–2030), obteve-se o VP adicional dos saldos (I50: R\$ 14,9 mil; I80: R\$ 20,3 mil; I100: R\$ 23,9 mil). Com isso, no Cenário S1 os VPLs 2026–2035 tornam-se positivos para I80 e I100 (R\$ 13,6 mil e R\$ 23,4 mil) e quase nulo para I50 (R\$ -1,1 mil). No Cenário S2, I100 permanece viável (R\$ 6,9 mil), I80 fica próximo do ponto de indiferença (R\$ -2,9 mil), e I50 segue não viável e muito pouco atrativo (R\$ -17,6 mil). Conclui-se que, mantida a TMA, a viabilidade econômica aumenta com o desconto da TUSD e com horizontes superiores a 5 anos.

Em termos práticos, portanto, a migração da unidade consumidora hipotética analisada ao ACL só demonstra atratividade econômica sólida quando (i) é possível contratar energia incentivada com descontos elevados na TUSD (80%–100%) e (ii) a unidade permanece no ACL por horizonte superior a cinco anos, de modo que o investimento inicial do SMF seja diluído, através do aproveitamento do SMF existente, necessitando nesse caso apenas reformas para adequação. Para descontos mais modestos (50%) e análise estritamente no horizonte 2026–2030, o Valor Presente Líquido permanece negativo sob a TMA adotada, indicando que a migração não seria financeiramente recomendada nesse cenário curto.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira da migração de uma unidade consumidora hipotética do Grupo A de pequeno porte, representativa de consumidores atendidos no estado do Pará, do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no horizonte 2026–2030, estendido posteriormente até 2035. A motivação central foi responder, de forma quantitativa e transparente, à seguinte pergunta prática: a adoção do ACL gera benefício econômico líquido suficiente, frente aos custos de transição e às condições específicas de consumo da unidade estudada, para justificar a migração?

A estratégia metodológica adotada neste trabalho teve como eixo central o ponto de equilíbrio (*break-even point*): primeiro determinou-se, para cada cenário de desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e para cada hipótese de custo de Sistema de Medição para Faturamento (SMF), qual seria o preço máximo da energia no ACL que igualaria o gasto total ao do ACR. Só depois dessa etapa-base é que se aplicaram os indicadores econômico-financeiros (economia anualizada, Retorno sobre o Investimento (ROI), fluxo de caixa acumulado, *payback* e Valor Presente Líquido (VPL) para verificar quanto tempo essa vantagem levaria para aparecer e se ela resistiria ao desconto pelo valor do dinheiro no tempo. Em outras palavras: o *breakeven* respondeu “vale migrar a este preço?”, e as demais métricas responderam “em quanto tempo e com que sensibilidade essa migração se paga?”.

Em seguida, foram estabelecidos patamares de preço de energia no ACL tomando como base pública: (i) preços de referência de energia convencional e incentivada 50% divulgados em painéis de mercado e informes setoriais (DENERGIA, 2025; FGV ENERGIA, 2025); e (ii) o entendimento regulatório de que a energia incentivada com maiores descontos na TUSD (80% e 100%) tende a incorporar no preço de venda parte do benefício tarifário adicional concedido ao consumidor. Como os valores públicos consultáveis não fornecem diretamente preços para as faixas de 80% e 100% de desconto — apenas para a faixa de 50% — o trabalho desenvolveu um procedimento de extrapolação conservador. Esse procedimento assume que o fornecedor repassa integralmente ao preço da energia (isto é, encarece a tarifa de energia vendida ao consumidor) todo o ganho adicional de TUSD associado ao aumento do desconto de 50% para 80% e de 80% para 100%. Em termos práticos,

esse acréscimo foi modelado como proporcional ao adicional de desconto sobre a TUSD de referência e aplicado sobre o valor-base observado para 50%. Dessa forma, foi possível estimar preços equivalentes no ACL para as três hipóteses de contratação analisadas: incentivo de 50%, 80% e 100%.

Com esses patamares de preço de energia no ACL (incentivada 50%, 80% e 100%) e com a projeção tarifária no ACR para o mesmo horizonte, o estudo comparou ano a ano o custo anual de permanência no ACR com o custo anual projetado no ACL. Essa diferença anual foi definida como “saldo” da migração, ou seja, a economia líquida anual obtida ao comprar energia no ACL em vez de permanecer no ACR, antes de considerar o custo inicial de adaptação. Esse saldo foi então utilizado para calcular diversas métricas econômico-financeiras clássicas: economia percentual anualizada, Retorno sobre o Investimento (ROI), fluxo de caixa acumulado e *payback*, e Valor Presente Líquido (VPL) sob uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Por fim, foi incorporado explicitamente o custo do Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que é condição necessária para a adesão ao ACL. Trabalhou-se com dois cenários: S1, em que se considera um custo inicial de SMF mais baixo, compatível com uma adequação parcial da cabine de medição já existente (troca/ajuste de instrumentos e telemedição, sem reforma pesada); e S2, mais conservador, em que se assume um ajuste mais amplo da medição — isto é, um *retrofit* praticamente completo do SMF — cujo custo total é arcado logo em 2026.

A análise dos resultados mostra que, do ponto de vista puramente operacional — isto é, desconsiderando ainda o custo de entrada —, a migração ao ACL gera redução anual de desembolso com energia já a partir de 2026 para a unidade consumidora hipotética parametrizada neste estudo. Essa redução aparece tanto em termos absolutos (R\$/ano economizados) quanto em termos relativos (“economia percentual anualizada”). Em termos percentuais, observaram-se economias na ordem de dezenas de pontos percentuais em relação ao custo projetado no ACR, especialmente nos cenários de 80 % e 100 % de desconto na TUSD. Essa medida de economia percentual é a métrica mais comumente utilizada em argumentos comerciais a favor da migração ao mercado livre: “economia de X % na fatura de energia”. O estudo confirma que, para o perfil tarifário representativo adotado, esses percentuais são de fato significativos. Ou seja, sob a ótica de comparar apenas as

faturas anuais de energia, o ACL tende a ser mais barato do que o ACR já no curto prazo.

