



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNO VALDIVINO MELO

**ALTERNATIVAS PARA UM GRANDE CONSUMIDOR NO MERCADO DE
ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: ANÁLISE DE CENÁRIOS E VIABILIDADE
SOB INCERTEZAS UTILIZANDO MODELAGEM ESTOCÁSTICA**

FORTALEZA

2024

BRUNO VALDIVINO MELO

ALTERNATIVAS PARA UM GRANDE CONSUMIDOR NO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL: ANÁLISE DE CENÁRIOS E VIABILIDADE SOB
INCERTEZAS UTILIZANDO MODELAGEM ESTOCÁSTICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Profa. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientador: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

FORTALEZA

2024

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

M485a Melo, Bruno Valdivino.

Alternativas para um grande consumidor no Mercado de Energia Elétrica no Brasil: Análise de cenários e viabilidade sob incertezas utilizando modelagem estocástica / Bruno Valdivino Melo. – 2024. 121 f. : il. color.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2024.

Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.

Coorientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

1. Autoprodução de energia. 2. Power Purchase Agreement. 3. Modelagem Estocástica. 4. Mercado de Energia. 5. Viabilidade Econômica. I. Título.

CDD 621.3

BRUNO VALDIVINO MELO

ALTERNATIVAS PARA UM GRANDE CONSUMIDOR NO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO BRASIL: ANÁLISE DE CENÁRIOS E VIABILIDADE SOB
INCERTEZAS UTILIZANDO MODELAGEM ESTOCÁSTICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 20/05/2024.

BANCA EXAMINADORA

Profª. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão. (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Ricardo Silva Thé
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dra. Raquel Cristina Filigard Gregory
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Dr. Lucca Zamboni
Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL)

A Deus.

À família.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus por sua infinita bondade, pelo dom da vida e por nunca ter me abandonado mesmo nos momentos mais difíceis.

À minha família como um todo, por todo apoio, auxílio, amparo e pelo sacrifício diário para que este momento se concretizasse. Por terem estado comigo em todas as minhas decisões e sempre terem me incentivado a seguir o caminho dos estudos e da educação.

À minha namorada Layce Ketlin por todo companheirismo e apoio proporcionado.

À minha orientadora, Professora Ruth Leão, quero expressar minha sincera gratidão pela orientação dedicada ao longo do meu mestrado. Suas orientações perspicazes e experiência valiosa foram fundamentais para o êxito desta jornada acadêmica. Agradeço imensamente por sua contribuição significativa ao meu desenvolvimento acadêmico e profissional. Agradeço também pelas oportunidades dadas e por sempre acreditar na minha capacidade.

Ao professor Lucas Melo, meu coorientador, expresso minha profunda gratidão por suas orientações sábias e inestimáveis, que foram cruciais para o êxito deste trabalho. Agradeço ainda pela generosidade ao compartilhar seu vasto conhecimento, enriquecendo assim minha jornada acadêmica.

Às pessoas especiais que estiveram ao meu lado durante o mestrado, em particular, Eduardo Cabral e Levi Nogueira, quero expressar meu sincero apreço. Compartilhamos desafios, aprendizados e a trajetória única da pós-graduação, fortalecendo laços que levarei com carinho para o futuro.

Aos participantes do grupo GREI Mercado por todas as discussões e conhecimentos compartilhados: Ruth Leão, Lucas Melo, Raimundo Sampaio, Levi Nogueira, Raquel Gregory, Dayane Melo.

Agradeço sinceramente aos membros da banca avaliadora por sua dedicação e valiosas contribuições para o aprimoramento deste trabalho: Ruth Leão, Lucas Melo, Ricardo Thé, Raquel Gregory e Lucca Zamboni. Seu conhecimento e orientações foram essenciais para a conclusão desta dissertação.

Aos professores que ministraram disciplinas durante o Mestrado: Ruth Leão, Laurinda, Paulo Carvalho e Dalton.

A todos que, direta ou indiretamente, fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

“Temei a Deus, e dai lhe glória; porque é vinda a hora do seu juízo. E adorai aquele que fez o céu, e a terra, e o mar, e as fontes das águas” (BÍBLIA SAGRADA, Apocalipse 14:7).

RESUMO

Muitos países têm feito esforços para diminuir as emissões de gases de efeito estufa e para desenvolver práticas ambientais, sociais e de governança (do inglês, ESG). A diversificação da matriz energética com fontes renováveis está fortemente associada ao desenvolvimento sustentável e às possibilidades de melhorias nas métricas ESG. Dados os seus abundantes recursos naturais, espera-se que a indústria no Brasil se beneficie ainda mais do crescimento do setor de energia renovável. A evolução do mercado de energia abre oportunidades financeiras, como a geração própria de eletricidade, que pode beneficiar consumidores e setores econômicos. Contudo, devido às complexidades das variáveis que permeiam o setor elétrico, faz-se necessário analisar os riscos financeiros existentes. Este trabalho tem como objetivo apresentar as alternativas oferecidas pelo mercado elétrico brasileiro aos grandes consumidores de energia elétrica e analisar a viabilidade e os riscos para o enquadramento do consumidor em cenários possíveis dentro do Ambiente de Contratação Livre (ACL): contrato de compra de energia de longo prazo (PPA) e arranjos possíveis dentro do contexto de autoprodução de energia como autoprodução por investimento próprio, autoprodução por equiparação e autoprodução por arrendamento. Para os cenários analisados, são consideradas as incertezas, riscos e flutuações inerentes aos fatores que compõem as características do Mercado de Energia no Brasil. Para isso, às variáveis que mais impactam os modelos são aplicadas características estocásticas, a fim de otimizar e dar maior suporte ao consumidor para a tomada de decisão. Análises de sensibilidade e métricas de viabilidade são aplicadas para efeitos comparativos entre cenários. Para a situação analisada, verificou-se que o Valor Presente Líquido (VPL) mais provável para a alternativa de autoprodução por investimento próprio pode proporcionar uma economia em torno de 32,9% quando comparado ao contrato PPA. O *payback* descontado mais provável encontrado foi de 10,32 anos. Além disso, a Taxa Interna de Retorno (TIR) observada para todos os cenários demonstrou viabilidade para investimento na geração própria. São realizadas otimizações que retornam valores essenciais na tomada de decisão sobre a contratação de modelos de autoprodução por equiparação ou arrendamento. Embora o investimento em geração própria tenha apresentado vantagens, levando em consideração as premissas adotadas, é importante que o investidor avalie os impactos das despesas de investimento (CAPEX) no contexto do negócio, por ser um valor que pode ser relevante.

