



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RAUL ASSUNÇÃO SILVA**

**MODELAGEM ESTOCÁSTICA PARA ANÁLISE DE RISCO E VIABILIDADE  
ECONÔMICA NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA:  
ESTUDO DE CASO EM UM ÓRGÃO DA JUSTIÇA DO TRABALHO**

**FORTALEZA**

**2026**

RAUL ASSUNÇÃO SILVA

MODELAGEM ESTOCÁSTICA PARA ANÁLISE DE RISCO E VIABILIDADE  
ECONÔMICA NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO  
DE CASO EM UM ÓRGÃO DA JUSTIÇA DO TRABALHO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory

FORTALEZA

2026

RAUL ASSUNÇÃO SILVA

MODELAGEM ESTOCÁSTICA PARA ANÁLISE DE RISCO E VIABILIDADE  
ECONÔMICA NA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO  
DE CASO EM UM ÓRGÃO DA JUSTIÇA DO TRABALHO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

---

Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory (Orientadora)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dra. Ruth Pastora Saraiva Leão  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Andre Luiz Firmino Gonzaga  
Tribunal Regional do Trabalho da Sétima Região

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, especialmente à minha mãe Iolanda e ao meu pai Sérgio, por terem me dado apoio nos meus estudos.

À minha orientadora, Profa. Dra. Raquel Cristina Filiagi Gregory, por me guiar atenciosamente em cada passo na criação desse trabalho de conclusão de curso.

Aos meus amigos Carolina, Nathanael, Natiara, Caio, pelo apoio emocional e acadêmico na minha jornada na graduação.

À Coordenadoria de Manutenção do Tribunal Regional do Trabalho da Sétima Região, pela disponibilização dos dados essenciais para esta pesquisa e pela contribuição à minha formação profissional.

*“Quando se sonha sozinho é apenas um sonho.  
Quando se sonha juntos é o começo da realidade.”*

*— Cervantes*

## RESUMO

A energia elétrica representa um custo expressivo para a administração pública brasileira, de modo que estratégias de otimização dos custos com eletricidade são fundamentais para a alocação eficiente de recursos e melhor aproveitamento do investimento público. Sob a perspectiva econômica, a migração para o Ambiente de Contratação Livre emerge como uma alternativa viável para a redução de custos. Todavia, esse processo envolve riscos inerentes, destacando-se a incerteza associada à exposição ao Mercado de Curto Prazo e às oscilações no volume de consumo de eletricidade. Diante das considerações levantadas, e este trabalho tem o objetivo de analisar a viabilidade econômica e os riscos da migração de unidades consumidoras de um órgão da Justiça do Trabalho para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) utilizando modelagem estocástica. Através da Simulação de Monte Carlo, foram modeladas incertezas como a volatilidade do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e variações de consumo. Os resultados demonstraram uma economia média de 28% em relação ao mercado cativo, com 0% de probabilidade de prejuízo financeiro anual nos 10.000 cenários simulados. Conclui-se que a migração oferece alta segurança econômica e eficiência na gestão de recursos públicos.

**Palavras-chave:** Mercado Livre de Energia. Simulação de Monte Carlo. Gestão Pública. Análise de Risco. Modelagem Estocástica.

## ABSTRACT

Electricity represents a significant cost for Brazil's public administration, making strategies to optimize electricity expenses essential for the efficient allocation of resources and better utilization of public investment. From an economic perspective, migration to the Free Contracting Environment (ACL) emerges as a viable alternative for cost reduction. However, this process involves inherent risks, most notably the uncertainty associated with exposure to the Short-Term Market and fluctuations in electricity consumption volume. Given these considerations, this work aims to analyze the economic feasibility and risks of migrating consumption units of a Labor Justice body to the Free Contracting Environment (ACL) using stochastic modeling. Through Monte Carlo Simulation, uncertainties such as the volatility of the Settlement Price for Differences (PLD) and consumption variations were modeled. The results demonstrated an average saving of 28% compared to the regulated market, with a 0% probability of annual financial loss in the 10,000 simulated scenarios. It is concluded that migration offers high economic security and efficiency in the management of public resources.

**Keywords:** Free Energy Market. Monte Carlo Simulation. Public Management. Risk Analysis. Stochastic Modeling.

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IQR	Intervalo Interquartilico
MMC	Método de Monte Carlo
MME	Ministério de Minas e Energia
MCP	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TRT	Tribunal Regional do Trabalho
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFC	Universidade Federal do Ceará

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
1.1 Justificativa	14
1.2 Objetivos	15
1.2.1 Objetivo Geral:	15
1.2.2 Objetivos Específicos:	15
1.3 Estrutura	15
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>17</b>
2.1. O Setor Elétrico Brasileiro	17
2.2. Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	19
2.2.1. Estrutura Tarifária no ACR	19
2.2.2. Definição dos Horários Tarifários	20
2.2.3. Componentes da Tarifa Binômia (Grupo A)	21
2.2.4. Modalidades Tarifárias do Grupo A	22
2.2.5. Sistema de Bandeiras Tarifárias	23
2.3. Ambiente de Contratação Livre (ACL)	24
2.3.1. Agentes e Estrutura do Mercado	25
2.3.2. Princípios Fundamentais da Negociação no ACL	25
2.3.3. Modalidades de Contratação de Volume	26
2.3.4. Mercado de Curto Prazo e o Preço de Liquidação das Diferenças	26
2.3.5. Cálculo do Custo Total	28
2.3.6. Modelos de Comercialização: Varejista e Atacadista	28
2.3.7. Riscos na Migração para o Mercado Livre de Energia	29
2.4. Métodos de Análise de Risco	29
2.5. Método de Monte Carlo	31
<b>3. METODOLOGIA</b>	<b>33</b>
3.1. Caracterização das Unidades Consumidoras	34
3.2. Coleta e Tratamento de Dados	35
3.2.1. Dados de Entrada	35
3.3. Modelagem do Método de Monte Carlo	37
3.3.1. Variáveis e suas distribuições	37
3.3.2. Construção do Modelo no Excel	38
<b>4. ANÁLISE, RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>41</b>
4.1. Análise do Cenário Base	41
4.2. Resultados da Simulação de Monte Carlo	45
4.3. Limitações do Trabalho	54
<b>5. CONCLUSÃO</b>	<b>57</b>
<b>6. REFERÊNCIAS</b>	<b>60</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica representa um insumo estratégico e de elevado impacto financeiro para entidades do setor público, uma vez que está diretamente associada à operação contínua de serviços essenciais, como saúde, educação, segurança pública e administração governamental. Em muitos casos, os gastos com energia elétrica configuram-se como uma das principais despesas correntes dessas instituições, o que torna a gestão eficiente desse recurso uma preocupação central da administração pública. Nesse contexto, a busca por alternativas que permitam maior racionalização de custos, previsibilidade orçamentária e eficiência econômica tem impulsionado o interesse pelo Ambiente de Contratação Livre (ACL) no Brasil (SANTOS et al., 2020).

A abertura progressiva do ACL no país representa uma mudança estrutural no modelo de comercialização de energia elétrica, tradicionalmente concentrado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Enquanto no ACR os consumidores adquirem energia das distribuidoras locais a tarifas reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no ACL os consumidores podem negociar diretamente com geradores ou comercializadoras, definindo livremente preços, prazos, volumes e condições contratuais. Essa liberdade contratual, embora potencialmente vantajosa, transfere ao consumidor uma parcela significativa dos riscos antes absorvidos pelo ambiente regulado, exigindo maior capacidade técnica e gerencial (CARVALHO; SZKLO, 2017).

O processo de abertura do mercado livre no Brasil teve início com a promulgação da Lei nº 9.074/1995, que permitiu a consumidores com elevada demanda contratada adquirir energia fora do mercado regulado. Desde então, o arcabouço regulatório vem sendo gradualmente ajustado para ampliar o acesso ao ACL, reduzindo os limites mínimos de carga e diversificando os agentes participantes. Um marco recente e relevante foi a edição da Portaria MME nº 50/2022, que possibilitou, a partir de janeiro de 2024, a migração de todos os consumidores do grupo A, independentemente da carga contratada. Essa medida acelerou significativamente o processo de liberalização do mercado, consolidando o

ACL como alternativa concreta ao ACR, inclusive para instituições públicas (FELICIANO, 2022).

Do ponto de vista econômico, a migração para o ACL pode proporcionar ganhos expressivos ao setor público. A possibilidade de negociar contratos de longo prazo, escolher estruturas tarifárias mais adequadas ao perfil de consumo e optar por fontes específicas de geração como energias renováveis, amplia o leque de estratégias disponíveis para redução de custos. Estudos empíricos indicam que consumidores que realizaram a migração de forma planejada obtiveram economias significativas em relação às tarifas reguladas, sobretudo em períodos de preços baixos no mercado livre (SOUZA, 2024; SCHMITT, 2023). Esses ganhos são particularmente relevantes para órgãos públicos que enfrentam restrições orçamentárias crescentes.

Além da redução de custos, a previsibilidade orçamentária é frequentemente apontada como um dos principais benefícios do ACL. Contratos bem estruturados permitem a fixação de preços ou a adoção de mecanismos de proteção contra oscilações extremas, o que facilita o planejamento financeiro de médio e longo prazo. Para o setor público, essa previsibilidade é fundamental, uma vez que os orçamentos são definidos antecipadamente e sujeitos a rígidos controles legais e administrativos (SILVA; PEREIRA, 2019).

Entretanto, a migração para o ACL não está isenta de riscos. Um dos principais elementos de incerteza é a exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP), cujo principal indicador é o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Esse preço reflete as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e é fortemente influenciado por fatores como hidrologia, disponibilidade do parque gerador, restrições de transmissão e comportamento da demanda. Como resultado, o PLD apresenta elevada volatilidade, podendo variar significativamente entre períodos e submercados (MACEIRA et al., 2018).

Para consumidores com contratos mal dimensionados, a exposição ao PLD pode gerar custos adicionais expressivos, anulando ou até superando os benefícios econômicos inicialmente esperados com a migração. Esse risco é particularmente relevante para entidades públicas, cujo perfil de consumo pode apresentar variações

significativas decorrentes de fatores operacionais, administrativos ou conjunturais. Assim, a adequada projeção de consumo e o correto dimensionamento contratual tornam-se aspectos críticos no processo decisório (SANTOS et al., 2020).

Outro desafio importante refere-se à variabilidade do consumo ao longo do tempo. Picos de demanda, sazonalidade e alterações inesperadas no uso de instalações podem dificultar a previsão precisa das necessidades energéticas. No setor público, essas variações podem ser agravadas por mudanças de políticas públicas, expansão de serviços, eventos emergenciais ou reorganizações administrativas. Tais fatores reforçam a necessidade de análises de sensibilidade e da construção de cenários conservadores nos estudos de viabilidade (SCHMITT, 2023).

Adicionalmente, a migração para o ACL exige maior maturidade institucional no que se refere à governança e à gestão contratual. Diferentemente do ACR, em que a distribuidora assume a maior parte das responsabilidades relacionadas ao suprimento, no mercado livre o consumidor passa a ser corresponsável pela gestão do contrato, pelo acompanhamento do consumo e pelo monitoramento das condições de mercado. A ausência de equipes técnicas capacitadas ou de assessoria especializada pode comprometer a eficiência da migração e aumentar a exposição a riscos financeiros e regulatórios (SILVA; PEREIRA, 2019).

Nesse sentido, a literatura especializada destaca a importância da utilização de ferramentas de análise econômica e financeira para embasar a decisão de migração. Métodos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e análise de sensibilidade são amplamente utilizados para comparar cenários, avaliar riscos e mensurar a viabilidade econômica da migração ao ACL (SCHMITT, 2023). Essas metodologias permitem incorporar incertezas relacionadas a preços, consumo e encargos, fornecendo uma base mais robusta para a tomada de decisão.

Além das análises quantitativas, estratégias de mitigação de risco são recomendadas, como a diversificação de contratos, a adoção de cláusulas de flexibilidade, a contratação escalonada de volumes e o monitoramento contínuo do mercado. Essas práticas contribuem para reduzir a vulnerabilidade dos

consumidores às oscilações do PLD e aumentam a resiliência financeira das instituições públicas diante de cenários adversos (CARVALHO; SZKLO, 2017).

Dessa forma, a migração do ACR para o ACL deve ser compreendida como uma decisão estratégica de médio e longo prazo, que transcende a simples comparação de tarifas. Para o setor público, essa decisão envolve considerações econômicas, técnicas, institucionais e regulatórias, exigindo planejamento cuidadoso e governança adequada. Quando conduzida de maneira criteriosa, a migração pode resultar em ganhos significativos de eficiência econômica, contribuir para a sustentabilidade fiscal e promover uma gestão mais racional dos recursos públicos, sem comprometer a segurança do suprimento energético.

### **1.1 Justificativa**

A realização deste estudo justifica-se, primeiramente, pelo expressivo potencial de economia de recursos públicos associado à adoção de estratégias mais eficientes de contratação de energia elétrica, especialmente no contexto da migração de unidades consumidoras do setor público para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Diante do cenário de restrições orçamentárias e da necessidade crescente de racionalização dos gastos governamentais, a gestão eficiente da energia elétrica assume papel estratégico na administração pública. Nesse sentido, a análise aprofundada dos custos, riscos e benefícios envolvidos no processo de migração contribui para a otimização da alocação de recursos, promovendo maior eficiência administrativa, previsibilidade orçamentária e transparência na utilização do dinheiro público.

Além disso, o trabalho apresenta uma relevante contribuição metodológica ao empregar uma modelagem estocástica a partir da simulação de Monte Carlo, utilizada como ferramenta de análise de risco aplicada a um problema real do setor público caracterizado por elevada incerteza e volatilidade de preços. Essa abordagem permite uma avaliação mais precisa dos diferentes cenários possíveis, incorporando variáveis aleatórias e riscos de mercado que influenciam diretamente os resultados econômicos da migração para o ACL. Ao fornecer informações quantitativas e qualificadas, o estudo subsidia a tomada de decisões estratégicas por parte dos gestores públicos, reduzindo a subjetividade do processo decisório e

ampliando a segurança institucional. Dessa forma, a pesquisa não apenas reforça a importância do uso de métodos quantitativos avançados na gestão energética pública, como também estimula sua aplicação em outros contextos administrativos que envolvem riscos, variabilidade de mercado e impactos financeiros relevantes.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo Geral:**

Analisar a viabilidade econômica e os potenciais riscos associados à migração das unidades consumidoras de um Órgão da Justiça do Trabalho para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), utilizando modelagem estocástica para avaliar incertezas e apoiar a tomada de decisão baseada em probabilidades.