No entanto, uma avaliação séria de viabilidade não pode se limitar à comparação de faturas. Para migrar ao ACL, a unidade consumidora precisa arcar com um investimento inicial associado ao Sistema de Medição e Faturamento (SMF) e às adaptações necessárias para a medição e faturamento em ambiente de livre contratação. Esse custo inicial é particularmente relevante para consumidores de menor porte (carga abaixo de 500 kW), como é o caso do perfil tarifário hipotético parametrizado adotado neste estudo, pois o valor absoluto do SMF não escala linearmente com o consumo: trata-se de um custo fixo elevado que pesa proporcionalmente mais para unidades com menor consumo de energia. Quando se inclui esse desembolso inicial no fluxo econômico, observa-se uma diferença essencial: embora a economia anual exista, ela não é suficiente para compensar imediatamente o investimento inicial.

Essa relação entre economia acumulada e custo inicial foi analisada via fluxo de caixa e *payback*. O fluxo de caixa anual foi definido como a diferença entre o custo projetado no ACR e o custo projetado no ACL, menos (no primeiro ano) o investimento em SMF. O *payback* foi definido como o primeiro instante em que o fluxo de caixa acumulado deixa de ser negativo. Os resultados indicam que o *payback* não ocorre imediatamente para todos os cenários: nos casos menos favoráveis (cenários com desconto de 50% na TUSD e custo inicial de SMF mais alto), o investimento inicial demora a ser recuperado e pode não retornar integralmente dentro do intervalo 2026–2030. Já nos cenários mais favoráveis — por exemplo, desconto de 80% ou 100% na TUSD e custo inicial de SMF mais baixo (cenário S1) — o *payback* ocorre ainda dentro do período analisado, indicando que, após alguns anos de permanência no ACL, o investimento inicial tende a ser reabsorvido pelas economias anuais.

Apesar de o *payback* ser uma métrica intuitiva e útil para visualização, ele não leva em conta o valor do dinheiro no tempo. Por isso, o estudo adotou explicitamente uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) nominal para descontar os fluxos futuros e calcular o Valor Presente Líquido (VPL). A TMA foi definida de forma conservadora com base na taxa SELIC média projetada para 2026–2028 acrescida de um prêmio de risco institucional ( $\phi$ ), resultando em um patamar próximo de 12,9% ao ano na data de corte utilizada. Esse patamar também foi confrontado com uma taxa social de

desconto típica de projetos públicos de infraestrutura, convertida a termos nominais via relação de Fisher: o resultado foi uma taxa muito próxima (cerca de 12,8% ao ano), reforçando que a adoção da TMA financeira baseada em SELIC não distorceu artificialmente a análise.

Sob essa TMA, os VPLs calculados apenas no horizonte 2026–2030 foram negativos para os cenários com desconto de 50% e 80% na TUSD, e próximos de zero para o cenário com 100% de desconto. Em outras palavras, se unidade consumidora hipotética parametrizada adotada neste estudo migrar para o ACL e permanecer apenas no horizonte curto (cinco anos), pagando à vista o SMF em 2026, a migração não se mostra economicamente vantajosa em todos os cenários. A exceção parcial ocorre no caso de 100% de desconto na TUSD, onde os resultados já se aproximam da indiferença econômica, sugerindo que esse nível de incentivo torna a proposta quase neutra financeiramente mesmo em janela curta.

Contudo, o trabalho também avaliou horizontes superiores a cinco anos. A partir das variações percentuais observadas nos saldos anuais entre 2026 e 2030, projetaram-se saldos adicionais para 2031–2035 assumindo uma desaceleração gradual e conservadora das taxas de crescimento da economia anual. Esses saldos projetados foram descontados pela mesma TMA e incorporados ao cálculo do VPL. O resultado foi que, no cenário S1 (custo inicial de SMF mais baixo), o VPL acumulado até 2035 tornou-se positivo e relevante para os casos de 80% e 100% de desconto na TUSD, e praticamente neutro para 50%. No cenário S2 (custo inicial de SMF mais alto), o caso de 100% de desconto já se mostra financeiramente viável no horizonte estendido, enquanto o caso de 80% aproxima-se do ponto de equilíbrio e o caso de 50% permanece menos atrativo. Em termos práticos, isso significa que a migração ao ACL passa a se justificar economicamente, de forma robusta, quando: (i) a unidade consegue contratar energia incentivada com descontos elevados na TUSD (80% ou 100%); e (ii) existe compromisso institucional de permanência no ACL por um horizonte maior que cinco anos, permitindo diluir o custo inicial do SMF.

Esses achados têm implicações diretas para a gestão de energia em unidades públicas de pequeno porte. Primeiro, eles sugerem que a narrativa comercial mais comum — “migre para o mercado livre e economize X% ao ano” — é verdadeira apenas em parte. A economia percentual anualizada existe e é relevante já no curto prazo, mas ela não captura nem o custo de entrada nem o valor do dinheiro no tempo;

por isso, sozinha, não basta para afirmar viabilidade. Segundo os resultados indicam que instituições com perfil de consumo modesto, como a unidade consumidora hipotética parametrizada adotada neste estudo, sentem de forma muito mais pesada o custo inicial de adequação de medição e faturamento. Esse custo fixo inicial, apesar de tecnicamente obrigatório para participar do ACL, funciona economicamente como uma barreira de acesso: ele adia o retorno do investimento e “empurra” a atratividade econômica para horizontes mais longos. Em outras palavras, a viabilidade não depende apenas de “quanto custa a energia”, mas também de “quantos anos a unidade pretende permanecer no ACL” e “qual é a qualidade do desconto negociado na TUSD”.