Palavras-chave: autoprodução de energia; *Power Purchase Agreement (PPA)*; modelagem estocástica; mercado de energia; viabilidade econômica.

ABSTRACT

Many countries worldwide have made efforts to reduce greenhouse gas emissions and develop environmental, social, and governance (ESG) practices that can guide sustainability-focused investments. Diversifying a country's energy matrix through the incorporation of alternative renewable sources is strongly associated with sustainable development and opportunities for improvements in ESG metrics. Given its abundant natural resources, it is expected that the industry in Brazil will continue to benefit from the growth of the renewable energy sector. Concurrently, the evolution of the Energy Market in Brazil has provided financial possibilities that directly impact key sectors driving the economy. One of the options is the alternative of self-electricity production, which may offer benefits to the consumer. However, due to the complexities of the variables inherent in the electricity sector, it is necessary to analyze existing financial risks. This study aims to present the alternatives offered by the Brazilian electricity market to large electricity consumers and analyze the feasibility and risks for consumer classification in possible scenarios within the Free Contracting Environment (ACL): long-term power purchase agreement (PPA) and possible arrangements within the context of energy self-production, such as self-production through own investment, self-production through equivalence, and self-production through leasing. For the analyzed scenarios, uncertainties, risks, and fluctuations inherent to the factors comprising the characteristics of the Energy Market in Brazil are considered. To achieve this, stochastic characteristics are applied to the variables that most impact the models, aiming to optimize and provide greater support to the consumer for decision-making. Sensitivity analyses and feasibility metrics are applied for comparative purposes between scenarios. For the analyzed situation, it is observed that the most probable Net Present Value (NPV) for the self-production through own investment alternative can result in savings of approximately 32.9% compared to the PPA contract. The most likely discounted *payback* found was 10.32 years. Furthermore, the observed Internal Rate of Return (IRR) for all scenarios demonstrated feasibility for investment in self-generation. Optimizations are conducted, returning essential values in the decision-making process regarding the contracting of self-production models through equivalence or leasing. While self-generation investment has proven advantageous, given the adopted premises, it is crucial for the investor to assess the impacts of capital expenditure (CAPEX) within the business context, as it represents a potentially relevant value.

Keywords: self-production energy; Power Purchase Agreement (PPA); stochastic modeling; energy market; economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Alternativas para o consumidor no Brasil.....	19
Figura 2	– TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes	36
Figura 3	– Funções de custo da TE	37
Figura 4	– Premissas Gerais Consumidor Livre.....	55
Figura 5	– Premissas Tarifas Distribuidora	55
Figura 6	– Análise de sensibilidade para faturamento mensal	57
Figura 7	– Impacto das variações de cada variável no faturamento total....	57
Figura 8	– Previsão de Índice de IPCA futuro.....	60
Figura 9	– Preços Futuros de Energia Elétrica.....	60
Figura 10	– Custos Futuros de ICMS	61
Figura 11	– Custos total com contratos de energia	61
Figura 12	– Custo Total Mercado Livre via PPA de longo prazo	63
Figura 13	– VPL Mercado Livre via PPA de longo prazo - Estudo de Caso 01.....	63
Figura 14	– Custos de Sistemas FV	67
Figura 15	– Investimento Sistema FV.....	68
Figura 16	– Custo de O&M (percentuais sobre o investimento	69
Figura 17	– Sazonalidade nos valores médios de Irradiação Solar.....	70
Figura 18	– Cenários de irradiação solar diária média ..	71
Figura 19	– Média histórica de PLD médio mensal atualizados.....	72
Figura 20	– Cenários de Preço de liquidação no curto prazo.....	72
Figura 21	– Fluxo de Caixa Mensal Operacional (R\$).....	74
Figura 22	– VPL (R\$) Estudo de Caso 02.....	74
Figura 23	– Comparativo de VPL dos cenários 01 e 02.....	76
Figura 24	– Taxa Interna de Retorno	77
Figura 25	– Payback Descontado (anos) Estudo de Caso 02 em relação ao Estudo de Caso 01.....	78
Figura 26	– Etapas para realização da otimização.....	99

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	– Economia VPL mais provável (Estudo de Caso 02 sobre Estudo de Caso 01) - Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA.....	81
Gráfico 2	– Economia VPL mais provável (Estudo de Caso 02 sobre Estudo de Caso 01) - Variação sobre os encargos (EER e ESE).....	83
Gráfico 3	– TIR mais provável – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA.....	86
Gráfico 4	– TIR mais provável – Variação sobre os encargos (EER e ESE).....	88
Gráfico 5	– Payback Descontado (anos) mais provável – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA	90
Gráfico 6	– Payback Descontado (anos) mais provável – Variação sobre os encargos (EER e ESE).....	92
Gráfico 7	– Economia VPL mais provável – Variação sobre a TMA.....	94
Gráfico 8	– Payback Descontado (anos) mais provável – Variação sobre a TMA.....	95
Gráfico 9	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Sem considerar desconto na TUSD.....	105
Gráfico 10	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Sem considerar desconto na TUSD	107
Gráfico 11	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Considerando desconto na TUSD.....	110
Gráfico 12	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Considerando desconto na TUSD.....	112

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Resumo de resultados de VPL (R\$) Estudo de Caso 01.....	64
Tabela 2	– Parâmetros de entrada determinísticos.....	65
Tabela 3	– Parâmetros de entrada estocásticos	65
Tabela 4	– Resumo de resultados de VPL (R\$) Estudo de Caso 02	75
Tabela 5	– Comparativo de VPL.	76
Tabela 6	– Resultados da Taxa Interna de Retorno (TIR).....	77
Tabela 7	– Resumo de resultados de Payback Descontado (anos) Estudo de Caso 02.....	78
Tabela 8	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Sem considerar desconto na TUSD.....	104
Tabela 9	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Sem considerar desconto na TUSD.....	106
Tabela 10	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Considerando desconto na TUSD	109
Tabela 11	– Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Considerando desconto na TUSD.....	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ESG	<i>Environmental, Social and Governance</i>
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i>
REC	Certificados de Energia Renovável
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS-SE	Encargo de Serviços do Sistema – Segurança Energética
ESE	Encargo de Segurança Energética
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
MCS	Método de Monte Carlo
MGB	Movimento Geométrico Browniano
GLPK	GNU <i>Linear Programming Kit</i>
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PIE	Produção Independente de Energia
APE	Autoprodução
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
SPE	Sociedade de Propósito Específico
CCC-ISOL	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas
O&M	Operação e Manutenção
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
SIN	Sistema Interligado Nacional
MME	Ministério de Minas e Energia

CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
TE	Tarifa de Energia
CUSD	Contrato De Uso Do Sistema De Distribuição
CD	Custo Distribuidora
P	Ponta
FP	Fora Ponta
DP	TUSD Demanda Ponta
DFP	TUSD Demanda Fora Ponta
TDP	Tarifa TUSD Demanda Ponta
TDFP	Tarifa TUSD Demanda Fora Ponta
CP	Consumo Ponta
CFP	Consumo Fora Ponta
TENC	Tarifa de TUSD Encargos
CEE	Custo Energia Elétrica
PME	Preço Médio da Energia
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
ENCML _{ACL}	Encargos no Mercado Livre para o consumidor livre
ENCML _{APE}	Encargos no Mercado Livre para o consumidor livre autoprodutor
CTMLPPA	Custo total para o consumidor no mercado livre via contratação de PPA
CD _{Ape}	Custo Distribuidora para o autoprodutor
Tenc _{APE}	Tarifa de TUSD Encargos para o autoprodutor
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
ICMS	Imposto Sobre Circulação De Mercadorias E Serviços
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Contextualização.....	18
1.2	Alternativas no Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	20
1.2.1	<i>Contrato PPA.....</i>	20
1.2.2	<i>Autoprodução.....</i>	22
1.3	Objetivos.....	23
1.3.1	<i>Objetivo Geral.....</i>	23
1.3.2	<i>Objetivos Específicos.....</i>	23
1.4	Metodologia.....	24
1.5	Revisão Bibliográfica.....	24
1.6	Contribuição.....	27
1.7	Estrutura do Trabalho.....	27
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE AUTOPRODUÇÃO E FATURAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONSUMIDOR LIVRE.....	29
2.1	Autoprodução para o Consumidor Livre.....	29
2.1.1	<i>Modelos de Autoprodução.....</i>	30
2.1.2	<i>Modelos/arranjos comerciais para o Autoprodutor.....</i>	30
2.1.2.1	<i>Autoprodução por Investimento Próprio</i>	30
2.1.2.2	<i>Autoprodução por Equiparação</i>	31
2.1.2.3	<i>Autoprodução por Arrendamento Direto.....</i>	31
2.1.2.4	<i>Autoprodução por Arrendamento via Consórcio.....</i>	32
2.1.3	<i>Benefícios para o Autoprodutor.....</i>	32
2.2	Faturamento da Energia Elétrica	33
2.2.1	<i>Grupo A.....</i>	33
2.2.2	<i>Grupo B.....</i>	34
2.2.3	<i>Conceitos importantes para o faturamento da energia elétrica.....</i>	34
2.2.3.1	<i>Definições e conceitos.....</i>	34
2.2.3.2	<i>Postos horário.....</i>	35
2.2.4	<i>Tarifas.....</i>	36
2.2.5	<i>Modalidades Tarifárias.....</i>	37

2.2.5.1	<i>Modalidade tarifária horária Azul</i>	37
2.2.5.2	<i>Modalidade tarifária horária Verde</i>	37
2.2.5.3	<i>Modalidade tarifária Convencional Binômia</i>	38
2.2.5.4	<i>Modalidade tarifária horária Branca</i>	38
2.2.5.5	<i>Modalidade tarifária Convencional Monômia</i>	38
2.2.5.6	<i>Modalidade tarifária Geração</i>	38
2.2.5.7	<i>Modalidade tarifária Distribuição</i>	38
2.2.5.8	<i>Modalidade tarifária pré-pagamento</i>	38
2.2.6	<i>Faturamento de energia elétrica do consumidor livre</i>	39
2.2.6.1	<i>Faturamento para o consumidor que compra toda energia no Mercado Livre</i> ...	39
2.2.6.2	<i>Faturamento para o consumidor classificado como autoprodutor</i>	41
3	FUNDAMENTOS SOBRE MÉTODO ESTOCÁSTICO DE MONTE CARLO COM MOVIMENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO E ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA	44
3.1	Abordagens estocásticas para análise de cenários	44
3.1.1	<i>Simulação de Monte Carlo associado ao Movimento Geométrico Browniano</i>	45
3.1.2	<i>Distribuições de Probabilidade para Simulações de Cenários com MCS</i>	48
3.1.2.1	<i>Distribuição Normal</i>	48
3.1.2.2	<i>Distribuição Uniforme</i>	48
3.1.2.3	<i>Distribuição Triangular</i>	49
3.2	Análise De Viabilidade Econômica	49
3.2.1	<i>Valor Presente Líquido (VPL)</i>	50
3.2.2	<i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	51
3.2.3	<i>Payback Descontado</i>	51
3.3	Considerações Finais	52
4	ESTUDOS DE CASOS: ANÁLISE DE CENÁRIOS PARA O CONSUMIDOR	54
4.1	Coleta e análise de dados e premissas adotadas	54
4.2	Análise de Sensibilidade no faturamento para o consumidor livre	55
4.3	Estudo de Caso 01: Consumidor Livre com contratação de Energia através de um PPA de energia convencional	59
4.3.1	<i>Análise Financeira</i>	59
4.3.1.1	<i>Definição de OPEX</i>	59