### **1.2.2 Objetivos Específicos:**

- Coletar e analisar o histórico de consumo e custo das unidades consumidoras do órgão da Justiça Federal.
- Identificar e modelar as principais fontes de incerteza do ACL.
- Desenvolver um modelo estocástico a partir da simulação de Monte Carlo para quantificar a economia esperada e os riscos financeiros.
- Analisar a distribuição de probabilidade do resultado financeiro e a sensibilidade às variáveis de entrada.

## **1.3 Estrutura**

Este trabalho está organizado em seis capítulos, dispostos de forma a conduzir o leitor desde a contextualização do problema até as conclusões e recomendações finais, conforme descrito a seguir:

- O primeiro capítulo apresenta o tema, a justificativa e os objetivos da pesquisa. Contextualiza a importância da gestão energética no setor público, a abertura do Mercado Livre de Energia (ACL) no Brasil e os principais riscos

e oportunidades associados à migração de unidades consumidoras do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para o ACL.

- O Capítulo 2 Revisa os conceitos essenciais para a compreensão do estudo. Aborda a estrutura do setor elétrico brasileiro, as características e tarifas do mercado cativo (ACR) e do mercado livre (ACL), os riscos envolvidos na migração e, por fim, os métodos de análise de risco, com destaque para o Método de Monte Carlo.
- O Capítulo 3 detalha os procedimentos adotados para a realização da pesquisa. Inclui a caracterização das unidades consumidoras estudadas, a coleta e o tratamento dos dados históricos de consumo e preços (PLD), e a modelagem estocástica utilizando a Simulação de Monte Carlo no software Microsoft Excel, explicando as variáveis, distribuições de probabilidade e o processo de simulação.
- O Capítulo 4 apresenta e analisa os dados obtidos. Inicia com a análise do cenário base (determinístico), comparando os custos entre ACR e ACL. Em seguida, expõe os resultados das 10.000 simulações de Monte Carlo para os contratos Flat e Sazonal, incluindo tabelas resumo, gráficos de distribuição (histogramas, boxplots e curva S) e a análise da probabilidade de prejuízo mensal. Por fim, discute as implicações dos resultados no contexto da gestão pública e da tomada de decisão.
- No Capítulo 5 são sintetizadas as principais descobertas do estudo, reafirmando a viabilidade econômica e a segurança financeira da migração para o ACL. Ressalta as contribuições metodológicas do uso da Simulação de Monte Carlo e apresenta recomendações práticas para a implementação da migração, com ênfase na modalidade de contrato sazonal.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

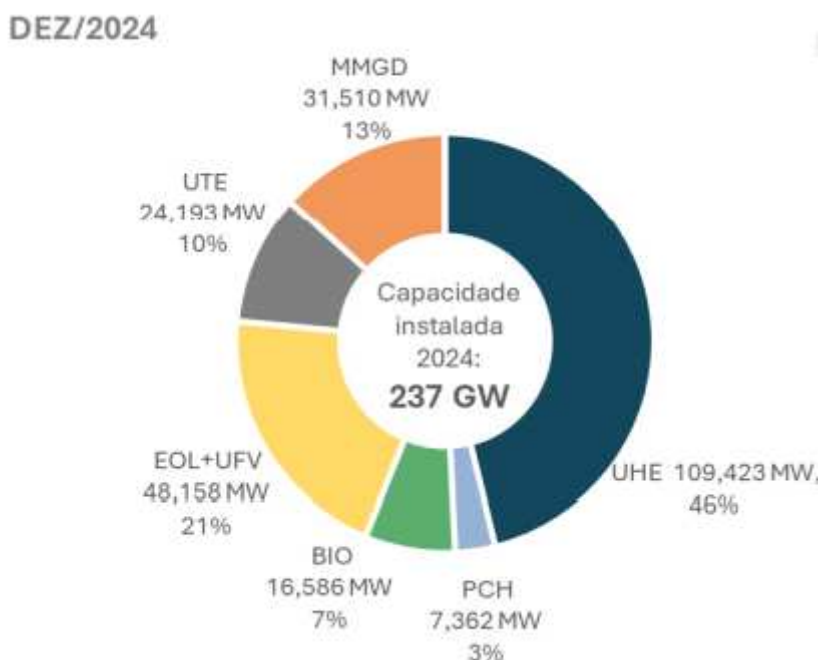
Este capítulo estabelece a base conceitual necessária para a compreensão do estudo. São apresentados os principais elementos que compõem o setor elétrico brasileiro, as características dos mercados regulado e livre, e os métodos quantitativos utilizados para avaliação de risco, com ênfase na Simulação de Monte Carlo.

### 2.1. O Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro é estruturado em quatro pilares fundamentais: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

A etapa de geração envolve usinas de grande porte responsáveis por produzir eletricidade, destacando-se as hidrelétricas, termelétricas e renováveis. A atual configuração dessa estrutura produtiva pode ser observada na Figura 2.1. Conforme os dados de capacidade instalada de dezembro de 2024, a predominância hidrelétrica (UHE) ainda é expressiva, representando 46% (109.423 MW) da matriz. Contudo, observa-se um crescimento acelerado das fontes renováveis intermitentes, como a eólica e solar (EOL+UFV), que já alcançam 21% (48.158 MW) de participação, somadas aos 13% provenientes de micro e minigeração distribuída (MMGD). As termelétricas (UTE), por sua vez, detêm uma fatia de 10% (24.193 MW), desempenhando um papel estratégico na segurança do sistema como fonte de despacho firme, especialmente em períodos de *escassez hídrica*. Esse mix produtivo reforça a transição para uma matriz mais diversificada, onde a intermitência das renováveis exige ferramentas de análise de risco cada vez mais robustas para a gestão no ACL.

Figura 2.1 - Matriz de Capacidade Instalada no Brasil (Dezembro/2024).



Fonte: Adaptado de EPE (2024)

A transmissão compreende o transporte da energia produzida até os centros consumidores, utilizando extensas redes de alta tensão. Esse conjunto de infraestrutura é majoritariamente controlado por empresas privadas (concessionárias de transmissão) dado o caráter estratégico do serviço que são outorgados a partir de leilões.

A distribuição, por sua vez, representa o elo que entrega a energia ao usuário final. Sua operação depende da ampla capilaridade das redes locais, exploradas por concessionárias que atuam em regime de monopólio em áreas geográficas específicas.

O segmento de comercialização tem como responsabilidade intermediar a compra de energia junto aos geradores e a venda aos agentes atuantes no ambiente de contratação livre, funcionando como um elo de mercado que complementa a cadeia elétrica.

Todos esses segmentos geração, transmissão, distribuição e comercialização, tanto no mercado regulado quanto no mercado livre operam de forma integrada no Sistema Interligado Nacional (SIN). A coordenação desse sistema unificado é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que garante a operação segura e contínua da matriz energética do país (OZORIO, 2015)

## **2.2. Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**

O Ambiente de Contratação Regulada, ou mercado cativo de energia elétrica, corresponde ao ambiente no qual os consumidores são atendidos exclusivamente pela distribuidora concessionária responsável pela área geográfica em que estão localizados, não havendo possibilidade de escolha do fornecedor de energia. Nesse modelo, o fornecimento ocorre de forma obrigatória, sendo as condições contratuais e tarifárias previamente estabelecidas e reguladas pelo poder público (BRASIL, 1995; ANEEL, 2023).

As tarifas praticadas no mercado cativo são definidas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que considera, em sua composição, os custos de geração, transmissão e distribuição de energia, além de encargos setoriais e tributos. Os reajustes e revisões tarifárias periódicas têm como objetivo assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, bem como a modicidade tarifária e a continuidade do serviço público prestado (ANEEL, 2023).

Esse ambiente de contratação atende predominantemente consumidores residenciais, pequenos estabelecimentos comerciais, consumidores rurais e serviços públicos, que, em geral, não possuem demanda suficiente ou condições técnicas para migração ao mercado livre de energia. Apesar de apresentar menor flexibilidade contratual quando comparado ao ambiente de contratação livre, o mercado cativo desempenha papel fundamental na universalização do acesso à energia elétrica e na garantia da segurança do suprimento energético nacional (CCEE, 2022).

### **2.2.1. Estrutura Tarifária no ACR**

A estrutura tarifária do mercado cativo é segmentada de acordo com a tensão de fornecimento. Os consumidores residenciais, comerciais e de baixa potência em geral, enquadrados no Grupo B, estão sujeitos a uma tarifa monômnia. Nessa modalidade, o custo da energia é representado por um valor único (em R\$/kWh) que

agrega, em uma única parcela, os componentes de Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Em contraste, os consumidores de Grupo A — que possuem tensão de fornecimento igual ou superior a 2,3 kV, como é o caso do órgão em estudo — são regidos por uma tarifa binômica, onde os custos de energia (TE) e de uso do sistema (TUSD) são discriminados e calculados separadamente.

### **2.2.2. Definição dos Horários Tarifários**

A definição dos horários tarifários constitui um dos principais instrumentos de sinalização econômica aplicados aos consumidores enquadrados no Grupo A, os quais são atendidos em média e alta tensão. A diferenciação entre os períodos de horário de ponta e horário fora de ponta tem como finalidade refletir as variações nos custos de operação do sistema elétrico, bem como induzir comportamentos mais eficientes no uso da energia elétrica (ANEEL, 2023).

- Horário de ponta do Sistema Interligado Nacional (SIN): Período diário de maior demanda nacional, com estresse operacional e custos marginais elevados, frequentemente supridos por termelétricas.
- Horário de ponta tarifário: Intervalo definido pela distribuidora local para aplicação de tarifas diferenciadas, geralmente dentro da janela de ponta do SIN, utilizado para fins comerciais e de faturação.

Para fins deste estudo, considera-se o horário de ponta tarifário estabelecido pela concessionária local, uma vez que é este que efetivamente incide sobre a tarifa do consumidor e orienta suas decisões de consumo e gestão energética.

No caso específico da área de concessão analisada, atendida pela Enel Distribuição Ceará, a delimitação vigente para os horários tarifários é a seguinte (ENEL CE, 2023):

- Horário de Ponta: Das 18h às 21h, de segunda-feira a sábado.

- Horário Fora de Ponta: Compreende todo o restante do dia, incluindo domingos, feriados nacionais e sábados que antecedem ou sucedem um feriado nacional na segunda-feira.

Essa estrutura tarifária tem como objetivo principal promover a gestão energética do sistema, estimulando o deslocamento do consumo para o horário de menor demanda e conseqüentemente contribuindo para a modicidade tarifária e para eficiência do setor elétrico. Conforme destacado por Pereira et al. (2018), adoção de tarifas diferenciadas ao longo do dia permite reduzir picos de carga, minimizar investimentos em expansão da infraestrutura e aumentar a confiabilidade do suprimento. Além disso a distinção entre ponta e fora de ponta proporciona ao consumidor do Grupo A maior previsibilidade e capacidade de planejamento energético uma vez que possibilita a adoção de estratégias operacionais e tecnológicas voltadas à otimização do consumo como a utilização de sistemas de automação, armazenamento de energia e adequação de processos produtivos (SILVA; FINARDI, 2020)

Dessa forma, a definição dos horários tarifários não se limita à cobrança diferenciada, mas configura-se como mecanismo regulatório essencial para o equilíbrio econômico e operacional do sistema elétrico brasileiro. Alinhando os interesses dos agentes consumidores, das distribuidoras e do operador do sistema.

### **2.2.3. Componentes da Tarifa Binômia (Grupo A)**

Conforme estabelecido pela ANEEL, a fatura de energia do Grupo A é composta por dois grandes componentes (ANEEL, 2021):

1. Tarifa de Energia (TE): a TE aplicável aos consumidores do Grupo A é composta por múltiplos subcomponentes, incluindo a TE Energia (commodity), TE Transporte (rede de transmissão), TE Perdas e TE Encargos Setoriais. No Ambiente de Contratação Livre, apenas o subcomponente 'TE Energia' é passível de livre negociação. Os demais componentes permanecem como obrigações financeiras do consumidor, sendo liquidados por meio de mecanismos específicos, como o Contrato de Uso do Sistema de

Transmissão (CUST) e a repartição de encargos setoriais operada pela CCEE (ANEEL, 2021; 2022).

2. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): Constitui a remuneração pelo uso da infraestrutura física (redes, subestações, medição) da concessionária local. Sua cobrança combina:

- Componente de Demanda (R\$/kW): Parcela fixa ou de disponibilidade, cobrada sobre a potência (kW) contratada pelo consumidor, independentemente do uso integral.
- Componente de Consumo (R\$/kWh): Parcela variável, aplicada sobre cada kWh consumido, análoga à lógica da TE, porém para custear exclusivamente a distribuição.

#### 2.2.4. Modalidades Tarifárias do Grupo A

Para os consumidores do Grupo A, a regulamentação prevê duas modalidades tarifárias optativas, cuja diferença central reside na forma de cobrança do componente de demanda da TUSD (ANEEL, 2021).

**Modalidade Verde (Demanda Única):** Caracteriza-se pela aplicação de um único patamar de cobrança pela demanda contratada, válido para todas as 24 horas do dia. A expressão para seu custo total (VT), antes dos impostos, é dada pela equação (2.1):

$$\begin{aligned}
 VT_{Verde} = & (Consumo_{ponta} * TE_{ponta}) + (Consumo_{fora_{ponta}} * \\
 & TE_{fora_{ponta}}) + (Demanda_{contratada} \text{ ponta ou fora de ponta} * \\
 & TUSD_{demanda}) \\
 & + (Consumo_{total} * TUSD_{consumo}) + Encargos + Impostos
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

A Modalidade Verde é geralmente mais vantajosa para consumidores cujas cargas operam de forma contínua ou que não apresentam variações significativas de

demanda entre os diferentes períodos tarifários. Assim, unidades consumidoras com perfil de consumo estável tendem a obter maior previsibilidade de custos e menor complexidade na gestão da demanda contratada, tornando essa modalidade uma alternativa eficiente sob o ponto de vista econômico e operacional (MME, 2022).