Do ponto de vista institucional, isso tem duas leituras. A primeira é orçamentária: ao migrar para o ACL, a unidade consumidora troca um perfil de gasto mais estável e regulado (ACR) por um perfil que traz potencial de redução de despesa recorrente, mas exige um desembolso relevante logo no início. Essa troca demanda planejamento orçamentário e decisão explícita de assumir um investimento inicial em troca de reduções futuras do custeio. A segunda leitura é de sustentabilidade e modernização: a migração para o ACL normalmente vem acompanhada de contratos de energia de fontes incentivadas (renováveis qualificadas), que, em princípio, favorecem uma matriz de menor impacto ambiental. Assim, além do aspecto puramente financeiro, existe também o argumento de alinhamento institucional com metas de eficiência energética, de gestão ativa de insumos e de previsibilidade de médio prazo no custo da energia. O próprio exercício de mensurar TMA, fluxo de caixa, *payback* e VPL coloca a unidade consumidora em uma posição mais madura de governança energética, aproximando a análise de investimento em energia da lógica já aplicada a outros ativos de infraestrutura.

É importante reconhecer as limitações do estudo. Em primeiro lugar, as projeções de preços de energia incentivada no ACL e as projeções tarifárias da TUSD-Energia foram obtidas a partir de dados públicos disponíveis até a data de corte adotada (10 de outubro de 2025), combinadas com extrapolações internas desenvolvidas neste trabalho. Essas projeções podem se alterar com revisões tarifárias futuras, mudanças regulatórias nos descontos da TUSD incentivada ou variações de mercado na formação de preços de longo prazo. Em segundo lugar, assumiu-se pagamento à vista do SMF em 2026 por três razões: (i) eliminar a

incidência de juros sobre o investimento inicial; (ii) capturar eventuais descontos por quitação imediata; e (iii) evitar que o custo financeiro embutido em parcelamentos — usualmente precificado por comercializadoras, empresas de serviços de energia (ESCOs) ou instituições financeiras com base no valor do dinheiro no tempo — neutralize, na prática, o ganho econômico do ACL no curto prazo. Como regra, o parcelamento tende a embutir uma taxa que, na melhor hipótese, se aproxima do parâmetro de desconto (TMA), levando a um resultado líquido semelhante ao obtido com VPL. Ainda assim, trata-se de uma hipótese: estudos futuros devem comparar explicitamente “à vista” vs. “parcelado” com taxas reais de mercado (inclusive cenários híbridos, como amortização em 24–36 meses dentro do contrato de energia), pois a negociação concreta pode melhorar o *payback* e o VPL de curto prazo. Em terceiro lugar, a análise considerou o consumo anual agregado e não modelou a curva horária real de demanda (ponta/fora de ponta) nem eventuais penalidades contratuais por ultrapassagem de demanda. Uma modelagem horária refinada poderia ajustar o benefício esperado de migrar para o ACL, especialmente em períodos de ponta. Sugere-se ainda que estudos futuros adotem horizontes de análise mais longos desde a etapa inicial de modelagem (por exemplo, 10 a 15 anos), permitindo capturar com maior robustez os efeitos de ciclos tarifários completos, revisões periódicas e possíveis mudanças estruturais no setor elétrico. Um horizonte ampliado pode oferecer melhor visualização da estabilidade do ponto de equilíbrio ao longo do tempo e reduzir a sensibilidade dos resultados a variações conjunturais de curto prazo. Por fim, supôs-se estabilidade do perfil de consumo e de permanência no ACL ao longo do horizonte simulado (5 a 10 anos), hipótese que, na prática, depende de continuidade administrativa e orçamentária da instituição consumidora.

Adicionalmente, destaca-se que o horizonte principal de análise tarifária (2026–2030), ainda que posteriormente estendido até 2035 para fins de projeção de saldos e cálculo do VPL, pode ser considerado relativamente curto para capturar ciclos estruturais mais amplos de variação tarifária, especialmente em sistemas elétricos sujeitos a revisões periódicas, reequilíbrios regulatórios e oscilações hidrológicas relevantes. Em horizontes mais extensos, poderiam emergir padrões distintos de comportamento tarifário capazes de alterar a dinâmica relativa entre ACR e ACL, sobretudo no que se refere à evolução da TUSD e da Tarifa de Energia (TE).

Em toda a modelagem adotou-se deliberadamente uma postura conservadora (hipóteses mais restritivas, repasses integrais do benefício tarifário ao preço de energia, TMA elevada, pagamento do SMF à vista etc.) para evitar conclusões otimistas não sustentadas por dados. Essa prudência reduz o risco de “surpresas” adversas na implementação; por outro lado, pode subestimar a atratividade real caso a unidade consumidora obtenha condições comerciais melhores do que as aqui supostas (descontos de TUSD maiores, preço de energia competitivo, parcelamento com custo financeiro efetivo inferior à TMA, entre outros). Recomenda-se, portanto, consultar fornecedores (comercializadoras/varejistas) para preços firmes no ACL e empresas/consultorias especializadas em SMF e adequações elétricas para orçamentos atualizados, recalculando ROI, *payback* e VPL com essas cotações.

À luz do contexto regional e orçamentário, recomenda-se que a instituição consumidora trate a migração ao ACL não como uma decisão isolada de uma unidade específica, mas como uma política energética integrada. Unidades de maior demanda tendem a diluir melhor o custo inicial de medição e, portanto, podem apresentar *payback* e VPL positivos em horizontes menores. Assim, uma estratégia coordenada em nível institucional — avaliando a migração conjunta de unidades com cargas somadas ou negociando em bloco condições contratuais de energia incentivada — pode reduzir o peso do investimento unitário e melhorar o poder de barganha na contratação de energia incentivada (80%–100% de desconto na TUSD). Outra recomendação direta é reavaliar periodicamente a TMA adotada, tanto na ótica financeira (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC) + prêmio de risco) quanto na ótica pública (taxa social de desconto), pois a atratividade da migração depende fortemente dessa taxa. Por fim, sugere-se como trabalho futuro a repetição do presente método para diferentes perfis de consumo em instituições com características semelhantes, incluindo unidades com demanda maior, e a simulação de cenários em que o SMF não é pago integralmente no primeiro ano, mas diluído contratualmente ao longo de vários anos de permanência no ACL. Esses estudos complementares podem apoiar uma política energética mais ampla, que considere simultaneamente redução de custos, previsibilidade orçamentária de médio prazo e alinhamento institucional com metas de sustentabilidade.