4.3.1.1.1	Fluxo de caixa: custo de contratos de energia.....	59
4.3.1.1.2	Fluxo de caixa: custo de distribuição	62
4.3.1.1.3	Fluxo de caixa: custo dos encargos no mercado livre e contribuição associativa CCEE	62
4.3.1.2	<i>Consolidação de Fluxo de Caixa</i>	62
4.3.1.3	<i>Determinação de VPL para o Estudo de Caso 01</i>	63
4.4	Estudo de Caso 02: Consumidor Livre enquadrado como Autoprodutor (modelo de Investimento Próprio)	64
4.4.1	<i>Premissas</i>	64
4.4.2	<i>Dimensionamento da Usina</i>	66
4.4.3	<i>Análise Financeira</i>	67
4.4.3.1	<i>Definição de CAPEX</i>	67
4.4.3.2	<i>Definição de OPEX</i>	68
4.4.3.2.1	Custos de Operação e Manutenção (O&M).....	68
4.4.3.2.2	Fluxo de caixa: distribuição de energia.....	69
4.4.3.2.3	Fluxo de caixa: contribuição associativa CCEE.....	69
4.4.3.2.4	Fluxo de caixa: liquidação de energia no curto prazo.....	70
4.4.3.3	<i>Consolidação de Fluxo de Caixa Operacional</i>	73
4.4.3.4	<i>Determinação de VPL para o Estudo de Caso 02</i>	74
5	RESULTADOS E ANÁLISES	76
5.1	Análise Comparativa entre os Estudos de Caso 01 e 02	76
5.1.1	<i>Análise pela métrica do Valor Presente Líquido (VPL)</i>	76
5.1.2	<i>Análise pela métrica da Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	77
5.1.3	<i>Determinação do Payback Descontado para o Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01</i>	78
5.2	Impacto da variação dos benefícios que o consumidor no Estudo de Caso 02 possui atualmente em relação ao consumidor do Estudo de Caso 01	79
5.2.1	<i>Impacto da variação da economia obtida entre os cenários: análise na métrica de VPL</i>	80
5.2.1.1	<i>Sensibilidade pela variação dos benefícios sobre os encargos (CDE e PROINFA) refletidos na TUSD</i>	80
5.2.1.2	<i>Sensibilidade pela variação dos Encargos Setoriais (EER e ESE)</i>	82

5.2.1.3	<i>Síntese da análise de Sensibilidade na economia entre VPLs pela variação dos Encargos Setoriais (EER, ESE, CDE e PROINFA).....</i>	84
5.2.2	<i>Impacto da variação da economia obtida entre os estudos de casos: análise na métrica da TIR</i>	85
5.2.2.1	<i>Sensibilidade pela variação dos benefícios sobre os encargos (CDE e PROINFA) refletidos na TUSD.....</i>	85
5.2.2.2	<i>Sensibilidade pela variação dos Encargos Setoriais (EER e ESE).....</i>	87
5.2.2.3	<i>Síntese da análise de Sensibilidade na TIR pela variação dos Encargos Setoriais (EER, ESE, CDE e PROINFA).....</i>	89
5.2.3	<i>Impacto da variação da economia obtida entre os cenários: análise na métrica do Payback Descontado</i>	89
5.2.3.1	<i>Sensibilidade pela variação dos benefícios sobre os encargos (CDE e PROINFA) refletidos na TUSD.....</i>	89
5.2.3.2	<i>Sensibilidade pela variação dos Encargos Setoriais (EER e ESE).....</i>	91
5.2.3.3	<i>Síntese da análise de Sensibilidade no Payback Descontado pela variação dos Encargos Setoriais (EER, ESE, CDE e PROINFA).....</i>	93
5.2.4	<i>Impacto da variação da TMA no comparativo de viabilidade entre os estudos de casos: análise na métrica do VPL e Payback Descontado</i>	93
5.3	Otimização e análise de sensibilidade para preços de contratação de autoprodução sob modelos de equiparação/arrendamento	96
5.3.1	<i>Resultados da otimização para modelo de contratação através de empreendimento de geração que não permite obtenção de desconto de 50% sobre a TUSD/TUST (demanda).....</i>	102
5.3.2	<i>Resultados da otimização para modelo de contratação através de empreendimento de geração que permite obtenção de desconto de 50% sobre a TUSD/TUST (demanda).....</i>	107
5.3.3	<i>Consolidação e análise dos resultados das otimizações</i>	112
6	CONCLUSÃO.....	114
6.1	Trabalhos Futuros.....	117
	REFERÊNCIAS	118

1 INTRODUÇÃO

A procura por um desenvolvimento cada vez mais sustentável tem sido pauta em todo o mundo. Com isso, as práticas de ESG (do inglês: *Environmental, Social and Governance*) estão sendo discutidas e adotadas nas indústrias de modo geral. Neste contexto, as matrizes energéticas dos países estão diretamente ligadas às possibilidades de melhorias das métricas ESG. No Brasil não é diferente. Quando se fala de consumo de energia elétrica, há grandes possibilidades de redução das emissões de gases de efeito estufa através da adoção da geração de eletricidade por meio de fontes alternativas (solar e eólica, por exemplo), promovendo o desenvolvimento sustentável. Nesta conjuntura, muitas empresas estão aderindo metas para atingir o *Net Zero*, que significa equilibrar as emissões de gases de efeito estufa liberadas com as emissões removidas ou compensadas, visando neutralizar o impacto no clima.

O Mercado de Energia no Brasil, por sua vez, tem evoluído ao longo dos anos, proporcionando possibilidades financeiras que impactam diretamente nas indústrias, comércios e demais segmentos que movimentam a economia, além de trazer maior previsibilidade, autonomia, gestão e governança corporativa. Além disso, fornece alternativas que corroboram com o cumprimento de metas e métricas de ESG.