Nesse contexto, a Tarifa de Energia (TE) é diferenciada conforme os períodos de ponta e fora de ponta, enquanto a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) aplicada à demanda permanece única, independentemente do horário de utilização (ANEEL, 2020).

**Modalidade Azul (Demanda Dupla):** Nesta modalidade, a cobrança da demanda é desdobrada em dois patamares distintos e independentes: um específico para o horário de ponta e outro para o horário fora de ponta. Sua fórmula de custo é expressa no cálculo (2.2):

$$\begin{aligned}
 VT_{Azul} = & (Consumo_{ponta} * TE_{ponta}) + (Consumo_{fora_{ponta}} * \\
 & TE_{fora_{ponta}}) + (Demanda_{medida_{ponta}} * TUSD_{demanda_{ponta}}) + \\
 & (Demanda_{medida_{fora_{ponta}}} * TUSD_{demanda_{fora_{ponta}}}) + \\
 & (Consumo_{total} * TUSD_{consumo}) + Encargos + Impostos .
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

A Modalidade Azul beneficia consumidores capazes de realizar uma gestão ativa de sua curva de carga, reduzindo de forma comprovada a demanda medida no período de ponta, por exemplo, por meio do acionamento de geração própria (CCEE, 2022).

### 2.2.5. Sistema de Bandeiras Tarifárias

Além das tarifas fixas descritas, incide sobre o componente TE o sistema de Bandeiras Tarifárias. Trata-se de um mecanismo de sinalização econômica de curto prazo, criado pela ANEEL, que adiciona um custo variável (R\$/kWh) à conta de luz, conforme as condições de geração de energia no país (ANEEL, 2021). O acréscimo é calculado por (2.3):

$$\text{Acréscimo\_Bandeira} = \text{Consumo\_total} * \text{Valor\_da\_Bandeira} \quad (2.3)$$

Os níveis (Verde, Amarela, Vermelha Patamar 1 e Vermelha Patamar 2) são definidos mensalmente, refletindo majoritariamente o custo do acionamento de usinas termelétricas em períodos de escassez hídrica, introduzindo volatilidade ao custo final.

### **2.3. Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), também conhecido como Mercado Livre de Energia, caracteriza-se como um espaço de comercialização no qual os agentes do setor elétrico possuem autonomia para negociar as condições de compra e venda de energia elétrica. Esse ambiente foi instituído pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que estabeleceu as bases para a organização do setor elétrico brasileiro, promovendo maior competitividade e eficiência econômica na comercialização de energia (BRASIL, 2004).

Diferentemente do Ambiente de Contratação Regulada, no ACL os consumidores têm a possibilidade de escolher seus fornecedores, bem como definir livremente aspectos contratuais como preço, volume, prazo e condições de fornecimento. Essa flexibilidade contratual permite que consumidores e geradores ajustem suas negociações de acordo com suas estratégias e necessidades específicas, reduzindo custos e ampliando a previsibilidade dos gastos com energia elétrica (MME, 2022).

A regulamentação e a fiscalização do Ambiente de Contratação Livre são atribuídas à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em conjunto com o Ministério de Minas e Energia (MME), que estabelece normas, diretrizes e políticas públicas voltadas ao adequado funcionamento do mercado. Dessa forma, o ACL desempenha um papel fundamental na modernização do setor elétrico brasileiro, ao incentivar a livre concorrência, a eficiência econômica e a diversificação das relações comerciais no fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2021).

### 2.3.1. Agentes e Estrutura do Mercado

O ACL é composto por uma cadeia de agentes com papéis distintos (ANEEL, 2023):

1. Consumidores Livres ou Especiais: Unidades consumidoras que atendem aos requisitos de demanda e tensão estabelecidos em normativa (atualmente, qualquer consumidor atendido em alta tensão para migração imediata), eles têm a liberdade de escolher seu fornecedor.
2. Geradores e Comercializadores: Empresas autorizadas pela ANEEL a vender energia. Os geradores produzem a energia, enquanto os comercializadores atuam como intermediários, adquirindo energia no atacado para revender no varejo.
3. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): Entidade responsável pela liquidação financeira e contábil de todas as transações no mercado, atuando como uma "bolsa" ou câmara de compensação, além disso, ela é responsável pela operacionalização, gestão e liquidação financeira do mercado, garantindo que as transações entre agentes ocorram de forma transparente e segura (CCEE, 2022)
4. Distribuidoras: Continuam responsáveis pela operação, manutenção e leitura da rede de distribuição física, faturando o componente TUSD.

### 2.3.2. Princípios Fundamentais da Negociação no ACL

A base do custo da energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) assenta-se sobre dois pilares definidos por livre negociação entre as partes: o volume de energia a ser fornecido e o preço a ser pago por este volume. A partir desta negociação primária, estruturas de contrato mais complexas são definidas para otimizar custos e gerenciar riscos.

**Volume Contratado:** Antes da migração, o consumidor do Grupo A deve estimar e contratar uma quantidade mensal de energia (em MWh) que será

fornecida pelo vendedor. A precisão desta estimativa é crucial, pois desvios em relação ao consumo real geram ajustes financeiros no mercado de curto prazo.

**Tarifa de Energia** : Em paralelo, as partes negociam livremente o valor a ser pago por cada unidade de energia contratada (geralmente em R\$/MWh). Este preço, travado por um prazo determinado, é a principal fonte de previsibilidade de custos no ACL, em contraste com a tarifa regulada e variável do mercado cativo.

### **2.3.3. Modalidades de Contratação de Volume**

A definição do Volume Contratado ao longo do tempo pode seguir duas abordagens principais, conforme a capacidade de previsão do consumidor (CCEE, 2024):

1. **Contratação por Carga Fixa (Flat):** Neste modelo, o consumidor estabelece um volume único e constante de energia para todos os meses do ano, baseado em sua média histórica anual. Esta modalidade caracteriza-se pela constância do compromisso de compra ao longo do período contratual (CCEE, 2024).
2. **Contratação por Cronograma de Carga (Sazonal):** Neste modelo, o consumidor especifica volumes mensais diferenciados, elaborados a partir da análise do seu histórico de consumo sazonal. Esta modalidade permite que o compromisso de compra seja ajustado para refletir variações previsíveis na demanda ao longo do ano, conforme previsto nos procedimentos de registro de contratos (CCEE, 2024).

### **2.3.4. Mercado de Curto Prazo e o Preço de Liquidação das Diferenças**

Um elemento estrutural e relevante do ACL é o Mercado de Curto Prazo, também conhecido como Mercado Spot, e seu principal indicador, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Este não é um ambiente de contratação principal,

mas sim um mecanismo de liquidação financeira e equilíbrio do sistema, operado pela CCEE, que se sobrepõe ao mercado de contratos (CCEE, 2022).

O PLD é o preço horário da energia neste mercado de ajuste. Ele é calculado pela CCEE com base em um sofisticado modelo matemático de otimização de custos (modelo NEWAVE), que considera o custo marginal de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este custo é dinâmico e reflete, a cada momento, as condições de oferta e demanda, tais como a disponibilidade hídrica nos reservatórios, a geração eólica e solar, o custo do combustível para termelétricas e a demanda total de energia (EPE, 2023; CCEE, 2024). Em períodos de abundância de recursos (ex.: chuvas intensas), o PLD tende a valores baixos. Em situações de escassez (ex.: estiagem prolongada), o custo marginal sobe drasticamente, e o PLD pode alcançar patamares extremamente elevados, refletindo o custo de acionamento das usinas termelétricas mais caras para garantir a segurança do suprimento.

A função primordial do PLD no ACL é liquidar financeiramente as diferenças entre o volume de energia efetivamente consumido e o volume previamente contratado no mercado de médio/longo prazo. Para o consumidor livre, este mecanismo se materializa da seguinte forma, representado pela expressão (2.4) geral de ajuste:

$$Ajuste\_Financeiro = (Consumo\_Real - Volume\_Contratado) * PLD \quad (2.4)$$

A aplicação desta equação segue duas lógicas operacionais e de risco distintas:

1. Cenário de Subcontratação (Consumo > Contratado): Quando o consumo real supera o volume assegurado por contrato, o consumidor precisa comprar a energia excedente no mercado spot, ao preço do PLD vigente. Neste caso, o Ajuste Financeiro resulta em um custo adicional à sua fatura base.
2. Cenário de Sobrecontratação (Consumo < Contratado): Quando o consumo real é inferior ao volume contratado, o excedente da contratação é vendido pela CCEE no mercado spot, também ao preço do PLD. Neste caso, o Ajuste\_Financeiro resulta em um crédito (ou redução de custo).

### 2.3.5. Cálculo do Custo Total

Integrando todos os componentes discutidos a energia negociada, o ajuste pelo PLD e os custos regulados de rede, é obtida a fórmula geral para o Custo Total ( $C_T$ ) de um consumidor no ACL em um determinado mês pode ser expressa como (2.5):

$$C_T = [ (Volume\_Contratado * Tarifa\_De\_Energia) + ((Consumo\_Real - Volume\_Contratado) * PLD) ] + [ (Demanda\_Medida * TUSD\_Demanda) + (Consumo\_Real * TUSD\_Consumo) ] + Encargos + Impostos \quad (2.5)$$

### 2.3.6. Modelos de Comercialização: Varejista e Atacadista

Os consumidores podem acessar o ACL por dois modelos principais, definidos pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.011/2022:

**Modelo Varejista (ou Comercializado):** O consumidor contrata os serviços de uma comercializadora varejista. Esta empresa atua como seu representante perante a CCEE, assumindo as obrigações de garantias financeiras e a gestão operacional. É um modelo que oferece maior simplicidade e transferência de riscos operacionais, sendo amplamente adotado por órgãos públicos e empresas que buscam foco em sua atividade-fim.

**Modelo Atacadista:** O consumidor torna-se um agente da CCEE, necessitando constituir garantias financeiras e manter uma estrutura para gestão das obrigações junto à Câmara. Oferece maior liberdade para negociar diretamente com geradores, porém com complexidade administrativa significativamente maior.

Neste trabalho as análises foram feitas como se o órgão atuasse como atacadista, ou seja, ele mesmo atua como agente. Isso foi feito para simplificar a análise dos cenários no ACL.

### **2.3.7. Riscos na Migração para o Mercado Livre de Energia**

A migração para o Ambiente de Contratação Livre oferece oportunidades de redução de custos, porém envolve riscos que exigem avaliação técnica criteriosa. Entre os principais riscos destacam-se a volatilidade dos preços de energia no mercado de curto prazo (PLD) e a possibilidade de exposição involuntária, caso o consumidor não contrate adequadamente seu portfólio. Estudos como o de (LIMA, 2018) evidenciam que fatores hidrológicos, variações na oferta e demanda e incertezas no despacho energético podem provocar flutuações significativas nos preços, aumentando o risco financeiro para consumidores que migram sem planejamento robusto. Além disso, (MEDEIROS, 2017) destaca que a ausência de um adequado modelo de previsão de consumo e de avaliação de cenários pode expor o consumidor a custos adicionais inesperados, reduzindo ou até anulando o potencial de economia esperado no ACL.

Outro conjunto de riscos envolve questões contratuais, regulatórias e operacionais. A literatura ressalta que contratos no ACL possuem maior complexidade e exigem conhecimento técnico para compreender cláusulas como flexibilidade, penalidades e indexadores, conforme argumentado por (SANTOS, 2010), que analisam a influência da incerteza contratual no desempenho econômico de consumidores livres. Ao mesmo tempo, Pereira (2020), aponta que mudanças regulatórias, como revisões tarifárias, alterações nas regras de lastro e mudanças no ambiente institucional, podem impactar diretamente a atratividade da migração. Dessa forma, o processo de entrada no ACL deve considerar não apenas os benefícios potenciais, mas também uma gestão de riscos estruturada, suportada por ferramentas de simulação e análise probabilística para garantir segurança econômica e energética.

## **2.4. Métodos de Análise de Risco**

Diversos modelos são empregados na análise de incertezas, previsão e apoio à tomada de decisão, cada qual com pressupostos e limitações específicas.

Os métodos determinísticos utilizam valores fixos para as variáveis e são adequados quando a variabilidade do sistema é reduzida; entretanto, não representam adequadamente o risco associado a fenômenos aleatórios (HILLIER; LIEBERMAN, 2013).

Os modelos probabilísticos analíticos, ou estocásticos, como a inferência bayesiana e os processos de Markov, incorporam incertezas por meio de distribuições de probabilidade conhecidas, porém exigem hipóteses matemáticas rigorosas que nem sempre refletem o comportamento real de sistemas complexos (ROSS, 2014; GELMAN et al., 2013).

Por sua vez, os modelos de séries temporais, como ARIMA e GARCH, são amplamente utilizados para previsão, mas dependem fortemente do comportamento histórico dos dados e podem perder desempenho diante de mudanças estruturais (BOX et al., 2016; TSAY, 2010). Além disso, simulações alternativas, como dinâmica de sistemas, simulação por eventos discretos e modelos baseados em agentes, permitem representar interações complexas, contudo demandam elevado esforço de modelagem e calibração (BANKS et al., 2010; STERMAN, 2000). Métodos de aprendizado de máquina apresentam alto poder preditivo, mas frequentemente carecem de interpretabilidade e exigem grandes volumes de dados confiáveis (HASTIE; TIBSHIRANI; FRIEDMAN, 2009).

Alternativamente, o método de Monte Carlo destaca-se como uma abordagem robusta e flexível para a análise de sistemas incertos. Sua principal vantagem consiste na capacidade de incorporar múltiplas fontes de incerteza simultaneamente, sem a necessidade de simplificações analíticas excessivas (RUBINSTEIN; KROESE, 2017). Por meio da amostragem aleatória de distribuições de probabilidade, o método possibilita estimar não apenas valores esperados, mas também a variabilidade, os eventos extremos e a probabilidade de ocorrência de diferentes cenários (METROPOLIS; ULAM, 1949). Ademais, o Monte Carlo pode ser aplicado a problemas altamente não lineares e de grande complexidade, nos quais métodos determinísticos ou analíticos se tornam inviáveis ou imprecisos (FISHMAN, 1996). Dessa forma, o método de Monte Carlo oferece uma representação mais realista do risco e da incerteza, sendo amplamente adotado em áreas como planejamento energético, finanças e análise de sistemas complexos. Neste trabalho

optou-se pela aplicação deste método em razão dos atributos mencionados, cujo detalhamento é apresentado na sequência.