Além disso, é importante destacar que os resultados aqui discutidos foram obtidos em um contexto específico: uma unidade consumidora atendida em média

tensão na Região Norte do Brasil, com demanda contratada (ponta e fora de ponta) na ordem de 70 kW e inserida em um subsistema elétrico historicamente exposto à sazonalidade hidrológica e ao acionamento de geração térmica em períodos críticos. Em regiões como a Norte, oscilações tarifárias associadas a variações de despacho e limitações estruturais de transmissão tendem a pressionar o custo da energia para o consumidor cativo. Nesse sentido, a avaliação da migração ao ACL não é apenas um exercício de “redução de fatura”, mas também uma análise de previsibilidade orçamentária em um ambiente onde a conta de energia pode se tornar volátil. Esse caráter regional reforça o interesse do estudo: ele não trata de um consumidor industrial de grande porte, mas de uma unidade consumidora de menor demanda que passou a ser elegível ao mercado livre somente após a abertura regulatória de 2024, mediada por comercializador varejista. Ou seja, representa um perfil emergente de agente do ACL — consumidores do Grupo A de menor porte — que historicamente apareciam com menor frequência nos estudos de viabilidade econômica do setor.

Em conclusão, o estudo mostra que a migração ao ACL não é automaticamente vantajosa em qualquer condição, pois depende de o projeto cruzar o ponto de equilíbrio (break-even) dentro do horizonte de análise: (i) contratação de energia incentivada com elevados descontos na TUSD (80% ou 100%); e (ii) permanência no ACL por um horizonte superior a cinco anos, permitindo diluir o custo inicial do SMF e capturar plenamente os ganhos anuais de custo de energia. Em cenários menos favoráveis — desconto de 50% e horizonte curto — o Valor Presente Líquido permanece negativo sob a taxa mínima de atratividade adotada, e a migração não se justificaria financeiramente. Assim, a decisão não deve ser guiada apenas por percentuais de “economia na fatura”, mas por uma análise estruturada de fluxo de caixa, payback e VPL, que incorpore o custo inicial de adequação e o valor do dinheiro no tempo.

## REFERÊNCIAS

ABRACE ENERGIA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES LIVRES. 26% da conta de luz em 2025 será consumida por ineficiências e subsídios. Brasília, DF: ABRACE ENERGIA, [2025]. Disponível em: <<https://abrace.org.br/26-da-conta-de-luz-em-2025-sera-consumida-por-ineficiencias-e-subsidios/>>. Acesso em: 14 nov. 2025.

PONTE, Gustavo Pires da. Geração de energia elétrica em sistemas isolados: desafios e propostas para aumento da participação de fontes renováveis com base em uma análise multicritérios. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Urbana e Ambiental) – PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/46344/46344.PDF>. Acesso em: 30 out. 2025.

AGÊNCIA BRASIL. Mercado financeiro reduz para 4,72% previsão de inflação em 2025. Brasília: Empresa Brasil de Comunicação, 21 out. 2025. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2025-10/mercado-financeiro-reduz-para-472-previsao-de-inflacao-em-2025>. Acesso em: 23 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Homologatória nº 2.750, de 7 de agosto de 2020. Homologa o resultado do reajuste tarifário anual e estabelece as Tarifas de Energia (TE) e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) referentes à Centrais Elétricas do Pará S.A. – CELPA. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, p. 41, 7 ago. 2020b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202750ti.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Homologatória nº 2.920, de 3 de agosto de 2021. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021, as Tarifas de Energia – TE, e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, referentes à Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. – EQTL PA, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212920ti.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Homologatória nº 3.092, de 2 de agosto de 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 Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial Pará, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2022d. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223092ti.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Homologatória nº 3.243, de 15 de agosto de 2023. Homologa o resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP de 2023 da Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial Pará, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2023d. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233243ti.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Homologatória nº 3.371, de 6 de agosto de 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 Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial PA, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2024b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243371ti.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Homologatória nº 3.507, de 5 de agosto de 2025. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, referentes à Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial PA, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253507ti.pdf>. Acesso em: 16 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 10 set. 2010. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2025.

ALTOÉ, G. B. O. Análise do impacto da adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) no processo de migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). Monografia (Graduação em Engenharia de Energia) — Universidade de Brasília, 2023.

ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia. Informativo de Energia, nº 300. Brasília: ANACE, 2022. Não consultado diretamente; citado por OLIVEIRA (2022).

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL aprova norma que aprimora a comercialização varejista a partir da flexibilização dos requisitos de migração para o ACL. Brasília, 12 dez. 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova-norma-que-aprimora-a-comercializacao-varejista-a-partir-da-flexibilizacao-dos-requisitos-de-migracao-para-o-ambiente-de-contratacao-livre>. Acesso em: 03 nov. 2025.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Contratos. Versão 2023.3.0. Brasília, DF: ANEEL, 2023c. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051\\_2\\_6.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_6.pdf). Acesso em: 13 nov. 2025.

ANEEL. Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST. Versão 2023.3.0. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023a. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051\\_2\\_15.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_15.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ANEEL. Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica – PdC. Módulo 2 – Agentes, registros e responsabilidades. Ato nº 1.051/2022. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051\\_2\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221051_2_1.pdf). Acesso em: 30 out. 2025.