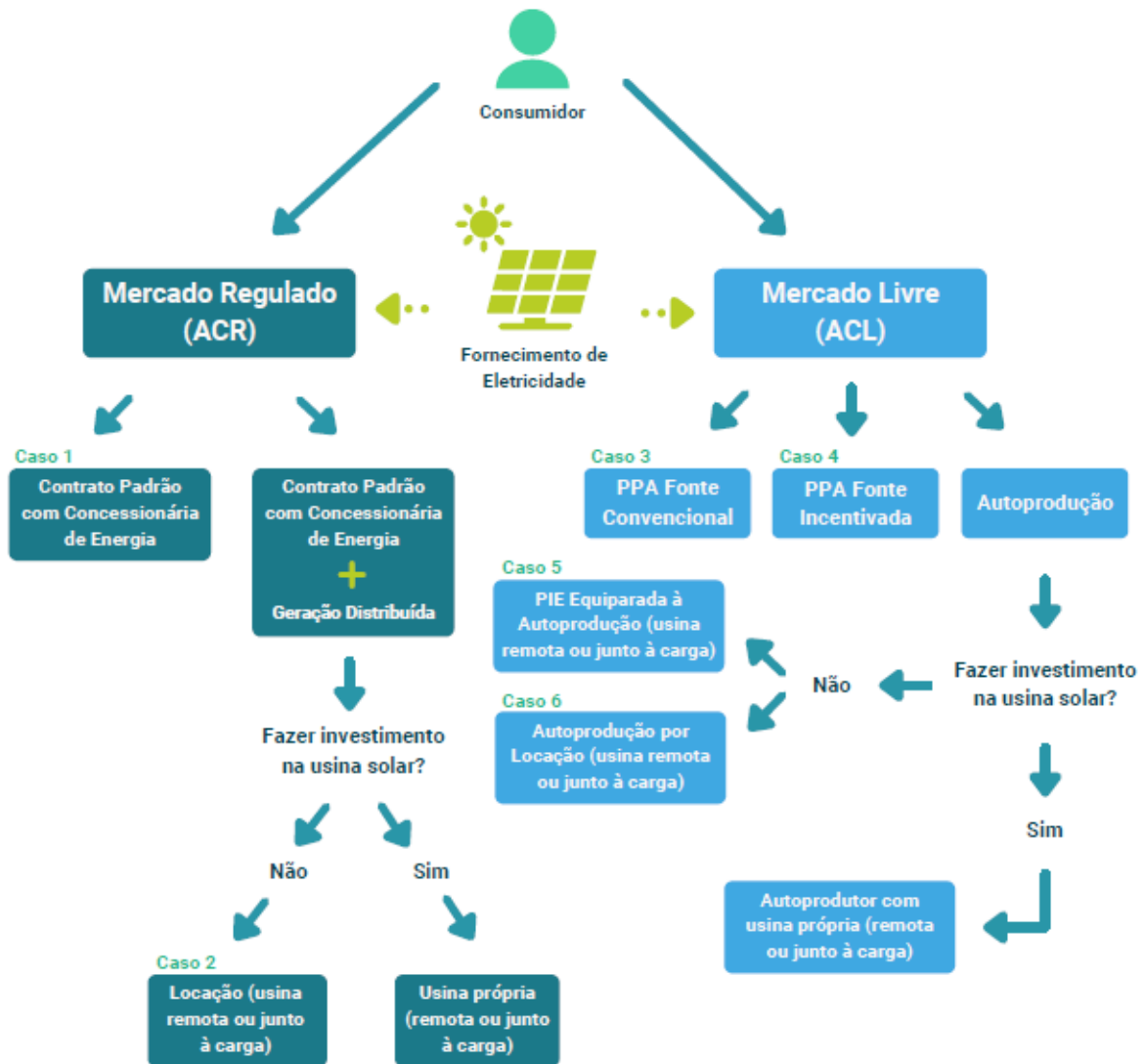
A crescente inserção das energias renováveis (eólica e solar) no Brasil tem gerado possibilidades de redução de custos para os consumidores através da autoprodução de energia, além de promover as práticas de ESG nas empresas.

Atualmente, há no Brasil dois ambientes de contratação de energia: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR a contratação é feita por meio de contratos regulados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e celebrados entre agentes que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica para atendimento aos consumidores cativos (Berger, 2010). Já no ACL, os acordos de compra e venda de energia são celebrados através de contratos bilaterais para atendimento aos consumidores livres (Cunha, 2020).

1.1 Contextualização

Com a evolução da geração de energia elétrica por fontes renováveis variáveis, as alternativas de produção própria de energia foram aderidas ao ACR e ACL, e alguns caminhos para o consumidor foram criados, como mostra a Figura 1.

Figura 1: Alternativas para o consumidor no Brasil.



Fonte: Greener (2022, p. 13).

Muitos consumidores, com a evolução do mercado, na procura de oportunidades de uma redução de custo na conta de energia, buscaram a migração do ACR para o ACL, por ter se mostrado economicamente vantajoso, como pode ser comprovado em Teberge e Sodré (2019), Costa (2019), e Silva e Corrêa (2019). A migração de clientes do ACR para o ACL tem crescido expressivamente ao longo dos anos. Este crescimento se deve sobretudo à redução de custos, flexibilidade e poder de escolha oferecidos aos consumidores, principalmente por meio dos contratos de compra e venda de energia de longo prazo, do inglês *Power Purchase Agreement* (PPA).

A crescente inserção das energias renováveis (eólica e solar) no Brasil tem gerado possibilidades de redução de custos para os consumidores através da geração própria de energia. No ACR, o consumidor pode ter um contrato de energia padrão, com a concessionária,

associado a fontes de geração distribuída, que pode ocorrer por meio de investimento próprio ou através de modelos de locação. No ACL, o consumidor tem a possibilidade de se tornar um autoprodutor de energia através de diferentes modalidades: investimento próprio, Produtor Independente de Energia (PIE) equiparado à autoprodução, ou autoprodução por meio de acordos de arrendamento.

Existem muitos estudos que tratam e indicam a viabilidade da geração distribuída, dentro do contexto do ACR. Entretanto, há uma carência de trabalhos que mostrem as possibilidades regulatórias, analisando as incertezas e os benefícios existentes para o consumidor livre na contratação de energia de longo prazo (PPA) e na autoprodução de eletricidade, levando em conta as flutuações de preços, riscos envolvidos e oportunidades inerentes ao Ambiente de Contratação Livre.

1.2 Alternativas no Ambiente de Contratação Livre - ACL

1.2.1 Contrato PPA

O Acordo de Compra de Energia (do inglês, *Power Purchase Agreement* - PPA) consiste em um contrato que é assinado por um comprador e o desenvolvedor do projeto. No PPA são negociadas condições como períodos de entrega da energia, preços, garantias, prazos de pagamento, entre outras questões. Esse acordo é de longa duração e os preços podem ser fixos ou escalonados. A negociação pode ser realizada com energia convencional, a exemplo das grandes centrais hidrelétricas e termelétricas, ou com energia incentivada, gerada através de pequenas centrais hidrelétricas e por meio de empreendimentos de fontes solar, eólica e à biomassa, com capacidade instalada que se enquadram nos limites estabelecidos ao longo do tempo de potência injetada na rede para obtenção do incentivo de desconto na TUSD (Brasil, 2016).

O PPA tem duas modalidades principais. O PPA *Onsite* é um contrato para fornecer energia elétrica a partir de uma instalação fotovoltaica no local do cliente. O desenvolvedor faz o investimento, constrói e mantém a instalação, oferecendo a energia a um preço competitivo. O PPA *Offsite*, por sua vez, envolve instalações fotovoltaicas em locais remotos, como parques ou fazendas solares. A energia gerada é injetada na rede elétrica e vendida a compradores que podem estar a longas distâncias do local de produção (Portal Solar, 2024). Além disso, a negociação de contratos PPA pode envolver Certificados de Energia Renovável (do inglês, *Renewable Energy Certificates* - REC) que são instrumentos de mercado, que representam o

direito a benefícios sociais e ambientais das fontes que geram energia renovável.