## **2.5. Método de Monte Carlo**

O método de Monte Carlo consiste em usar técnicas de simulação que utilizam números aleatórios para resolver problemas determinísticos ou probabilísticos. Seu princípio básico consiste em repetir inúmeras vezes um experimento computacional, com variáveis geradas aleatoriamente, para observar o comportamento estatístico de um sistema. De acordo com Rubinstein (2017) esse método é especialmente útil quando modelos matemáticos não possuem solução analítica simples ou quando o espaço amostral é muito complexo para ser tratado de forma tradicional.

A força do método está na capacidade de aproximar valores esperados, integrais, distribuições de probabilidade e cenários de risco a partir de grandes quantidades de simulações independentes. Para Metropolis e Ulam (1949), que formalizaram sua aplicação científica moderna, repetir muitas simulações permite que a média dos resultados convirja para valores reais com alto grau de acurácia, fundamentado na Lei dos Grandes Números. Assim, o método tornou-se uma ferramenta essencial em áreas como física, engenharia, estatística, economia e finanças.

Na atualidade, o método de Monte Carlo é amplamente empregado em processos de tomada de decisão sob incerteza, análise de sensibilidade e avaliação de risco. Glasserman (2004) destaca que sua versatilidade permite explorar cenários complexos, como mercados financeiros, modelos estocásticos e sistemas dinâmicos multivariados. Embora dependa significativamente de recursos computacionais, sua precisão tende a melhorar com o aumento do número de simulações, tornando-o um dos métodos mais robustos na modelagem de fenômenos incertos.

De acordo com Hammersley e Handscomb (1964), a precisão do método está intrinsecamente ligada à Lei dos Grandes Números, estabelecendo que a média aritmética dos resultados das simulações converge para o valor esperado à medida

que o número de experimentos ( $N$ ) tende ao infinito. Matematicamente, a estimativa de uma integral ( $I$ ) em um domínio ( $V$ ) é dada por (2.6):

$$I \approx V \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f(x_i) \quad 2.6$$

Na contemporaneidade, o método evoluiu para algoritmos de Cadeias de Markov (MCMC), amplamente aplicados em inferência bayesiana e física estatística. Kroese et al. (2014) destacam que a versatilidade do Método de Monte Carlo (MMC) permite sua aplicação desde a precificação de ativos financeiros até a modelagem de transporte de partículas em engenharia nuclear, sendo a taxa de convergência de ordem sua principal característica técnica, independentemente da dimensão do problema.

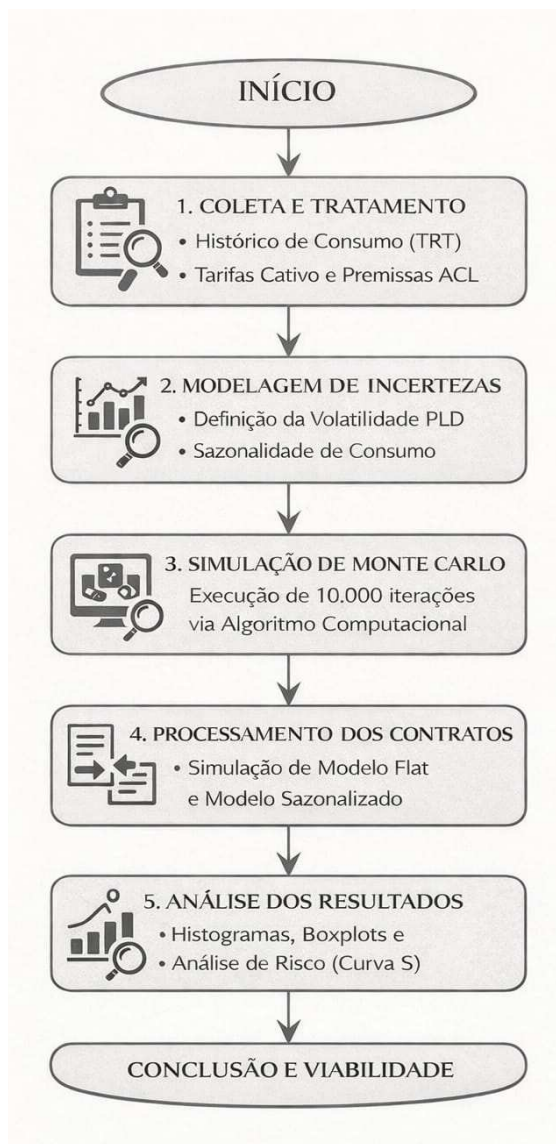
Diante das considerações supracitadas, reconhecendo que os riscos do processo de migração do ambiente ACR para ACL envolve incertezas de mercados, este problema pode ser avaliado empregando-se o método de Monte Carlo, cujo detalhamento será descrito no capítulo subsequente.

### 3. METODOLOGIA

Este capítulo descreve os procedimentos adotados para a realização da pesquisa, desde a caracterização do objeto de estudo até a construção do modelo de simulação. São detalhadas as fontes de dados, as premissas assumidas e as etapas de modelagem estocástica implementadas no Microsoft Excel, visando à reprodução dos cenários de migração para o Ambiente de Contratação Livre.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma das etapas metodológicas adotadas neste estudo, elaborado com o objetivo de sintetizar e facilitar a compreensão do encadeamento das atividades desenvolvidas. O fluxo metodológico inicia-se com a seleção das unidades consumidoras, seguida pela etapa de coleta de dados técnicos e comerciais que subsidiam a análise do perfil de consumo energético. Na sequência, realiza-se o estudo de viabilidade para migração ao ambiente Contratação Livre, contemplando a verificação dos requisitos regulatórios e a realização de simulações econômicas. Por fim, o processo culmina na consolidação dos resultados, com a elaboração do relatório final e das conclusões assegurando coerência e rastreabilidade entre as informações analisadas.

Figura 3.1 - Fluxograma da Metodologia



Fonte: Autor

### 3.1. Caracterização das Unidades Consumidoras

O objeto de estudo deste trabalho compreende as unidades consumidoras (UCs) de um órgão integrante da Justiça do Trabalho localizado no estado do Ceará.

Para a análise, foram selecionadas quatro unidades consumidoras do Grupo A (alta tensão), conforme critérios estabelecidos na Portaria MME nº 50/2022 e na Resolução Normativa ANEEL nº 1.011/2022, que definem os requisitos mínimos para migração ao Ambiente de Contratação Livre (ACL). A localização das UCs é

distribuída geograficamente, com três unidades situadas na capital, Fortaleza, e uma na cidade de Sobral, conforme sumarizado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Dados das Unidades consumidoras

<b>LOCAL</b>	<b>Tipo</b>	<b>UC</b>	<b>Consumo Médio Mensal (KWh)</b>	<b>Custo Médio Mensal (R\$)</b>	<b>Demanda Contratada (Kw)</b>
TRT SEDE	Alta Tensão - A4 Verde	1215896-8	<b>96.862</b>	<b>71.229,23</b>	<b>475</b>
FAN - ED. DOM HÉLDER	Alta Tensão - A4 Verde	900392-4	<b>99.098</b>	<b>68.354,90</b>	<b>580</b>
FAN - ED. MANOEL ARÍSIO	Alta Tensão - A4 Verde	768937-3	<b>26.117</b>	<b>17.820,22</b>	<b>155</b>
FÓRUM SOBRAL	Alta Tensão - A4 Verde	9007757-1	<b>4.855</b>	<b>4.047,74</b>	<b>45</b>
<b>Total</b>			<b>226.931</b>	<b>161.452,09</b>	<b>1.255</b>

Fonte: Autor

Atualmente, o fornecimento de energia ocorre no Ambiente de Contratação Regulada, sendo a concessionária de distribuição local a Enel Distribuição Ceará. As unidades são atendidas na modalidade tarifária Verde.

Para fins de análise comparativa de viabilidade econômica, este trabalho foca no componente Tarifa de Energia (TE), que constitui a parcela do custo passível de livre negociação no ACL. Os demais componentes da fatura, como a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e os encargos tributários (PIS, COFINS, ICMS), permanecem obrigatórios e inalterados com a migração, servindo como base comum para a comparação entre os ambientes ACR e ACL.

## **3.2. Coleta e Tratamento de Dados**

### **3.2.1. Dados de Entrada**

Antes da implementação da simulação de Monte Carlo, foi necessário estabelecer os parâmetros fixos e as bases de dados que alimentaram o modelo. Estes valores foram determinados a partir de dados reais do órgão da Justiça do Trabalho e de premissas de mercado.

**Tarifa de Energia no Mercado Livre (ACL):** Para fins de análise comparativa, foi adotado um preço unitário de R\$0,22 por quilowatt-hora (R\$/kWh) para a Tarifa de Energia negociada no ACL. Este valor representa uma referência média de mercado obtida a partir de cotações preliminares e de índices de preços de médio prazo para a região Nordeste no período do estudo, ABRACEEL, 2025.

**Volume de Energia Contrato Flat:** Foi estabelecido um volume único e constante para todos os meses, calculado como a média aritmética simples do consumo histórico total anual das unidades consumidoras, resultando em Volume 226.931 kWh/mês.

**Volume de Energia Contrato Sazonal:** Foram definidos volumes mensais específicos, calculados como a média do consumo de cada mês ao longo do histórico disponível, representado na Tabela 3.2 com valores referentes ao ano.

Tabela 3.2 - Volumes mensais usados para o contrato Sazonal

Volume Mensal - Sazonal	
Mês	Consumo Mensal (Kwh)
Janeiro	190.607
Fevereiro	205.865
Março	207.124
Abril	233.172
Maio	211.495
Junho	239.076
Julho	231.588
Agosto	217.228
Setembro	225.654
Outubro	215.333
Novembro	215.710
Dezembro	203.815

Fonte: Autor

**Tarifas do Mercado Cativo :** Os valores das Tarifas de Energia (TE) e de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) da concessionária local (Enel Distribuição Ceará) foram extraídos diretamente das faturas de energia das unidades consumidoras referentes ao período de análise. Para garantir consistência na comparação, foram utilizadas as tarifas vigentes na modalidade Verde, desconsiderando acréscimos eventuais de bandeiras tarifárias, de modo a isolar o efeito da migração da commodity energética. Os valores são referentes aos meses de setembro de 2024 a agosto de 2025.

**Série Histórica do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD):** Para parametrizar a distribuição de probabilidade do PLD, foi compilada a série histórica mensal do PLD para o Submercado Nordeste, obtida a partir dos relatórios públicos da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cobrindo o período de 2018 a 2024.

**Série Histórica de Consumo:** O consumo mensal de energia (em kWh) de cada uma das quatro unidades consumidoras de alta tensão do órgão foi compilado a partir de um período histórico de 2022 a 2025, servindo como base para o cálculo das médias, da sazonalidade e do desvio padrão utilizado nas simulações.

### **3.3. Modelagem do Método de Monte Carlo**

A modelagem pelo Método de Monte Carlo consistiu no uso de simulações computacionais baseadas em números aleatórios para analisar as incertezas do PLD e consumo, permitindo estimar probabilidades, riscos financeiros e comportamentos possíveis por meio da repetição de milhares de cenários.

#### **3.3.1. Variáveis e suas distribuições**

Para a modelagem estocástica do consumo total de energia, foi adotada a Distribuição Normal. Esta escolha é fundamentada no Teorema Central do Limite

(TCL), que, em sua forma aplicada, postula que a soma de um grande número de variáveis aleatórias independentes neste caso, o consumo das diversas cargas elétricas e unidades consumidoras que compõem o perfil do órgão tende a uma distribuição normal, independentemente da distribuição individual de cada componente (Triola, 2017; Bussab & Morettin, 2017). Dado que o objeto de estudo é o consumo mensal agregado, o TCL fornece suporte teórico robusto para essa parametrização. Os parâmetros da distribuição (média  $\mu$  e desvio padrão  $\sigma$ ) foram calculados diretamente a partir da série histórica de consumo das unidades em análise.

Para a modelagem estocástica do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), foi adotada a Distribuição Lognormal. Esta escolha é amplamente respaldada pela literatura especializada (e.g., Weron, 2006; Eydeland & Wolyniec, 2003), uma vez que esta distribuição captura adequadamente três características fundamentais do PLD:

1. Não-negatividade: Garante que todos os preços simulados sejam positivos, condição essencial para um bem econômico.
2. Assimetria Positiva (Skewness): Réplica a tendência do PLD de exibir longos períodos de estabilidade em patamares baixos, intercalados por picos abruptos e de curta duração, comuns em períodos de escassez de oferta.
3. Cauda Longa à Direita (Fat Tails): Permite a ocorrência, ainda que com baixa probabilidade, de valores extremamente altos, que representam os maiores riscos financeiros para um agente no Ambiente de Contratação Livre.

### **3.3.2. Construção do Modelo no Excel**

Foram realizadas 10.000 iterações por meio de simulação de Monte Carlo, utilizando o software Microsoft Excel, ferramenta amplamente empregada em estudos aplicados devido à sua facilidade de implementação, transparência dos cálculos e acessibilidade, além de permitir a rápida replicação e validação dos resultados sem a necessidade de softwares especializados (Vose, 2008). As

principais variáveis estocásticas consideradas no modelo foram o consumo de energia e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

Os parâmetros estatísticos de cada distribuição média e desvio padrão foram estimados diretamente a partir das séries históricas correspondentes, assegurando consistência estatística entre os dados observados e o modelo estocástico adotado. A aplicação da simulação de Monte Carlo possibilita a incorporação explícita da incerteza associada às variáveis de entrada, permitindo uma avaliação robusta da variabilidade e do risco dos resultados obtidos (Glasserman, 2004).

Com as variáveis e suas distribuições definidas, os valores foram inseridos em uma tabela no excel que calcula o valor a ser pago no ACR e no ACL com o PLD e o consumo variando. As funções utilizadas para a variação foi  $INV.NORM(ALEATÓRIO(); média\_mensal; desvio\_padrão\_mensal)$  para o consumo e  $INV.LOGNORM(ALEATÓRIO; média\_log; desvio\_log)$  para o PLD. As fórmulas foram aplicadas nos meses analisados com é mostrado na Figura 3.2 e Figura 3.3.