ANEEL. Programa de Eficiência Energética – PEE. 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/programa-de-eficiencia-energetica>. Acesso em: 30 out. 2025.

ANEEL. Regras relacionadas à comercialização varejista de energia elétrica são aprimoradas. Brasília, 10 dez. 2024c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/regras-relacionadas-a-comercializacao-varejista-de-energia-eletrica-sao-aprimoradas>. Acesso em: 22 out. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.016, de 16 de março de 2022. Estabelece regras para a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC aplicável aos sistemas isolados. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221016.html>. Acesso em: 30 out. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023. Regulamenta a Lei nº 14.300/2022 quanto à micro e minigeração distribuída. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 30 out. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 18 abr. 2012. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2025.

ANEEL. Resolução Normativa nº 876, de 10 de março de 2020. Estabelece os requisitos e procedimentos para obtenção de outorga de autorização para exploração e alteração de capacidade instalada de centrais geradoras e fontes alternativas. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 13 mar. 2020a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020876.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2025.

ANEEL. Sistemas isolados e com fontes intermitentes. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/sistemas-isolados-e-com-fontes-intermitentes>. Acesso em: 30 out. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Focus – Relatório de Mercado: expectativas de mercado. Brasília: BCB, 17 out. 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/content/focus/focus/R20251017.pdf>. Acesso em: 24 out. 2025.

BARROSO, Gabriel Marçal. O planejamento da expansão da transmissão no Brasil: uma avaliação dos leilões de transmissão. 2021. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2021. Disponível em: <https://www.ppgeet.uff.br/site/wp-content/uploads/2021/08/Gabriel-Marcal-Barroso.pdf>. Acesso em: 11 jul. 2025.

BEZERRA, Alan Dayvison Camilo. O mercado brasileiro de energia elétrica: um estudo sobre a formação dos preços de comércio. 2024. 51 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2024. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/37043>. Acesso em: 17 nov. 2025.

BOTELHO, F. K. Análise da demanda contratada por unidades consumidoras do Grupo A sob a ótica regulatória. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/27127/27127.PDF>. Acesso em: 14 jun. 2025.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2025.

BRASIL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 963, de 16 de março de 2021. Estabelece critérios para governança, fiscalização e acompanhamento das atividades da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Diário Oficial da União: Brasília, DF, 17 mar. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021963.html>. Acesso em: 06 jun. 2025.

BRASIL. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002109gce.pdf>. Acesso em: 30 out. 2025.

BRASIL. Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG). Resolução nº 3, de 31 de agosto de 2021. Institui a bandeira tarifária de escassez hídrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2021003creg.pdf>. Acesso em: 30 out. 2025.

BRASIL. Decreto nº 11.628, de 13 de julho de 2023. Institui, no âmbito da Amazônia Legal, programa federal de atendimento de unidades consumidoras não atendidas pelo serviço público de distribuição de energia elétrica e revoga o Decreto nº 10.221, de 5 de fevereiro de 2020. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2023-2026/2023/decreto/d11628.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2023/decreto/d11628.htm) (conf.: Portal da Presidência da República). Acesso em: 30 out. 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. Aprova o Estatuto do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 17 maio 2004b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/decretos/2004/decreto-n-5-081-2004.pdf/view>. Acesso em: 11 jul. 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização 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](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm). Acesso em: 6 jun. 2025.

BRASIL. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. Regulamenta os arts. 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 ago. 2004d. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm). Acesso em: 13 nov. 2025: 11 jul. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-9-427-1996.pdf/view>. Acesso em: 15 jul. 2025.

BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 16 mar. 2004a. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm). Acesso em: 13 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera dispositivos das Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 8.631, de 4 de março de 1993, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 16 mar. 2004c. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm). Acesso em: 11 jul. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021. Altera as Leis nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, e nº 9.648, de 27 de maio de 1998, para dispor sobre regras aplicáveis à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e para aprimorar a modicidade tarifária; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2 mar. 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-14-120-2021.pdf/view>. Acesso em: 13 nov. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, estabelece o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e altera as Leis nºs 9.427/1996 e 10.848/2004. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022a. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2021-2022/2022/lei/L14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2021-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em: 10 jul. 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, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9427compilada.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm). Acesso em: 16 jun. 2025.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 28 maio 1998. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/leis/lei-n-9-648-1998.pdf/view>. Acesso em: 11 jul. 2025.

BRASIL. Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021. Institui a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG. Brasília, DF, 2021c. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2021/mpv/mpv1055.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/mpv/mpv1055.htm)>. Acesso em: 30 out. 2025.

BRASIL. Ministério da Economia. Taxa social de desconto para infraestrutura: atualização pós-2020 (Nota Técnica). Brasília, 2020. Disponível em: [https://www.gov.br/gestao/pt-br/central-de-conteudo/publicacoes/notas-tecnicas/2020/nt\\_taxa-social\\_vf.pdf](https://www.gov.br/gestao/pt-br/central-de-conteudo/publicacoes/notas-tecnicas/2020/nt_taxa-social_vf.pdf). Acesso em: 10 out. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Institucional – O Ministério. Brasília: MME, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/institucional>. Acesso em: 11 jul. 2025.

BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. 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, sobre a redução dos limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 28 dez. 2018, ed. 249, Seção 1, p. 443. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2018/portaria-n-514-2018.pdf/view>>. Acesso em: 13 nov. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria Normativa nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022. Define o limite de carga para contratação de energia elétrica pelos consumidores de que trata o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074/1995. Brasília, DF, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/aceso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>>. Acesso em: 3 nov. 2025.