Na negociação de contratos de compra e venda de energia, existem três componentes importantes que permitem ao consumidor obter flexibilidades contratuais: Modulação, Flexibilidade e Sazonalização.

A Modulação representa a flexibilidade para definir como o vendedor fornecerá energia ao consumidor, ajustando a entrega hora a hora ao longo do mês. Existem diferentes abordagens para essa modulação. A modulação *flat* é quando o vendedor registra o mesmo volume de energia em todas as horas do mês. Por exemplo, se um contrato prevê o fornecimento de 720 MWh em um mês de 30 dias, o vendedor registrará o fornecimento de 1 MWh a cada hora. Assim, a entrega é constante e uniforme ao longo do período (Replace, 2023). Outro tipo é a flexibilidade com um percentual pré-determinado, em que o fornecedor pode variar a quantidade de energia fornecida para mais ou para menos, de acordo com o percentual definido previamente, em relação ao valor contratado. Por exemplo, se um contrato prevê o fornecimento de 720 MWh em um mês de 30 dias, o fornecedor pode registrar entre 0,8 e 1,2 MWh por hora (se o percentual de modulação negociado for 20%, por exemplo), mas garantindo um total de 720 MWh no final do mês. Essa variação permite uma margem de ajuste para diferentes condições de demanda (REPLACE, 2023). Por fim, existe a modulação conforme perfil de carga, em que o fornecedor registra a cada hora do mês o volume de energia que será efetivamente consumido pelo cliente. Esse tipo de modulação reflete diretamente o consumo real, eliminando custos ou receitas no processo de liquidação financeira na CCEE. Com a modulação perfil de carga, a energia fornecida corresponde ao consumo, evitando despesas ou receitas inesperadas, e conseqüentemente proporcionando uma maior previsibilidade nos custos (Replace, 2023).

A escolha da forma de modulação no contrato de energia tem impacto direto nas despesas ou receitas associadas ao acordo, afetando o valor pago mensalmente à CCEE. A modulação conforme perfil de carga tende a ser a opção mais segura para o consumidor, pois ajusta o fornecimento ao consumo real do cliente. No entanto, essa segurança pode vir com um custo adicional, já que o fornecedor pode refletir isso no preço do contrato. O consumidor deve, portanto, avaliar se é mais vantajoso pagar um pouco mais por maior previsibilidade ou se prefere arriscar e se sujeitar ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário. Ao mesmo tempo, um aspecto crucial ao se discutir contratos de energia é a definição do nível de Flexibilidade acordado. Esse fator reflete um percentual de flexibilidade, que é aplicada mensalmente, e oferece um mecanismo para contratos no mercado livre que garante a manutenção do preço pré-estabelecido, mesmo que o consumo de energia exceda ou fique

aquém do valor contratado, desde que esteja dentro dos limites acordados (Clarke Energia, 2023).

Adicionalmente, o parâmetro de sazonalização é uma flexibilidade anual, que permite que sejam estabelecidos volumes diferentes de energia para determinados meses do ano, para melhor se ajustar à real demanda do consumidor (Clarke Energia, 2023).

Portanto, as flexibilidades em contratos de energia elétrica são ferramentas que podem ser empregadas para evitar que o consumidor fique exposto ao mercado de curto prazo no ajuste mensal de energia, eliminando a necessidade de compra ou venda adicional.

Para este estudo, no cenário de análise de um consumidor com um PPA de longo prazo, será considerada a modulação pelo perfil de carga, que evita custos ou receitas adicionais nas liquidações financeiras hora a hora na CCEE, além de uma contratação de flexibilidade e sazonalização suficientes para evitar que o consumidor fique exposto ao mercado de curto prazo de energia.

1.2.2 Autoprodução

Na autoprodução, o consumidor livre opta por gerar sua própria energia, podendo substituir parte de sua demanda ou supri-la totalmente. Além disso, caso a autoprodução ultrapasse o volume de consumo, o autoprodutor de energia elétrica poderá vender o excedente. Porém, para isso ele deverá ter registro na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Ecom Energia, 2021). Algumas vantagens do autoprodutor de energia são: previsibilidade de gastos, redução de custos (através da isenção do pagamento de encargos setoriais) e sustentabilidade. Além disso, consumidores que migram para o modelo de Autoprodução têm redução nas incidências de alguns encargos setoriais, como: Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Conta PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), Encargo de Energia de Reserva (EER) e Encargo de Serviços do Sistema – Segurança Energética (ESS-SE) (Comerc Energia, 2020).

O agente autoprodutor de energia, no âmbito da CCEE, está sujeito às regras de liquidação financeira por participar do ACL. Quando se trata de contratos de autoprodução nos modelos de equiparação ou arrendamento, o consumidor pode negociar com o desenvolvedor ou sócio da usina contratada termos como modulação, flexibilidade e sazonalização para evitar a exposição ao curto prazo mensal ou horário no ACL. Dessa maneira, o fornecedor assumiria esses riscos. No entanto, no caso de um consumidor que escolhe se tornar um autoprodutor por meio de investimento próprio, ele será o dono integral da usina e, portanto, os riscos de

exposição ficarão com ele. Isso significa que, além de estar sujeito à exposição horária, que é precificada de acordo com o PLD horário, o consumidor também precisará lidar com as necessidades do curto prazo, seja para comprar ou vender energia. Neste estudo, foram exploradas opções para autoprodução de energia, seja por meio de contratos de equiparação ou arrendamento, seja através de investimentos diretos pelo próprio consumidor. Ao tratar dos contratos de equiparação ou arrendamento, assumiu-se que as ferramentas de flexibilidade, modulação e sazonalização foram negociadas para resguardar o consumidor contra variações horárias do PLD e para equilibrar o consumo de energia ao longo do mês.