Figura 3.2 - Tabela com as fórmulas para variação do consumo.

The table displays monthly data from 2024 to 2025. It is divided into 'Registro' (Record) and 'Mercado Cativo' (Captive Market) sections. The 'Registro' section includes 'Consumo Ponta (kWh)' and 'Consumo F. Ponta (kWh)'. The 'Mercado Cativo' section includes 'TE Ponta ACR (R\$/kWh)', 'E F Ponta ACF (R\$/kWh)', and 'Total'. Two blue callout boxes point to the 'Consumo Ponta' and 'Consumo F. Ponta' columns, containing the formula:  $INV.NORM(ALEATÓRIO(); média\_mensal; desvio\_padrão\_mensal)$  and  $INV.NORM(ALEATÓRIO(); média\_mensalFP; desvio\_padrão\_mensalFP)$  respectively.

Ano	Mês	Registro		Mercado Cativo		
		Consumo Ponta (kWh)	Consumo F. Ponta (kWh)	TE Ponta ACR (R\$/kWh)	E F Ponta ACF (R\$/kWh)	Total
2024	Setembro	9.764	243.322	0,53596	0,34143	R\$ 88.310,61
2024	Outubro	9.767	237.888	0,53345	0,33983	R\$ 86.051,96
2024	Novembro	10.674	203.555	0,52868	0,3368	R\$ 74.200,47
2024	Dezembro	8.879	216.647	0,52907	0,33704	R\$ 77.716,37
2025	Janeiro	10.302	206.751	0,54053	0,34433	R\$ 76.759,03
2025	Fevereiro	9.291	211.400	0,54195	0,34526	R\$ 78.023,39
2025	Março	11.105	195.657	0,52021	0,33139	R\$ 70.615,94
2025	Abril	9.414	313.486	0,52555	0,33482	R\$ 109.908,99
2025	Maio	9.045	193.489	0,53273	0,33725	R\$ 70.072,62
2025	Junho	10.385	242.692	0,49310	0,30782	R\$ 79.826,46
2025	Julho	11.004	207.448	0,48108	0,30031	R\$ 67.592,78
2025	Agosto	6.153	201.525	0,48886	0,30517	R\$ 64.507,47
					Total Cativo	R\$ 943.586,10

Fonte: Autor

Figura 3.3 - Tabela com as fórmulas para variação do PLD.

Mercado Livre				
TE ACL	Volume Contratado	PLD do Mês	Valor de PLD	Total
0,22	225.654	0,03005	3,97206	R\$ 49.647,85
0,22	215.333	0,04875	1.636,85156	R\$ 49.010,11
0,22	215.710	0,14331	6.671,29200	R\$ 54.127,49
0,22	203.815	0,10157	1.719,24079	R\$ 46.558,54
0,22	190.607	0,10626	3.689,03099	R\$ 45.622,57
0,22	205.865	0,09775	3.610,94704	R\$ 48.901,25
0,22	207.124	0,12479	683,11588	R\$ 46.250,40
0,22	233.172	0,21777	51,00035	R\$ 51.348,84
0,22	211.495	0,09666	311,03825	R\$ 46.839,94
0,22	239.076	0,08363	3.404,51150	R\$ 56.001,23
0,22	231.588	0,09594	716,94624	R\$ 51.666,31
0,22	217.228	0,22891	875,22368	R\$ 48.665,38
			Total Livre	594.639,91034 ;

Fonte: Autor

Com os valores de consumo e PLD variando são obtidos os valores totais a serem pagos anualmente no ACL e no ACR. Com esses valores é possível obter a porcentagem de economia do mercado livre em relação ao cativo através da seguinte fórmula (3.1):

$$Economia\ percentual = \frac{Valo\_Total\_Cativo - Valo\_Total\_Livre}{Valo\_Total\_Cativo} * 100 \quad (3.1)$$

Esse percentual de economia é então simulado 10.000 vezes através da ferramenta Tabela de Dados (Data Table) para a automação das iterações.

## 4. ANÁLISE, RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e analisados os resultados obtidos nas simulações. Inicia-se com uma análise comparativa determinística (cenário base), seguida da exploração dos cenários estocásticos gerados pela simulação de Monte Carlo. Os dados são expostos por meio de tabelas e gráficos, e seus impactos são discutidos à luz da viabilidade econômica e do gerenciamento de riscos.

### 4.1. Análise do Cenário Base

No cenário Base é mostrado apenas uma comparação dos valores presentes nas contas de energia, caso fosse feita a mudança do mercado cativo para o mercado livre. Os valores estão presentes na tabela 4.1 para contrato Flat e na tabela 4.2 para contrato sazonal.

Tabela 4.1 - Cenário de mudança para ACL contrato flat

Cenário Base - Contrato Flat						
Ano	Mês	Registro	Mercado Cativo	Mercado Livre	Economia	Comparativo
		Consumo total	Total	Total		
2024	Setembro	237.116	R\$ 82.818,46	R\$ 53.057,64	29.760,81	35,94%
2024	Outubro	228.372	R\$ 79.427,76	R\$ 50.617,60	28.810,16	36,27%
2024	Novembro	243.135	R\$ 83.866,27	R\$ 51.602,10	32.264,17	38,47%
2024	Dezembro	213.811	R\$ 73.717,58	R\$ 51.961,05	21.756,53	29,51%
2025	Janeiro	211.959	R\$ 75.127,24	R\$ 52.332,21	22.795,03	30,34%
2025	Fevereiro	219.906	R\$ 77.941,60	R\$ 50.811,72	27.129,88	34,81%
2025	Março	226.321	R\$ 76.791,19	R\$ 49.859,38	26.931,81	35,07%
2025	Abril	202.985	R\$ 69.655,36	R\$ 50.351,55	19.303,81	27,71%
2025	Mai	223.722	R\$ 77.181,54	R\$ 49.948,63	27.232,90	35,28%
2025	Junho	249.970	R\$ 78.687,06	R\$ 55.332,42	23.354,65	29,68%
2025	Julho	225.677	R\$ 69.389,22	R\$ 49.937,33	19.451,89	28,03%
2025	Agosto	240.199	R\$ 75.182,45	R\$ 53.735,08	21.447,37	28,53%
Total					300.239,04	32,64%

Fonte: Autor

Tabela 4.2 - Cenário de mudança para ACL contrato sazonal

Cenário Base - Contrato Sazonal						
Ano	Mês	Registro	Mercado Cativo	Mercado Livre	Economia	Comparativo
		Consumo total	Total	Total		
2024	Setembro	237.116	R\$ 82.818,46	R\$ 53.169,51	29.648,94	35,80%
2024	Outubro	228.372	R\$ 79.427,76	R\$ 53.642,17	25.785,59	32,46%
2024	Novembro	243.135	R\$ 83.866,27	R\$ 50.294,95	33.571,33	40,03%
2024	Dezembro	213.811	R\$ 73.717,58	R\$ 46.390,74	27.326,84	37,07%
2025	Janeiro	211.959	R\$ 75.127,24	R\$ 45.366,76	29.760,48	39,61%
2025	Fevereiro	219.906	R\$ 77.941,60	R\$ 47.062,84	30.878,77	39,62%
2025	Março	226.321	R\$ 76.791,19	R\$ 43.507,04	33.284,15	43,34%
2025	Abril	202.985	R\$ 69.655,36	R\$ 51.835,78	17.819,58	25,58%
2025	Maio	223.722	R\$ 77.181,54	R\$ 46.619,62	30.561,91	39,60%
2025	Junho	249.970	R\$ 78.687,06	R\$ 55.153,76	23.533,30	29,91%
2025	Julho	225.677	R\$ 69.389,22	R\$ 51.008,35	18.380,87	26,49%
2025	Agosto	240.199	R\$ 75.182,45	R\$ 54.386,83	20.795,62	27,66%
Total					321.347,39	34,94%

Fonte: Autor

Tabelas 4.1 e 4.2, observa-se que o cenário base foi construído sem variação do consumo de energia elétrica nem do valor do PLD, tendo como objetivo exclusivamente a comparação dos custos da unidade consumidora caso houvesse a migração do mercado cativo para o mercado livre de energia (ACL). Dessa forma, os resultados apresentados refletem apenas as diferenças tarifárias entre os ambientes de contratação, permitindo avaliar o potencial de economia associado à mudança de mercado.

No caso do contrato flat (Tabela 4.1), verifica-se que, ao longo do período analisado entre setembro de 2024 e agosto de 2025, o custo total no mercado livre foi sistematicamente inferior ao custo observado no mercado cativo. As economias mensais variaram aproximadamente entre R\$19 mil e R\$32 mil, resultando em uma economia acumulada de R\$300.239,04, o que corresponde a uma redução média de 32,64% em relação ao mercado cativo. Esse resultado evidencia que, mesmo em um cenário conservador, sem flutuações de consumo ou preço, a migração para o ACL com contrato flat apresenta vantagens econômicas relevantes, garantindo previsibilidade e redução significativa dos custos com energia elétrica.

De forma semelhante, o contrato sazonal, tabela 4.2, apresentou desempenho ainda mais favorável. As economias mensais observadas foram, em geral, superiores às do contrato flat, com destaque para os meses de novembro de 2024 e março de 2025, nos quais a economia percentual ultrapassou 40%. No acumulado do período, a economia total atingiu R\$321.347,39, representando uma redução média de 34,94% frente aos valores praticados no mercado cativo. Assim, os resultados indicam que o contrato sazonal, ao permitir maior adequação entre o perfil de consumo e a contratação de energia, potencializa os ganhos econômicos no ACL. De modo geral, a análise comparativa demonstra que ambos os modelos contratuais no mercado livre são financeiramente vantajosos, com destaque para o contrato sazonal, que apresentou maior economia total e percentual no cenário base analisado.

A ampliação da análise do cenário base reforça a consistência dos resultados obtidos e a atratividade econômica da migração do mercado cativo para o mercado livre de energia elétrica. Como não há variação do consumo nem do PLD, o estudo isola o efeito puramente tarifário e contratual, permitindo uma avaliação clara do impacto financeiro da mudança de ambiente de contratação. Esse tipo de abordagem é especialmente relevante em trabalhos acadêmicos, pois elimina incertezas associadas à volatilidade de preços e à sazonalidade do consumo, tornando os resultados mais robustos e comparáveis.

Ao observar os dados do contrato flat, nota-se que a economia percentual se manteve relativamente estável ao longo de todo o período analisado, com valores próximos ou superiores a 30% na maior parte dos meses. Isso indica que esse modelo contratual oferece um padrão consistente de redução de custos, sendo particularmente adequado para consumidores que buscam previsibilidade orçamentária e menor exposição a riscos. Mesmo em meses de maior consumo, como junho e agosto de 2025, o mercado livre continuou apresentando vantagem econômica expressiva em relação ao mercado cativo, evidenciando que o benefício não está restrito a períodos específicos do ano.

Por sua vez, o contrato sazonal demonstrou maior variabilidade nos percentuais de economia, porém com ganhos médios superiores aos observados no contrato flat. Essa característica está diretamente relacionada à flexibilidade do modelo sazonal, que permite uma melhor adequação entre o perfil de consumo mensal e a

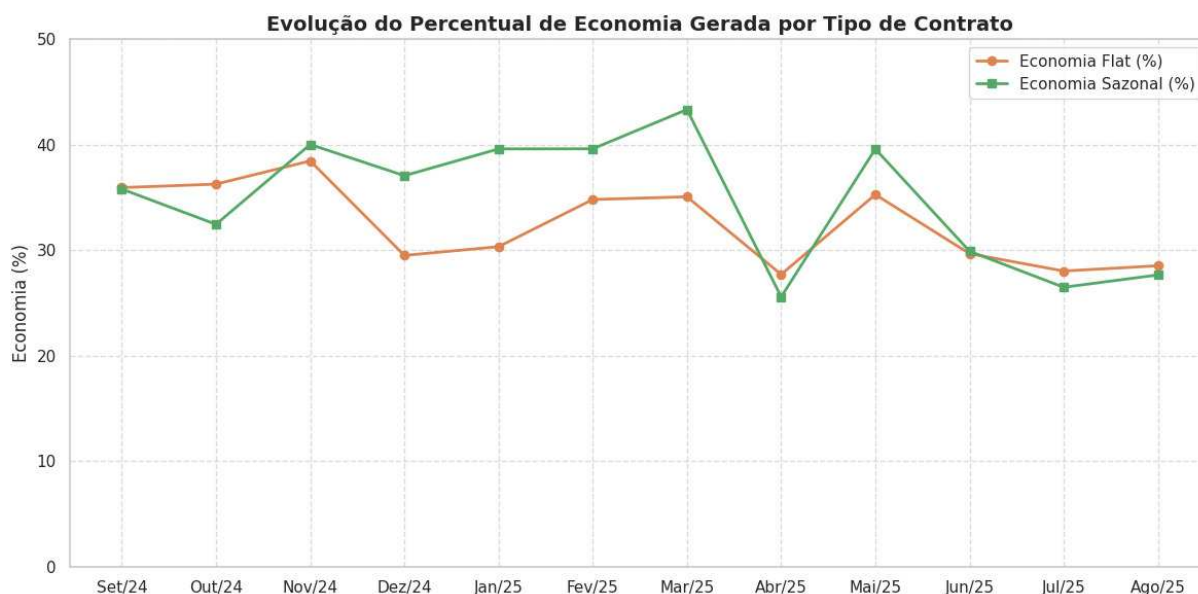
alocação de energia contratada. Como resultado, meses com maior compatibilidade entre consumo e sazonalização apresentaram economias significativamente elevadas, ultrapassando 40% em alguns casos. Tal comportamento sugere que consumidores com perfil de carga bem definido e previsível tendem a obter benefícios adicionais ao optar por contratos sazonais no mercado livre.

De maneira geral, a comparação entre os dois tipos de contrato evidencia que ambos são economicamente vantajosos frente ao mercado cativo, porém atendem a estratégias distintas de gestão de custos e riscos. Enquanto o contrato flat se destaca pela estabilidade e simplicidade, o contrato sazonal apresenta maior potencial de economia total, desde que haja um planejamento adequado do perfil de consumo. Assim, os resultados obtidos no cenário base indicam que a migração para o ACL pode representar uma estratégia eficiente de redução de custos com energia elétrica, servindo como base para análises mais complexas que considerem cenários com variação de preços, consumo e exposição ao PLD.