BRASIL. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. Catálogo de Parâmetros para Análises Socioeconômicas de Custo-Benefício (Anexo I – Catálogo de Parâmetros). Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/choque-de-investimento-privado/avaliacao-socioeconomica-de-custo-beneficio-1/catalogo-de-parametros.pdf>. Acesso em: 10 out. 2025

BUENO, Guilherme. Política industrial e desenvolvimento da Coreia do Sul: um modelo de transformação produtiva e inovadora. Relações Exteriores, [s.l.], 4 jun. 2025. Disponível em: <https://relacoesexteriores.com.br/politica-industrial-e>

desenvolvimento-da-coreia-do-sul-um-modelo-de-transformacao-produtiva-e-inovadora/>. Acesso em: 18 nov. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Submódulo 3.1 – Contratos do Ambiente Livre. Versão 5.0. São Paulo: CCEE, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/mercado/procedimentos-de-comercializacao>. Acesso em: 31 jul. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Adesão. São Paulo, [s.d.c]. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/adesao>>. Acesso em: 17 nov. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Comercialização – PdC. Módulo 1 – Agentes: Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE. Revisão 9.0. São Paulo, 2023. 21 p. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/1.1\\_-\\_Adesao\\_a\\_CCEE\\_v9.0.pdf/7f4505f9-74cc-8baf-70f6-35425e06cd68?version=1.0](https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/1.1_-_Adesao_a_CCEE_v9.0.pdf/7f4505f9-74cc-8baf-70f6-35425e06cd68?version=1.0)>. Acesso em: 18 nov. 2025.

CAMARGO, Ivan. Noções básicas de engenharia econômica: aplicações ao setor elétrico. Brasília: Finatec, 1998. Disponível em: <[http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16092/1/LIVRO\\_NocoasBasicasEngenharia.pdf](http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/16092/1/LIVRO_NocoasBasicasEngenharia.pdf)>. Acesso em: 19 nov. 2025.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Comunicado: Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) – início de cobrança em nov/2024. 2024b. (Comunicado institucional). Disponível em: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-novo-encargo-de-potencia-para-reserva-de-capacidade-ercap-sera-cobrado-a-partir-de-novembro-de-2024>. Acesso em: 29 set. 2025.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. ENCARGO\_ESS\_ANCILAR – Encargos de Serviços do Sistema (dicionário de dados / recursos do conjunto). 2025c. Disponível em: [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/encargo\\_ess\\_ancilar](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/encargo_ess_ancilar). Acesso em: 29 set. 2025.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. ENERGIA\_RESERVA\_CONSUMO\_REFERENCIA – Consumo de referência da Energia de Reserva (dicionário de dados / recursos do conjunto). 2025c. Disponível em: [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/energia\\_reserva\\_consumo\\_referencia](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/energia_reserva_consumo_referencia). Acesso em: 29 set. 2025.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Estudos especiais – Mercado livre de energia (edição 2024). São Paulo, [s.d.b]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/estudos-especiais>. Acesso em: 30 out. 2025.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. InfoMercado – Dados Gerais (Tabela 008 – Encargos). 2024a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/> (menu InfoMercado → Dados Gerais). Acesso em: 29 set. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Comercialização – Módulo 2: Medição. Submódulo 2.1 – Coleta e ajuste de dados de medição. Revisão 6.0. São Paulo: CCEE, 2025. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/2.1\\_-\\_Coleta\\_e\\_ajuste\\_de\\_medicao\\_v\\_5.0.pdf/4366a862-0112-d65f-c86b-8d58e3116bb4](https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/2.1_-_Coleta_e_ajuste_de_medicao_v_5.0.pdf/4366a862-0112-d65f-c86b-8d58e3116bb4)>. Acesso em: 19 nov. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. São Paulo: CCEE, mar. 2015. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/download/CCEE\\_349202](https://www.ccee.org.br/o/ccee/documentos/download/CCEE_349202). Acesso em: 30 out. 2025.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. RESERVA\_ENCARGO – Encargo de Energia de Reserva (dicionário de dados / recursos do conjunto). 2025b. Disponível em: [https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/reserva\\_encargo](https://dadosabertos.ccee.org.br/dataset/reserva_encargo). Acesso em: 29 set. 2025.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Sobre nós. São Paulo: CCEE, [s.d.a]. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/sobrenos>>. Acesso em: 11 jul. 2025.

CCEE. CCEE concluiu volume histórico de migrações ao mercado livre de energia em 2024. São Paulo, 6 fev. 2025a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/-/ccee-concluiu-volume-historico-de-migracoes-ao-mercado-livre-de-energia-em-2024>. Acesso em: 30 out. 2025.

CCEE. Reajuste dos emolumentos: conheça os valores vigentes a partir de 01 de novembro. Comunicado 829/24, publicado em 28 out. 2024; atualizado em 1 nov. 2024c. São Paulo: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2024c. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/-/reajuste-dos-emolumentos-conheca-os-valores-vigentes-a-partir-de-01-de-novembro>>. Acesso em: 22 out. 2025.

CECERJ – Fundação Centro de Ciências e Educação Superior a Distância do Estado do Rio de Janeiro. Matemática Financeira para Administração. Rio de Janeiro: CECERJ, 2010. Disponível em: <https://canal.cecierj.edu.br/012016/2905b5b9ffa967559903d3fdccf22006.pdf>. Acesso em: 10 out. 2025.

COMUSA – Serviços de Água e Esgoto de Novo Hamburgo. Estudo Técnico Preliminar – PE 34/2024 (Aquisição de Energia Elétrica no ACL). Novo Hamburgo, 2024. (Arquivo fornecido pelo autor). Acesso em: 10 out. 2025.

DANCEY, Christine P.; REIDY, John. Statistics without maths for psychology. 7. ed. Harlow: Pearson, 2017. Disponível em: <[http://ndl.ethernet.edu.et/bitstream/123456789/28005/1/Christine%20P.%20Dancey\\_2017.pdf](http://ndl.ethernet.edu.et/bitstream/123456789/28005/1/Christine%20P.%20Dancey_2017.pdf)>. Acesso em: 4 nov. 2025.