Por outro lado, ao considerar a autoprodução por meio de investimentos próprios, a abordagem para exposição horária e balanço energético mensal é distinta. Nesse caso, os riscos recairiam diretamente sobre o consumidor, que também seria o desenvolvedor da usina. Devido à dificuldade de prever o PLD horário para o período em análise, assumiu-se que ele não apresentará flutuações significativas entre as horas. Assim, o consumidor não enfrentaria custos financeiros substanciais decorrentes das liquidações horárias na CCEE. Contudo, considerou-se que as eventuais sobras ou déficits de energia resultantes do balanço energético mensal serão liquidados no mercado de curto prazo, com base no PLD médio mensal. Esse fator pode afetar o fluxo de caixa do consumidor e será levado em conta na análise subsequente.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo apresentar e avaliar as alternativas oferecidas pelo mercado de energia brasileiro aos grandes consumidores de energia elétrica e analisar a viabilidade e os riscos para o enquadramento do consumidor em cenários possíveis dentro do Ambiente de Contratação Livre (ACL) usando modelos probabilísticos.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Apresentar as alternativas existentes para um grande consumidor de energia elétrica dentro do Ambiente de Contratação Livre no Brasil, como contrato de compra de energia de longo prazo e os diferentes arranjos de autoprodução de energia;
- Construir modelagens com parâmetros estocásticos para apoio às tomadas de decisão;

- Calcular e analisar métricas de viabilidade (VPL, TIR e *Payback* Descontado) para cenários: Contratação de PPA de energia (20 anos) e enquadramento do consumidor como Autoprodutor, através da geração solar fotovoltaica (FV), em um período de 20 anos;
- Explorar e comparar cenários dentro das possibilidades de mercado;
- Realizar análise de sensibilidade nos resultados através da variação de componentes que podem impactar nos modelos e nas métricas de análise de viabilidade econômica;
- Realizar otimizações e análises para gerar cenários com resultados que contribuam com a tomada de decisão na possibilidade de enquadramento do consumidor, por meio de contrato, como autoprodutor (por equiparação e arrendamento).

1.4 Metodologia

Para trazer maior confiança às informações geradas que podem dar apoio às tomadas de decisões, quando se trata de mercado de energia, é extremamente importante considerar incertezas às variáveis, uma vez que o período considerado é longo e algumas variáveis podem ter impactos significativos. Desta forma, para a construção e modelagens para os cenários analisados, estão sendo utilizados modelos probabilísticos, como o Método de Monte Carlo (do inglês, MCS) com Movimento Geométrico Browniano (MGB) e Distribuição de Probabilidades, para geração de cenários. São utilizadas métricas de viabilidade para comparativo entre cenários e realizadas análises de sensibilidade nas variáveis que podem impactar no modelo com objetivo de gerar informações e dados confiáveis para fornecer suporte à tomada de decisão por parte de um grande consumidor de energia. Além disso, otimizações são feitas, através de solver (GLPK) para programação matemática/estocástica, com auxílio da biblioteca PyOmo, em linguagem Python, para cálculo de cenários que retornam valores que podem contribuir para a tomada de decisão. É importante destacar que os modelos criados, por sua vez, obedecem às regras e regulamentações do mercado de energia atual no Brasil.

1.5 Revisão Bibliográfica

O tema de geração própria de energia elétrica tem sido bastante estudado em todo o mundo. Fritsch (2019) aborda um dimensionamento de usina solar fotovoltaica para indústria. Neste trabalho o autor avalia somente a possibilidade da geração contígua e não avalia

possibilidade de geração remota, chegando à conclusão de que a área disponível na planta para construção da usina é extremamente importante. Para o estudo de caso em questão, foi possível construir uma usina que abatesse 21% do consumo total, gerando economia na fatura de energia elétrica.

Prudente (2009) analisa as possibilidades de Mercado Cativo, Mercado Livre e Autoprodução de Energia, abordando vantagens e desvantagens. O autor encontra uma economia em torno de 20%, no custo operacional com energia elétrica, em favor da migração do consumidor pertencente ao ACR para o ACL com Autoprodução de energia elétrica.

Em Silva et al. (2021), é realizada uma análise de cenários para um modelo de negócios estocástico para auxiliar na tomada de decisão sobre os investimentos em sistemas fotovoltaicos (FV), no contexto da geração distribuída, aplicados em universidades federais, participantes do ACR. Neste trabalho, foi utilizada simulação de Monte Carlo para análise de viabilidade econômica e distribuição de probabilidade triangular para simulação estocástica de cenários (otimista, provável e pessimista) para auxílio na tomada de decisão. Verificou-se ser viável o investimento para a instalação de um sistema FV (GD) em cada campus.

Já em Vilas Boas (2019), o autor analisa cenários para redução de custo com energia elétrica em uma universidade de Itajubá. Quatro configurações técnicas foram propostas para a instalação do sistema para compensação de energia, levando em consideração diferentes cenários de uso e tipos de instalação. A primeira configuração envolve uma instalação no solo, com funcionamento restrito ao horário fora de ponta (HFP). A segunda configuração segue a mesma lógica de tempo, mas com a instalação no telhado. Para um uso mais abrangente, a terceira configuração propõe uma instalação no solo, permitindo o funcionamento durante todo o período, tanto no horário de ponta (HP) quanto no horário fora de ponta (HFP). Por fim, a quarta configuração estende esse uso contínuo ao ambiente do telhado, permitindo operação durante o horário de ponta (HP) e o horário fora de ponta (HFP). Para cada uma dessas opções, o dimensionamento dos respectivos geradores foi realizado. Dado isso, foi realizada análise de viabilidade de implementação de geração distribuída (para este consumidor cativo), com objetivo de obter redução de custo. Com isso, analisou-se o modelo de construção, no qual a Universidade faz o investimento em um sistema de geração fotovoltaica e, em contrapartida, reduz seus gastos com energia elétrica, e modelo de Locação, em que uma empresa locadora faz o investimento no sistema fotovoltaico e detém toda a gestão e operação da usina e passa a receber um aluguel da Universidade, cujo valor é equivalente à sua conta de energia, reduzida por um desconto percentual. Dentre os cenários analisados, o trabalho concluiu que, para uma margem de economia desejada de até 20%, os resultados dos fluxos de caixa do modelo de

construção sempre apresentam VPL maiores que os resultados dos fluxos de caixa do modelo de locação, para todas as configurações técnicas. Para o fluxo de caixa da Universidade, o VPL do modelo de locação será maior que o VPL do modelo de construção a partir do desconto de 30%, para compensação somente da energia consumida em HFP e somente para o desconto de 50% na compensação da energia consumida em HFP+HP. Para a Universidade, tanto o modelo de construção quanto o modelo de locação são economicamente atrativos, pois sempre apresentam VPL positivos, independente da configuração técnica. Por outro lado, destaca-se que se a Universidade não dispuser de recursos financeiros para este projeto, o modelo de locação traz a vantagem de dispensar a necessidade do investimento de recursos próprios ou financiados.