O gráfico da Evolução do percentual de economia gerada por tipo de contrato (4.1) evidencia a evolução do percentual de economia gerada pelos contratos do tipo Flat e Sazonal no período de setembro de 2024 a agosto de 2025, expresso nas tabelas 4.1 e 4.2, demonstrando desempenho superior do contrato sazonal na maior parte do horizonte analisado. Observam-se picos relevantes de economia para o modelo sazonal, especialmente nos meses de novembro de 2024 e março de 2025, o que está associado à maior flexibilidade desse tipo de contratação em aproveitar variações de preços no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Esse comportamento é coerente com a literatura, que aponta que contratos com sazonalização permitem melhor adequação entre perfil de consumo e condições de mercado, resultando em ganhos econômicos mais expressivos quando bem geridos (TOLMASQUIM, 2016; CCEE, 2022).

Por outro lado, a maior volatilidade observada no contrato sazonal, como a queda acentuada em abril de 2025, evidencia os riscos inerentes a esse modelo, sobretudo em cenários de oscilação hidrológica e de preços no mercado de curto prazo. Em contraste, o contrato flat apresenta comportamento mais estável, ainda que, em geral, com percentuais de economia inferiores. Estudos ressaltam que a escolha entre esses modelos deve considerar a capacidade de gestão do consumidor e sua tolerância ao risco, especialmente no setor público, onde a

previsibilidade orçamentária é um fator relevante (ANEEL, 2022; PIRES; GIAMBIAGI, 2018).



## 4.2. Resultados da Simulação de Monte Carlo

Aplicando o Método de Monte Carlo, variando o consumo das UCs e o preço de PLD é possível observar a probabilidade de vantagem financeira do ACL em relação ao ACR. Através do excel foram feitas 10 mil interações obtendo os valores de economia anual da migração.

Para o contrato Flat a média de economia foi de 28% em relação ao cativo e uma média economia em reais de R\$248.204,43. Não houve interações em que a economia anual foi menor que 0%, ou seja, nos 10 mil cenários não houve probabilidade em que a migração apresente um prejuízo financeiro. Em 90% das interações, a economia anual ficou entre 22% e 33%, indicando baixo risco de resultados economicamente desfavoráveis. O cenário mais pessimista (P5) é de 22% e o otimista (P95) é de 33%.

Já para o contrato Sazonal a média de economia foi de 32% e a média economia em reais de R\$280.660,64. Assim como no Flat não houve interações em que a economia anual foi menor que 0%. Em 90% das simulações, a economia anual situa-se entre 27% e 36%, faixa superior à observada no contrato flat. Os cenários pessimistas (P5) e otimistas (P95) ficaram 33% e 36% respectivamente. Os dados estão resumidos na tabela 4.3.

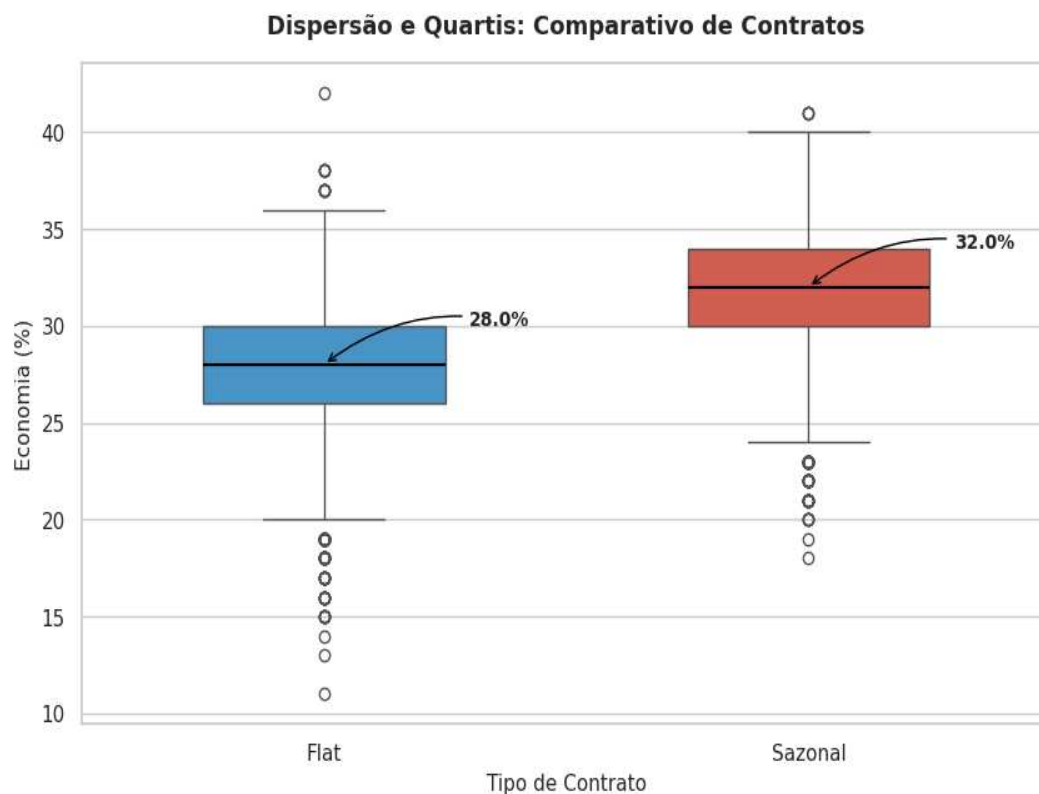
Tabela 4.3 - Tabela Resumo das simulações

Tabela Resumo das Simulações		
<b>Métrica</b>	<b>Flat</b>	<b>Sazonal</b>
Média (%)	28	32
Média (R\$)	248.204,43	280.660,64
Mediana (%)	28	32
Desvio-padrão (%)	3,3	2,84
P5 (%)	22	27
P95(%)	33	36
Mínimo (%)	11	18
Máximo (%)	42	41

Fonte: Autor

O gráfico 4.1 é um comparativo das economias percentuais obtidas a partir das simulações para os contratos Flat e Sazonal, constituindo uma ferramenta estatística adequada para a análise descritiva da distribuição dos resultados, uma vez que permite visualizar simultaneamente medidas de posição central, dispersão e a presença de valores extremos (outliers) (BUSSAB; MORETTIN, 2017).

Gráfico 4.2 - Boxplot Comparativo dos Contratos



No contrato Flat, observa-se que a mediana da economia é de 28%, indicando que metade dos cenários simulados apresenta economias inferiores a esse valor. O intervalo interquartil (IQR), representado pela caixa, encontra-se aproximadamente entre 26% e 30%, o que evidencia uma dispersão moderada dos resultados centrais. Entretanto, os whiskers e a presença de diversos outliers inferiores, com valores próximos a 11%–18%, indicam a ocorrência de cenários desfavoráveis, nos quais a economia é reduzida. A assimetria à esquerda sugere maior exposição do contrato Flat a situações de menor ganho econômico, corroborando análises que apontam maior risco associado a contratos menos flexíveis frente às variações sazonais do consumo e dos preços de energia (SOUZA; OZORIO, 2018).

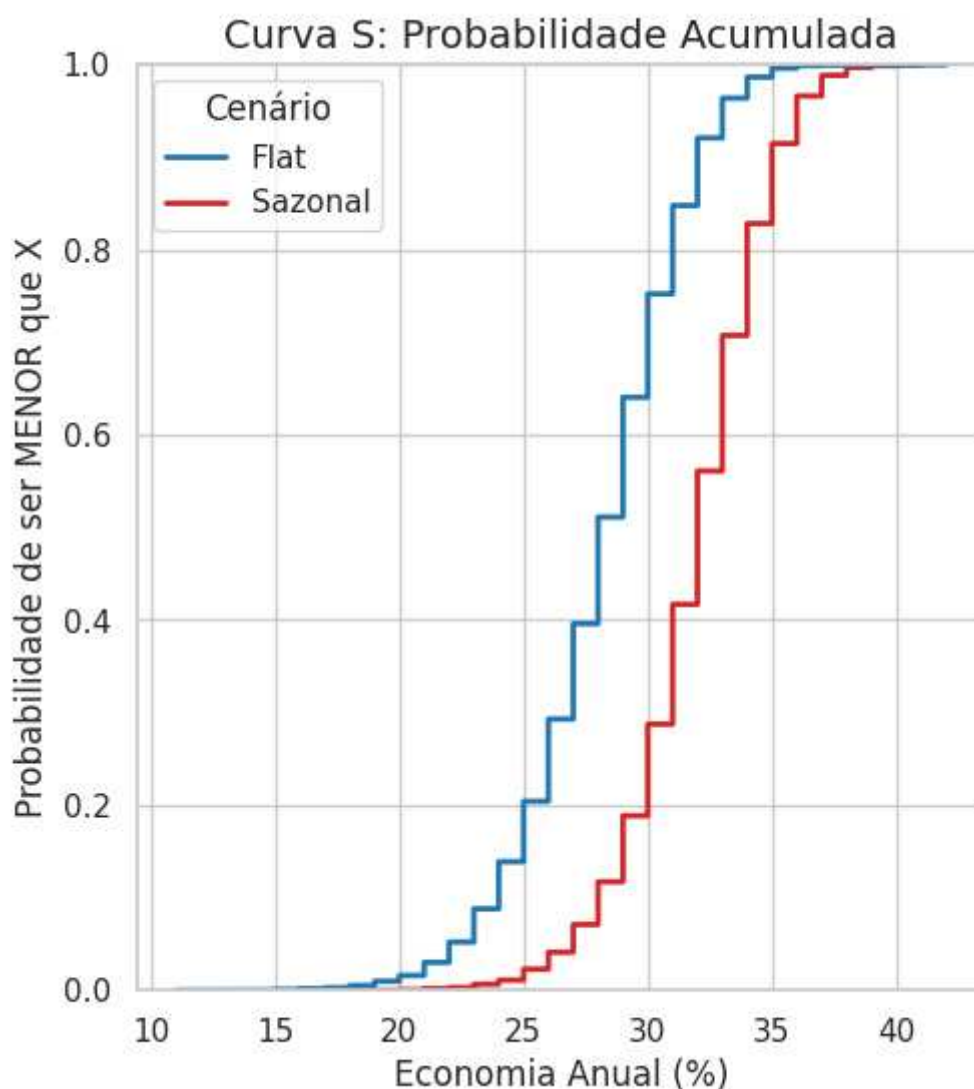
Em contraste, o contrato Sazonal apresenta uma mediana mais elevada, de 32%, refletindo desempenho econômico superior na maior parte das simulações. O intervalo interquartil, aproximadamente entre 30% e 34%, indica não apenas maior economia central, mas também uma concentração mais elevada dos resultados em torno da mediana. Embora também sejam observados outliers

inferiores, com economias próximas a 18%–23%, a frequência e a magnitude desses valores extremos são menores quando comparadas ao contrato Flat. Esse comportamento sugere que o contrato Sazonal apresenta menor risco de ocorrência de cenários econômicos adversos, resultado compatível com estratégias contratuais que ajustam os volumes contratados ao perfil sazonal de consumo (PEREIRA; PINTO, 1991).

A comparação direta entre os boxplots evidencia que, além de maior economia mediana, o contrato Sazonal apresenta distribuição mais favorável sob a ótica risco-retorno. A sobreposição parcial dos intervalos interquartílicos indica que, em alguns cenários, o desempenho econômico dos contratos pode ser semelhante; contudo, a predominância de valores mais elevados no contrato Sazonal reforça sua vantagem estatística. A presença de outliers superiores em ambos os contratos, alcançando valores próximos ou superiores a 40%, demonstra que existem cenários de elevada economia, porém estes são menos prováveis.

Dessa maneira, a análise do boxplot confirma os resultados obtidos por meio das simulações estocásticas, destacando o contrato Sazonal como a alternativa que combina maior economia esperada com menor dispersão relativa dos resultados. O uso do boxplot como ferramenta de apoio à decisão é amplamente recomendado em estudos de análise de risco, pois permite uma avaliação visual clara da variabilidade e da robustez dos resultados, especialmente quando associado a métodos probabilísticos como a simulação de Monte Carlo (METROPOLIS; ULAM, 1949; GLASSERMAN, 2004).

No gráfico 4.3 temos a Curva S de probabilidade acumulada da economia anual (%) obtida a partir das simulações para os contratos Flat e Sazonal. A curva S permite avaliar não apenas o valor esperado de economia, mas principalmente o comportamento probabilístico e o risco associado a cada modalidade contratual. Esse tipo de representação corresponde à função distribuição acumulada (FDA), amplamente utilizada em análises de risco para quantificar a probabilidade de uma variável aleatória assumir valores inferiores ou iguais a um determinado limiar (GLASSERMAN, 2004).



Fonte: Autor

Observa-se inicialmente no gráfico 4.3 que, a curva referente ao contrato Flat encontra-se sistematicamente deslocada para a esquerda em relação ao contrato Sazonal. Isso indica que, para um mesmo nível de probabilidade acumulada, a economia anual associada ao contrato Flat tende a ser menor. Por exemplo, nota-se que a probabilidade de a economia anual ser inferior a aproximadamente 28% no contrato Flat é próxima de 50%, enquanto no contrato Sazonal esse mesmo percentil ocorre em torno de 31%. Tal diferença evidencia que o contrato Sazonal apresenta maior economia mediana, refletindo um desempenho econômico superior na maior parte dos cenários simulados.