DELGADO, Ignacio Godinho. Política industrial na China, na Índia e no Brasil: legados, dilemas de coordenação e perspectivas. Brasília, DF: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2015. (Texto para Discussão, n. 2059). Disponível em: <[https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/3632/1/td\\_2059\\_.pdf](https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/3632/1/td_2059_.pdf)>. Acesso em: 15 nov. 2025.

DENERGIA. Dashboard – Índice Trimestral e Índice de Longo Prazo (LP). Semana encerrada em 05 out. 2025. Disponível em: <https://dennergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 10 out. 2025.

EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Site institucional. Washington, DC: EIA, [s.d.]. Disponível em: <<https://www.eia.gov/>>. Acesso em: 14 nov. 2025.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2025: Relatório Final. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-771/Relat%C3%B3rio%20Final\\_BEN%202025.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-771/Relat%C3%B3rio%20Final_BEN%202025.pdf). Acesso em: 30 out. 2025.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME/EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2050>. Acesso em: 30 out. 2025.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Sistemas híbridos para atendimento a unidades consumidoras do grupo B em áreas não conectadas – Amazônia Energética. Nota Técnica EPE-DEE-NT-091/2016-r0. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20\(EPE-DEE-NT-091\\_2016-r0\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-290/NT%20Sist%20H%C3%ADbrido%20Grupo%20B%20AmE%20(EPE-DEE-NT-091_2016-r0).pdf). Acesso em: 30 out. 2025.

EUROSTAT. Unemployment by sex and age – monthly data (une\_rt\_m). Eurostat, 2025. Disponível em: <[https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/une\\_rt\\_m/default/table](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/une_rt_m/default/table)>. Acesso em: 14 nov. 2025.

FERNANDES, Bruna Mendes. Análise de viabilidade econômica e riscos de mercado da migração de consumidores de energia elétrica do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). 2024. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal do Espírito Santo (IFES), Vitória, 2024. Disponível em:

[https://repositorio.ifes.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/5417/Monografia\\_Bruna%20Mendes%20Fernandes%20-%20atualizada%2009122024.pdf?sequence=5](https://repositorio.ifes.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/5417/Monografia_Bruna%20Mendes%20Fernandes%20-%20atualizada%2009122024.pdf?sequence=5). Acesso em: 11 jul. 2025.

FGV ENERGIA. Informe Setor Elétrico – Agosto de 2025. Rio de Janeiro: FGV Energia, 2025. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/informe\\_setor\\_eletrico\\_-\\_ago\\_-\\_2025\\_v3.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/informe_setor_eletrico_-_ago_-_2025_v3.pdf). Acesso em: 10 out. 2025.

FIRJAN. Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil? (painel de acompanhamento). Rio de Janeiro, jun. 2017. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/firjan/empresas/competitividade-empresarial/energiaeletrica/custo/default.htm>. Acesso em: 30 out. 2025.

FOLHA DE S. PAULO. Brasil tem a conta de luz que mais pesa no bolso entre 34 países. 2023. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2023/10/brasil-tem-a-conta-de-luz-que-mais-pesa-no-bolso-entre-34-paises.shtml>. Acesso em: 10 maio 2025.

GOMES, Antônio Claret S.; ABARCA, Carlos David G.; FARIA, Elíada Antonieta S. T.; FERNANDES, Heloísa Helena de O. O setor elétrico. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 2002. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico\\_P\\_BD.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf)>. Acesso em: 6 jun. 2025.

GOMES, W. F. A crise na expansão do mercado de energia eólica. 2025. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/81896>. Acesso em: 13 nov. 2025.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Painel PNAD Contínua. Rio de Janeiro: IBGE, [s.d.]. Disponível em: <<https://painel.ibge.gov.br/pnadc/>>. Acesso em: 14 nov. 2025.

IBGE. IPCA fecha 2024 em 4,83% e inflação de dezembro é de 0,56%. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 10 jan. 2025. Disponível em: <https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/40474-ipca-fecha-2024-em-4-83-e-inflacao-de-dezembro-e-de-0-56>. Acesso em: 23 out. 2025.

LEVIN, Jack; FOX, James Alan. Estatística para ciências humanas. 2. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2008.

LIMA, Flávio Maia de. Obtenção de indicadores e informações técnicas e econômicas via telemedicação e business intelligence para apoio à tomada de decisão na gestão da energia elétrica de unidades prosumidoras. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis, 2024a.

LIMA, Nohanna Medeiros de. Análise do impacto da abertura do mercado de energia para um consumidor varejista. 2024b. 122 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2024b. Disponível em: <<https://repositorio.ufrn.br/server/api/core/bitstreams/13e5b279-884c-4350-a578-19917d3cd628/content>>. Acesso em: 17 nov. 2025.

LOW CARBON POWER. Electricity in Iceland in 2024/2025. Taipei: Low Carbon Power, 2025. Disponível em: <<https://lowcarbonpower.org/region/Iceland>>. Acesso em: 15 nov. 2025.

LOW CARBON POWER. Electricity in Norway in 2024/2025. Taipei: Low Carbon Power, 2025. Disponível em: <<https://lowcarbonpower.org/region/Norway>>. Acesso em: 15 nov. 2025.

LOW CARBON POWER. Electricity in South Korea in 2024/2025. Taipei: Low Carbon Power, 2025. Disponível em: <[https://lowcarbonpower.org/region/South\\_Korea](https://lowcarbonpower.org/region/South_Korea)>. Acesso em: 18 nov. 2025.

LOW CARBON POWER. Electricity in Switzerland in 2024/2025. Taipei: Low Carbon Power, 2025. Disponível em: <<https://lowcarbonpower.org/region/Switzerland>>. Acesso em: 18 nov. 2025.

MEGAWHAT. Agentes aprovam orçamento da CCEE para 2026. São Paulo, 13 out. 2025. Disponível em: <https://megawhat.uol.com.br/mercado-energetico/agentes-aprovam-orcamento-de-r-3746-milhoes-para-a-ccee-em-2026/>. Acesso em: 22 out. 2025.