Além disso, a inclinação das curvas fornece informações relevantes sobre a dispersão dos resultados. A curva do contrato Flat apresenta uma transição mais

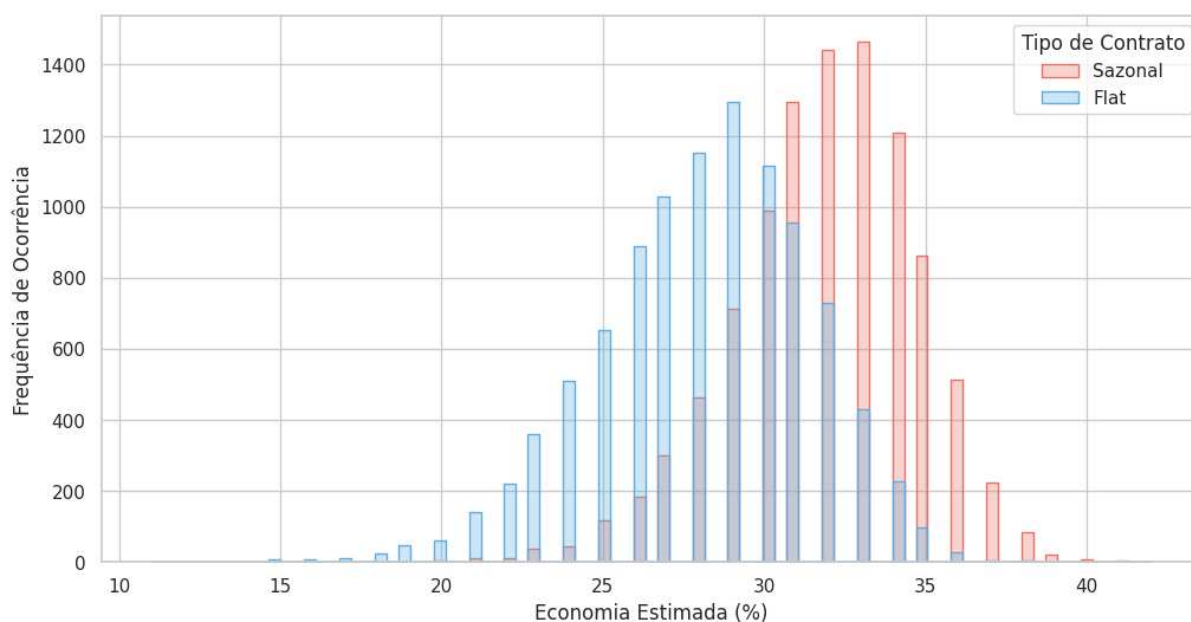
gradual entre probabilidades baixas e elevadas, o que indica maior variabilidade nos resultados da economia anual. Em termos práticos, isso significa que o contrato Flat está associado a um risco maior, com maior probabilidade de ocorrência de valores extremos, tanto positivos quanto negativos. Esse comportamento é consistente com contratos menos flexíveis frente às variações sazonais de consumo e preços de energia, o que aumenta a exposição ao risco econômico (SOUZA; OZORIO, 2018).

Em contraste, a curva do contrato Sazonal apresenta uma inclinação mais acentuada, característica de distribuições com menor dispersão. Isso sugere maior previsibilidade dos resultados e menor probabilidade de desvios significativos em relação à economia esperada. Observa-se ainda que a probabilidade de a economia anual ser inferior a 30% é elevada no contrato Flat, enquanto no contrato Sazonal essa mesma economia corresponde a uma probabilidade acumulada significativamente menor. Dessa forma, o contrato Sazonal não apenas apresenta maiores economias médias, mas também reduz o risco de desempenho econômico insatisfatório.

Assim, a leitura da Curva S confirma que, embora ambos os contratos apresentem elevada probabilidade de economias positivas, o contrato Sazonal se destaca por combinar maior economia anual esperada com menor risco, tornando-se uma alternativa mais robusta sob a ótica da análise probabilística. A utilização da função distribuição acumulada mostra-se, portanto, uma ferramenta fundamental para a tomada de decisão no contexto da migração para o mercado livre de energia, ao permitir a avaliação conjunta de retorno e risco de forma quantitativa e transparente (GLASSERMAN, 2004).

O gráfico 4.4 ilustra a distribuição das economias estimadas obtidas a partir das simulações para os contratos Flat e Sazonal, essa simulação permite uma análise comparativa do comportamento do risco e do retorno econômico associado à migração do mercado cativo para o mercado livre de energia. Dessa forma, observa-se que ambas as distribuições apresentam formato com tendência de distribuição normal, resultado esperado em simulações baseadas em métodos probabilísticos, como o Método de Monte Carlo (METROPOLIS; ULAM, 1949; GLASSERMAN, 2004).

Distribuição de Economia: Comparativo de Performance



Fonte: Autor

No caso do contrato Flat, a distribuição concentra-se majoritariamente entre valores de economia estimada em torno de 24% a 31%, com pico próximo a 28–29%. Entretanto, nota-se uma cauda à esquerda relativamente mais pronunciada, indicando maior dispersão dos resultados e maior probabilidade de ocorrência de cenários desfavoráveis.

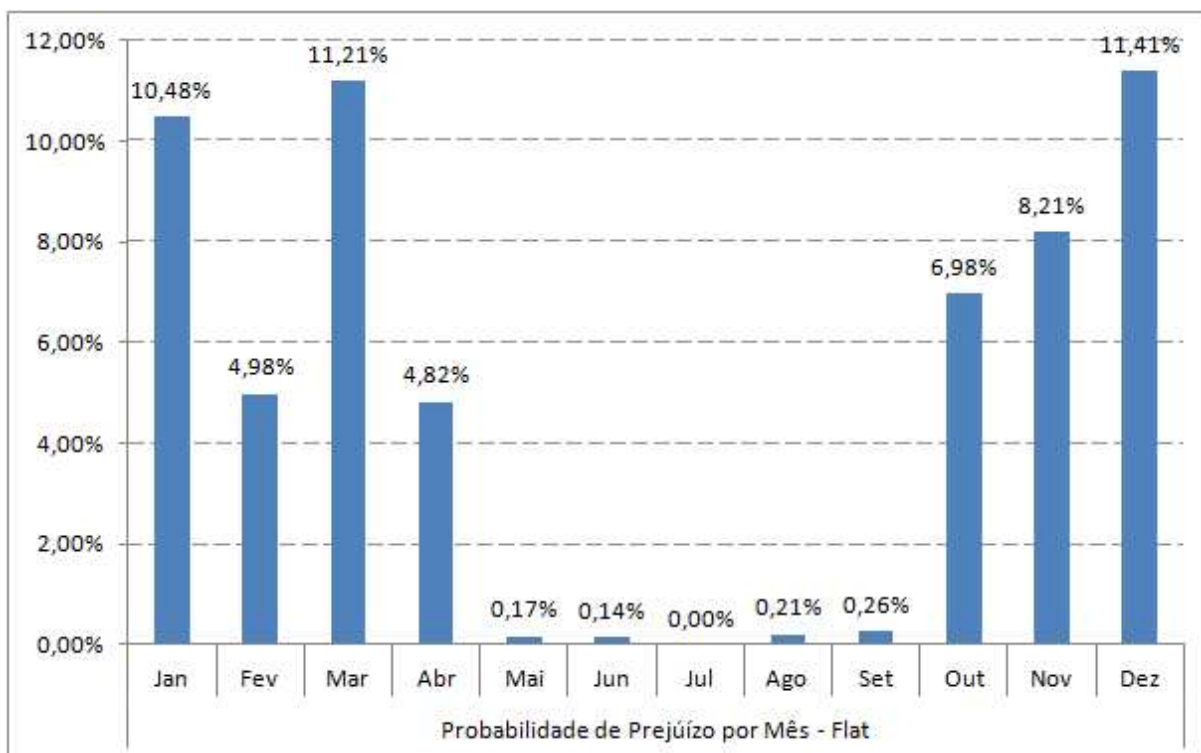
Em contrapartida, o contrato Sazonal apresenta uma distribuição deslocada para a direita, com economias estimadas predominantemente entre 28% e 35% e pico em torno de 31–32%. Essa assimetria positiva indica não apenas maior economia média, mas também menor frequência de cenários extremos negativos. A menor dispersão relativa sugere que a sazonalidade do contrato atua como mecanismo de mitigação de risco, ajustando volumes contratados às variações esperadas de consumo e preços ao longo do ano.

Durante a avaliação de probabilidade de economia anual foi constatado que apesar de não haver interações mostrando prejuízo ( $Economia < 0$ ) alguns meses apresentaram prejuízo. Dessa forma, foram realizadas simulações para cada um dos meses para ver qual a probabilidade de um mês apresentar prejuízo.

O Gráfico 4.5 evidencia uma forte sazonalidade do risco econômico ao longo do ano, com concentração expressiva de probabilidades elevadas nos meses de verão (Janeiro a Mar) e no último trimestre (Outubro a Dezembro), observa-se que

os meses de janeiro (10,48%), março (11,21%) e dezembro (11,41%) apresentam os maiores valores, indicando períodos de maior exposição ao prejuízo financeiro. Esse comportamento está associado, em mercados energéticos, à maior volatilidade de preços e ao aumento da incerteza hidrológica, especialmente em sistemas predominantemente hidrotérmicos, como o brasileiro (CCEE, 2023).

Gráfico 4.5 - Probabilidade de Prejuízo mensal do Contrato Flat



Fonte: Autor

Entre fevereiro (4,98%) e abril (4,82%), a probabilidade de prejuízo permanece moderada, sugerindo uma transição entre períodos de maior e menor risco. Em contrapartida, nota-se uma redução acentuada do risco entre maio e setembro, com valores extremamente baixos ou nulos, como em julho (0,00%), evidenciando um intervalo de maior estabilidade operacional e previsibilidade de preços. Segundo Pereira et al. (2018), períodos com maior previsibilidade hidrológica e menor estresse no despacho térmico tendem a reduzir significativamente a probabilidade de resultados negativos.

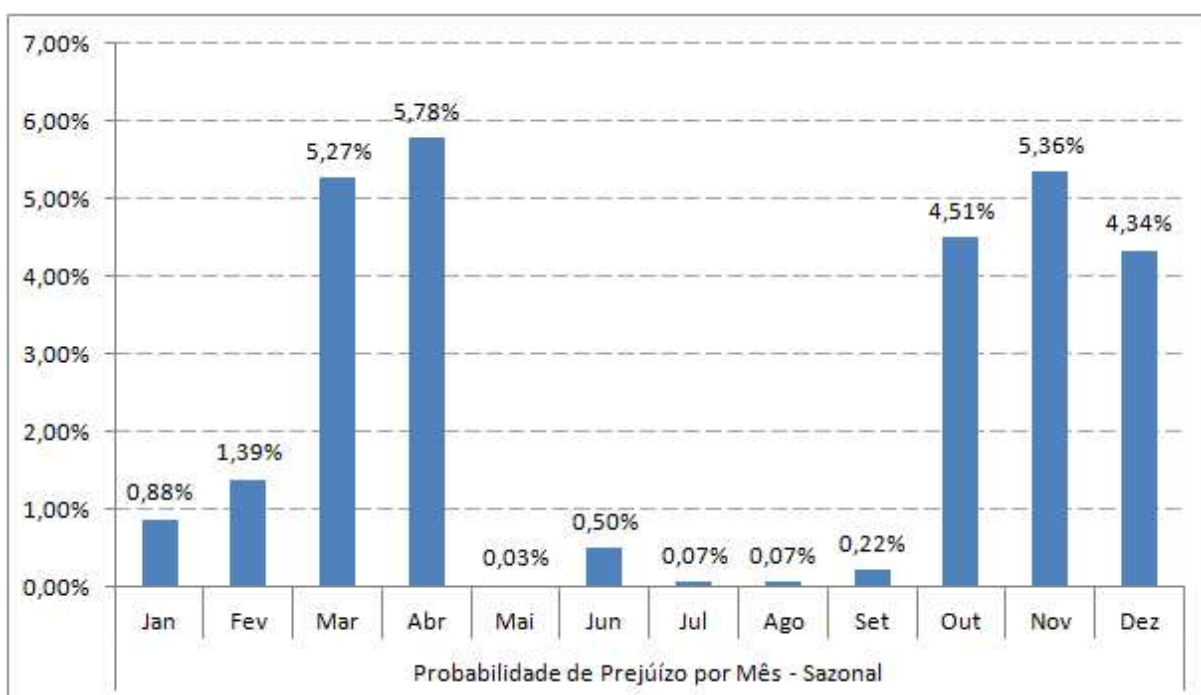
A partir de outubro (6,98%), observa-se uma retomada do crescimento da probabilidade de prejuízo, intensificando-se em novembro (8,21%) e atingindo o pico novamente em dezembro (11,41%). Esse comportamento reflete o aumento da

incerteza associado à transição entre períodos hidrológicos, bem como à expectativa de maior demanda e volatilidade no mercado de curto prazo (ONS, 2022).

Do ponto de vista metodológico, a obtenção dessas probabilidades é compatível com o uso de simulações estocásticas, especialmente pelo método de Monte Carlo, amplamente empregado na análise de risco energético por sua capacidade de representar incertezas associadas a preços, aflúências e demanda (GLEN, 2014; HULL, 2016). Assim, o gráfico evidencia que, no contrato Flat, o risco de prejuízo não é distribuído de forma homogênea ao longo do ano, exigindo estratégias específicas de mitigação nos meses críticos.

O gráfico 4.6, referente à Probabilidade de Prejuízo por Mês no contrato Sazonal, apresenta um comportamento distinto do modelo Flat, com valores mais distribuídos ao longo do ano, porém com menor intensidade máxima. Destacam-se inicialmente os meses de março (5,27%) e abril (5,78%), que concentram os maiores riscos no primeiro semestre. Esse padrão indica que, embora o contrato sazonal seja ajustado à variação de consumo e preços ao longo do ano, ainda permanece sensível a períodos de transição hidrológica e de maior volatilidade do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), conforme discutido por Silva e Finardi (2020).

Gráfico 4.6 - Probabilidade de Prejuízo mensal do Contrato Sazonal



Fonte: Autor

Nos meses iniciais, janeiro (0,88%) e fevereiro (1,39%), a probabilidade de prejuízo é relativamente baixa, sugerindo que a sazonalização do contrato oferece maior proteção frente aos picos de risco observados no modelo Flat. Entre maio e setembro, os valores tornam-se quase residuais, com destaque para maio (0,03%) e julho e agosto (0,07%), evidenciando elevada estabilidade financeira nesse período. Esse comportamento reforça a literatura que aponta contratos sazonais como instrumentos eficazes de mitigação de risco em mercados com forte sazonalidade hidrológica (PEREIRA; PINTO, 2017).

No último trimestre, observa-se novamente o aumento do risco, com outubro (4,51%), novembro (5,36%) e dezembro (4,34%), embora em níveis inferiores aos observados no contrato Flat. Essa diferença evidencia que a sazonalização reduz a exposição aos extremos de preço, redistribuindo o risco ao longo do ano (CCEE, 2023).