MEGAWHAT. Descontos no fio estão suspensos até regulamentação da Aneel, decide TCU. 31 jan. 2024. Disponível em: <https://www.megawhat.energy/economia-e-politica/congresso/descontos-no-fio-estao-suspensos-ate-regulamentacao-da-aneel-resolve-tcu/>. Acesso em: 30 out. 2025.

MME – Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia 2050. Brasília: MME/EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-2050>. Acesso em: 30 out. 2025.

OLIVEIRA, Brunna dos Santos. Estudo da viabilidade de migração para o mercado livre de energia: caso do IFPE campus Recife. 2022. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Pernambuco, Campus Garanhuns, Garanhuns, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/handle/123456789/815>>. Acesso em: 10 out. 2025.

OLIVEIRA, D. R. Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.

OLIVEIRA, Francisco José Arteiro de (org.). O planejamento da operação energética no Sistema Interligado Nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga. São Paulo: Artliber Editora Ltda., 2020. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-O-PLANEJAMENTO-DA-OPERA%C3%87%C3%83O-ENERG%C3%89TICA-NO-SISTEMA%20INTERLIGADO-NACIONAL.pdf>>. Acesso em: 14 nov. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. A operação energética – Relatório Anual 2014. Brasília, 2015. Disponível em: [https://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%200anuais/RA2014\\_ONS/a-opera%C3%A7%C3%A3o-energ%C3%A9tica.html](https://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%200anuais/RA2014_ONS/a-opera%C3%A7%C3%A3o-energ%C3%A9tica.html). Acesso em: 30 out. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Interligação de Roraima ao Sistema Interligado Nacional pela LT Manaus–Boa Vista. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11820>. Acesso em: 30 out. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional: conceitos, modelagem matemática, previsão de geração e carga. Rio de Janeiro: ONS, 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/O%20Planejamento%20da%20Operacao%20Energ%C3%A9tica%20no%20Sistema%20Interligado%20Nacional%20conceitos,%20modelagem%20matem%C3%A1tica,%20previs%C3%A3o%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20carga.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Procedimentos de Rede – 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://ecmservice.ons.org.br/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%202.14-RQ\\_2022.11.pdf](https://ecmservice.ons.org.br/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/S%C3%BAbmodulo%202.14-RQ_2022.11.pdf)>. Acesso em: 19 nov. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório anual – exercício de 2001. Brasília: ONS, [2002]. Disponível em: [https://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%200anuais/relatorio\\_anual\\_2001.pdf](https://www.ons.org.br/sites/multimedia/Documentos%20Compartilhados/relatorios%200anuais/relatorio_anual_2001.pdf). Acesso em: 30 out. 2025.

ONS. Procedimentos de Rede. Brasília: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/procedimentos-de-rede>. Acesso em: 10 jun. 2025.

PINHEIRO, Caio Rodrigues. Guia do mercado livre de energia para consumidores livres e especiais. 2018. 114 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018. Disponível em: [https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/45061/1/2018\\_tcc\\_crpinheiro.pdf](https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/45061/1/2018_tcc_crpinheiro.pdf). Acesso em: 30 out. 2025.

PINTO, Gustavo Xavier de Andrade. Efeitos do perfil de carga e da modalidade de contratação sobre despesas com energia elétrica em campus universitário. 2018. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2018. Disponível em: [https://fotovoltaica.ufsc.br/Dissertacoes/Disserta%C3%A7%C3%A3o\\_Gustavo\\_Xavier\\_de\\_Andrade\\_Pinto.pdf](https://fotovoltaica.ufsc.br/Dissertacoes/Disserta%C3%A7%C3%A3o_Gustavo_Xavier_de_Andrade_Pinto.pdf). Acesso em: 9 jul. 2025.

PNUD – PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O DESENVOLVIMENTO. Documentation and downloads – Human Development Data Center. New York: PNUD, 2025. Disponível em: <https://hdr.undp.org/data-center/documentation-and-downloads>. Acesso em: 27 abr. 2025.

RIBEIRO, P. M. Setor elétrico, mercado livre e gestão estratégica. Revista Direito UNIFACS – Debate Virtual Interdisciplinar, Salvador, v. 28, n. 56, p. 1–20, 2024. Disponível em: <https://revistas.unifacs.br/index.php/redu/article/view/8920>. Acesso em: 13 nov. 2025.

ROEDEL, Lucas de Magalhães. Custos CCEE (R\$/MWh) entre maio/24 e abril/25: análise aplicada. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2025. Disponível em: [https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/266801/TCC\\_\\_\\_Lucas\\_de\\_Magalhaes\\_Roedel.pdf](https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/266801/TCC___Lucas_de_Magalhaes_Roedel.pdf). Acesso em: 29 set. 2025.

SANTOS, João Paulo Andrade. Estudo de viabilidade econômico-financeira da migração para o Ambiente de Contratação Livre e geração distribuída em uma microempresa do setor alimentício. 2025. 28 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Administração) – Faculdade de Gestão e Negócios, Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/47185/1/EstudoViabilidadeEconomico.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2025.

SIQUEIRA, Pollyana Moraes. Tarifas de energia elétrica no Brasil. 2013. 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2013. Disponível em: <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/xmlui/handle/riufcg/18314>. Acesso em: 9 jul. 2025.

SOUZA, R. T. G. Análise do consumo de energia elétrica e da eficiência energética em uma indústria de processamento de madeira. 2010. 145 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2010. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/handle/11449/91845>. Acesso em: 14 jun. 2025.

TRADING ECONOMICS. Unemployment rate – countries – list. Porto: Trading Economics, [s.d.]. Disponível em: <https://tradingeconomics.com/country-list/unemployment-rate>. Acesso em: 19 nov. 2025.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. Germany's Energiewende. London, 2021. Disponível em: <<https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/energiewende>>. Acesso em: 15 nov. 2025.