Do ponto de vista estatístico, os resultados são coerentes com análises baseadas em simulações probabilísticas, nas quais cenários múltiplos são gerados para capturar a incerteza inerente às variáveis do setor elétrico. O método de Monte Carlo é amplamente validado para esse tipo de estudo, pois permite estimar distribuições de resultados e probabilidades de prejuízo de forma robusta (HULL, 2016; GLEN, 2014). Dessa forma, o gráfico demonstra que o contrato sazonal apresenta menor risco máximo e maior equilíbrio temporal, configurando-se como alternativa mais conservadora em termos de gestão de risco.

As variáveis volatilidade do PLD e variações de consumo não são suficientes para uma modelagem estocástica completa via Simulação de Monte Carlo em estudo de migração para o Mercado Livre de Energia (ACL), especialmente para órgão público como Justiça do Trabalho.

Variáveis como preços de contratos bilaterais (spot vs. convencionais), CCEE encargos (ESS/EEP), inflação IPCA/IPCA-E, taxa SELIC (desconto), flutuações hidrológicas e custos de migração (subestações, garantias) são críticas para a avaliação auxiliar na tomada de decisão de migração para o ACL.

Cada variável estocástica deve ser modelada por uma curva de distribuição de probabilidade.

### **4.3. Limitações do Trabalho**

Apesar dos resultados robustos obtidos por meio da modelagem estocástica, algumas limitações devem ser reconhecidas, as quais oferecem oportunidades para pesquisas futuras.

Primeiramente, o modelo desenvolvido assumiu que o órgão atuaria como agente atacadista no ACL, simplificando a análise ao considerar apenas os custos da commodity energética e os ajustes pelo PLD. Na prática, a atuação direta de órgãos públicos como agentes da CCEE enfrenta barreiras regulatórias, exigências de garantias financeiras e complexidade administrativa que podem inviabilizar esse modelo. Essa simplificação, embora útil para isolar o impacto tarifário, não incorpora os custos de transação, a necessidade de estrutura especializada e os riscos operacionais inerentes à gestão direta no mercado livre.

Além disso, a simulação baseou-se em séries históricas de PLD e consumo disponíveis até 2024, que refletem condições passadas do Sistema Interligado Nacional. Alterações estruturais no setor elétrico, como a expansão de fontes renováveis intermitentes, mudanças regulatórias ou eventos climáticos extremos, podem impactar a volatilidade futura do PLD e do perfil de consumo, limitando a projeção de cenários de longo prazo.

Outra limitação refere-se à ausência de análise detalhada de modelos de comercialização, especialmente a comparação entre o modelo atacadista e o varejista. Embora tenha sido indicado que a migração via comercializadora oferece maior praticidade para o setor público, não foram quantificados os custos de assessoria, às margens das comercializadoras nem os impactos de cláusulas contratuais específicas, como flexibilidade e indexadores.

O estudo não explorou a integração de fontes renováveis via Power Purchase Agreements (PPAs) no contexto público, o que representa uma tendência estratégica alinhada a políticas de descarbonização e segurança energética. A análise focou-se exclusivamente na viabilidade econômica da migração tarifária, sem avaliar trade-offs entre custo, sustentabilidade e risco associado à intermitência de fontes eólica e solar.

Outra limitação reside na simplificação adotada para a Tarifa de Energia. O modelo considerou para comparação o valor integral da TE no ACR contra o preço da energia negociada no ACL. Contudo a TE no ambiente regulado é composta por múltiplos componentes (TE Energia, TE Transporte, TE Perdas e TE Encargos

Setoriais), sendo que no ACL apenas o componente 'TE Energia' é objeto de livre negociação. Os demais componentes permanecem como obrigações financeiras do consumidor, ainda que sob outras formas de repasse. Embora esta simplificação não invalide a tendência de economia identificada, estudos futuros poderiam adotar uma modelagem mais granular, discriminando cada subcomponente tarifário para uma estimativa de custo total no ACL mais precisa e aderente à realidade regulatória.

Essas limitações não invalidam os resultados obtidos, mas sinalizam caminhos para pesquisas futuras, que podem ampliar a análise para modelos de contratação mais realistas, incorporar variáveis de transição energética e avaliar estratégias de mitigação de risco mais sofisticadas, conforme discutido no capítulo seguinte.

## 5. CONCLUSÃO

A análise realizada neste trabalho demonstrou que a migração das unidades consumidoras do órgão da Justiça do Trabalho para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é uma estratégia de alta viabilidade econômica e segurança financeira. Os resultados do cenário base indicaram um potencial de redução de custos imediato, que foi robustecido pela análise estocástica. Através da Simulação de Monte Carlo (MMC), observou-se uma economia média de 28% para o contrato do tipo *Flat* e de 32% para o contrato *Sazonal*. A ausência de cenários com economia negativa nas 10.000 iterações realizadas reforça que, conforme apontam Souza e Ozorio (2018), a migração para o mercado livre, quando precedida de análise técnica rigorosa, apresenta riscos mitigados em comparação à rigidez do mercado cativo para perfis de consumo institucional.

Embora o estudo modele como se o órgão atuasse diretamente como agente comercializador, a qual foi adotada exclusivamente para fins analíticos, é importante reconhecer que tal atuação tende a ser impraticável no contexto da administração pública, em razão das restrições legais e da elevada burocracia institucional. Ainda assim, essa abordagem é útil para quantificar o potencial de ganhos do Ambiente de Contratação Livre (ACL) e comparar, de forma transparente, os custos e riscos em relação ao mercado regulado.

Do ponto de vista metodológico, o emprego do MMC provou ser uma ferramenta indispensável para a tomada de decisão na administração pública. Ao modelar as incertezas através de distribuições de probabilidade, foi possível transcender a análise linear e compreender a dispersão dos resultados. De acordo com Hammersley e Handscomb (1964), a precisão do método está fundamentada

na convergência estatística, o que permitiu identificar que o contrato *Sazonal* não apenas oferece a maior economia média (R\$ 280.660,64 anuais), mas também apresenta uma menor volatilidade. Essa aplicação corrobora a visão de Kroese et al. (2014), que destaca a importância atual do método para solucionar problemas de otimização e risco onde variáveis como preço (PLD) e consumo possuem comportamento estocástico.

Os resultados evidenciam que a migração torna-se plenamente viável e vantajosa quando realizada por meio de uma empresa varejista de energia, redução expressiva e mais previsível nas despesas com energia elétrica.

Por fim, conclui-se que a migração para o ACL atende aos princípios constitucionais da eficiência e da economicidade. A economia de recursos gerada permite uma alocação mais racional do orçamento público, sem comprometer a segurança do suprimento energético. Como ressaltado por Silva e Finardi (2020), a utilização de simulações computacionais para gestão de contratos de energia eleva o patamar de governança nas instituições. Recomenda-se, portanto, a implementação da migração priorizando a modelagem de contratos sazonais, dada a sua maior aderência ao perfil de carga e o maior potencial de ganho financeiro demonstrado, consolidando este estudo como um guia técnico para a modernização da gestão energética no setor público.

Como trabalho futuro, sugere-se a expansão da análise para comparar diferentes modelos de acesso ao ACL, considerando não apenas a atuação direta como agente (modelo analisado), mas também os modelos varejista e atacadista. Este estudo poderia incorporar variáveis como custos de transação, exigências de garantias financeiras, complexidade administrativa e o trade-off entre autonomia e

terceirização de riscos operacionais. Tal análise seria particularmente relevante para órgãos públicos que buscam identificar a estrutura comercial mais adequada à sua capacidade técnica e orçamentária.

Além disso, considerando a crescente importância da sustentabilidade no setor público, recomenda-se um estudo que avalie a viabilidade de migração para o ACL por meio de Power Purchase Agreements (PPAs) com fontes renováveis. Esta pesquisa poderia analisar o trade-off entre segurança energética, custos e metas de descarbonização, incorporando variáveis como a intermitência das fontes eólica e solar, custos de backup e os benefícios de imagem institucional. Tal análise seria particularmente relevante para órgãos públicos que buscam alinhar eficiência econômica com responsabilidade socioambiental.

## 6. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Ambientes de contratação de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do grupo A**. Brasília: ANEEL, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Manual de tarifas de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**. Brasília: ANEEL, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Consolida as regras relativas à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica e define as condições para participação no Ambiente de Contratação Livre. Brasília: ANEEL, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tarifas de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel>. Acesso em: 21 dez. 2025.

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. *Evolução dos custos de energia e inflação: comparação entre tarifas de energia, preços do mercado livre e IPCA*. Apresentação em PowerPoint. São Paulo, fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, 8 jul. 1995.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 16 mar. 2004.

BUSSAB, W. O.; MORETTIN, P. A. **Estatística básica**. 9. ed. São Paulo: Saraiva, 2017.

CARTEA, A.; FIGUEROA, M. G. The nature of power spots: a hybrid model. *Journal of Banking & Finance*, [S. l.], v. 29, n. 10, p. 2403–2420, 2005.

CARVALHO, J. F.; SZKLO, A. Energy markets and risk management in Brazil's electricity sector. *Energy Policy*, [S. l.], v. 108, p. 231–240, 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Ambientes de contratação de energia elétrica**. São Paulo: CCEE, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 21 dez. 2025.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Formação de preços e PLD**. São Paulo: CCEE, 2023.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **InfoMercado: análise do mercado de energia elétrica**. São Paulo: CCEE, 2023.

EYDELAND, A.; WOLYNIEC, K. **Energy and power risk management: new developments in modeling, pricing, and hedging**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2003.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034). Brasília: MME/EPE, 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-758/PDE2034\_Aprovado.pdf]. Acesso em: 17 jan. 2026.

FELICIANO, H. D.; SOUZA, R. K. B. **Mercado livre de energia: estudo de viabilidade técnico-econômica para migração de empresa consumidora de energia no Paraná**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2022.

FELICIANO, R. L. Evolução regulatória do mercado livre de energia elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 28, n. 1, p. 55–72, 2022.

GLASSERMAN, P. **Monte Carlo methods in financial engineering**. New York: Springer, 2004.

HULL, J. C. **Risk management and financial institutions**. 4. ed. Hoboken: Wiley, 2016.

LIMA, L.; POMPERMAYER, F.; FRAGA, G. Price behavior analysis and risk exposure in the Brazilian electricity free market. *Energy Policy*, [S. l.], v. 122, p. 1–12, 2018.

MACEIRA, M. E. P. et al. Stochastic optimization applied to the operation planning of the Brazilian hydrothermal system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, [S. l.], v. 98, p. 70–80, 2018.

METROPOLIS, N.; ULAM, S. The Monte Carlo method. *Journal of the American Statistical Association*, [S. l.], v. 44, n. 247, p. 335–341, 1949.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Guia de orientação ao consumidor de energia elétrica**. Brasília: MME, 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Mercado Livre de Energia: conceitos e diretrizes**. Brasília: MME, 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano da Operação Energética**. Rio de Janeiro: ONS, 2022.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Stochastic optimization of a multireservoir hydroelectric system: a decomposition approach. *Water Resources Research*, [S. l.], v. 27, n. 9, p. 2049–2062, 1991.

PEREIRA, M. V. F. et al. **Stochastic optimization of large-scale hydropower systems**. New York: Springer, 2018.

PEREIRA, R. I. S. et al. Regulatory risk and its impacts on electricity market decisions in Brazil. *Energy Reports*, [S. l.], v. 6, p. 256–264, 2020.

SANTOS, E. M.; LEGEY, L. F. L. Electricity market risk assessment and contract uncertainties in consumer migration. *Energy Economics*, [S. l.], v. 32, p. 744–751, 2010.

SANTOS, R. L.; FERREIRA, P. H.; COSTA, A. L. Gestão de risco no mercado livre de energia elétrica no Brasil. *Revista Brasileira de Energia*, v. 26, n. 2, p. 45–62, 2020.

SCHMITT, D. **Análise da viabilidade de migração de uma empresa do mercado cativo para o Mercado Livre de Energia: estudo de caso**. 2023. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal da Fronteira Sul, Chapecó, 2023.

SCHMITT, J. R. Avaliação econômico-financeira da migração para o mercado livre de energia. *Revista de Economia e Energia*, v. 9, n. 2, p. 101–118, 2023.

SILVA, E. L.; PEREIRA, J. L. R. Mercado de curto prazo e formação de preços no setor elétrico brasileiro. *Revista de Economia e Energia*, v. 5, n. 1, p. 89–105, 2019.

SILVA, R. A.; FINARDI, E. C. Análise de risco de contratos de energia elétrica utilizando simulação estocástica. *Revista Brasileira de Energia*, v. 26, n. 2, p. 45–62, 2020.

SOUZA, L. A. **Discussão e análise da abertura do mercado livre de energia no estado do Ceará**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Tecnologia em Energias Renováveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Fortaleza, 2024.

SOUZA, R. K. B.; OZORIO, L. M. Análise de risco econômico na migração para o mercado livre de energia elétrica. *Revista Brasileira de Energia*, v. 24, n. 2, p. 45–62, 2018.

TRIOLA, M. F. **Introdução à estatística**. 12. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

WERON, R. Modeling and forecasting electricity loads and prices: a statistical approach. *The Journal of Energy Markets*, [S. l.], v. 1, n. 1, p. 1–31, 2006.

HAMMERSLEY, John Michael; HANDSCOMB, David Christopher. **Monte Carlo methods**. London: Methuen, 1964.

KROESE, Dirk P. et al. Why the Monte Carlo method is so important today. **Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics**, [s. l.], v. 6, n. 6, p. 386-392, 2014.

METROPOLIS, Nicholas; ULAM, Stanislaw. The Monte Carlo Method. **Journal of the American Statistical Association**, [s. l.], v. 44, n. 247, p. 335-341, 1949.

MOONEY, Christopher Z. **Monte Carlo simulation**. Thousand Oaks, CA: Sage Publications, 1997. (Quantitative Applications in the Social Sciences, v. 116).

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. Tarifa de Energia Elétrica – Grupo A. Fortaleza: Enel CE, 2023. Disponível em: <https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/ceara/distribuicao/tarifas/2023/tarifa-grupo-a-2023.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2024.