Em Pedrini, Finardi e Ferreira (2019), o trabalho busca estimar se o investimento em uma autoprodução eólica se traduz em benefícios financeiros para o consumidor livre frente a todas as outras possibilidades de aquisição de energia às quais ele está sujeito. Para tanto, é criado um modelo estocástico dois-estágios para otimização do custo do portfólio de contratação de um consumidor livre, considerando um horizonte de longo prazo. É proposto um modelo estocástico, que considera incertezas para a decisão de construção da usina, através da decomposição de Benders. São mostrados os resultados da aplicação desse modelo para os submercados Nordeste e Sul. A partir dos resultados mostrados, foi possível concluir que a construção da planta eólica é vantajosa considerando apenas o submercado Sul. A análise das soluções mostra que, devido à intermitência da fonte eólica, os consumidores precisam adquirir energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) para cobrir as flutuações na geração. No submercado Nordeste, as flutuações são maiores do que no submercado Sul, tornando a decisão do modelo fortemente dependente dos preços do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Observa-se que, apenas quando se considerou uma redução de 25% no valor do PLD para todos os cenários, o resultado do modelo mostrou ser possível construir uma planta eólica no submercado Nordeste. Embora o submercado Sul também sofra influência do PLD, essa variação não impediu a decisão de construção da planta eólica.

Cunha (2022) analisa o processo de modernização em curso no Setor Elétrico Brasileiro, centrando-se na crescente autonomia concedida aos consumidores finais de energia. O foco está na transição para o ACL, que permite a participação ativa em particular de grandes consumidores, como indústrias e comércios, na escolha de fornecedores e negociação de preços. O autor também destaca a modalidade de Autoprodução de Energia como uma opção relevante, proporcionando benefícios financeiros notáveis. A análise inclui uma avaliação de viabilidade técnica e financeira para a construção de uma usina fotovoltaica de 600 kW, indicando um

retorno do investimento em aproximadamente 3 anos e 10 meses, o que destaca a atratividade financeira dessa abordagem.

1.6 Contribuição

Devido às constantes variações nos custos de geração e nos preços da energia elétrica no mercado brasileiro, fazem-se necessárias constantes avaliações de viabilidade de alternativas de suprimento energético para otimização do portfólio dos consumidores. Apesar da existência de trabalhos que utilizam modelagem estocástica (que permitem uma avaliação robusta, com diversos cenários probabilísticos e avaliação de riscos) para analisar alternativas aplicáveis a consumidores no Brasil, grande parte dos estudos avalia apenas abordagens parciais (por considerar um conjunto limitado de incertezas e/ou por focar em segmentos específicos do mercado). Observa-se, conseqüentemente, a carência de estudos que tratem de forma conjunta as possibilidades regulatórias do ACL e as variáveis econômicas que influenciam a decisão entre contratar energia ou investir em autoprodução. Assim, muitos trabalhos avaliam variáveis isoladas, sem considerar como esses fatores se combinam e, conseqüentemente, sem avaliar seus efeitos de forma integrada.

Diante disso, este trabalho visa preencher essa lacuna, pois, além de explorar as alternativas contratuais e regulatórias no ACL brasileiro, fornece uma metodologia capaz de gerar resultados atualizados que podem servir como subsídio à tomada de decisão de grandes consumidores de energia, por meio da comparação entre contratos de longo prazo e diferentes modelos de autoprodução (investimento direto, equiparação e arrendamento), levando em conta as flutuações de preços, riscos envolvidos e oportunidades inerentes ao mercado de energia o Brasil.

1.7 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em seis capítulos. No Capítulo 1, o trabalho é contextualizado com a apresentação de objetivos, metodologia, revisão bibliográfica e contribuição.

No Capítulo 2 são apresentados fundamentos teóricos sobre a autoprodução de energia para o consumidor livre, descrevendo conceitos e explanando pontos importantes para construção dos modelos, bem como apresenta o modelo de faturamento de energia elétrica no Brasil.

O Capítulo 3 descreve os modelos e métodos estocásticos utilizados neste trabalho, além de abordar métricas para viabilidade econômica.

O Capítulo 4 apresenta a construção de estudos de caso dos cenários abordados.

O Capítulo 5 explana os resultados obtidos através das simulações e modelagens, realizando comparativos entre cenários, análise de viabilidades e sensibilidades dos valores encontrados, objetivando fornecer valores úteis para tomadas de decisão por parte de um grande consumidor.

E, finalmente, o capítulo 6 finaliza o trabalho com as conclusões obtidas e os trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA SOBRE AUTOPRODUÇÃO E FATURAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA O CONSUMIDOR LIVRE

Neste capítulo serão abordados dois temas importantes para desenvolvimento do trabalho: Autoprodução e Faturamento de Energia Elétrica para o consumidor livre.

2.1 Autoprodução para o Consumidor Livre

A autoprodução de energia no Brasil é marcada por transformações significativas ao longo das últimas décadas, refletindo a busca por fontes mais sustentáveis, segurança no suprimento e possível redução na conta de energia elétrica. A autoprodução de energia refere-se à capacidade de os consumidores produzirem sua própria energia, muitas vezes por meio de fontes renováveis, reduzindo a dependência das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A autoprodução de energia no Brasil pode contribuir com a transição para uma matriz energética mais limpa e diversificada. A combinação de incentivos governamentais, avanços tecnológicos e conscientização ambiental tem impulsionado a adoção de práticas sustentáveis, contribuindo para a construção de um futuro mais seguro e ambientalmente responsável no campo energético brasileiro.

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, foi um marco importante na história da autoprodução de energia no Brasil. Este decreto trata das condições para a realização de autoprodução de energia elétrica no país, estabelecendo diretrizes e regulamentações para esse setor e desempenhou um papel fundamental na criação de um ambiente regulatório propício para o desenvolvimento da autoprodução de energia elétrica no Brasil, além de contribuir para a diversificação da matriz energética e para a promoção de práticas mais sustentáveis no setor elétrico nacional. A partir do decreto supracitado, a geração de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Livre ocorre através de dois modelos: Produção Independente de Energia (PIE) e Autoprodução (APE):

Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:

I - Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco;

II - Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo (Brasil, 1996).

Ademais, dentro desse decreto, são estabelecidas normas que regem a interação

entre os geradores e os Sistemas de Transmissão e Distribuição, assegurando, assim, a possibilidade de acesso à conexão elétrica por parte de um agente autoprodutor ou Produtor Independente:

Art. 13º. Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido (Brasil, 1996).

2.1.1 Modelos de Autoprodução

Sob uma perspectiva física, a autoprodução de energia pode ocorrer a partir de qualquer fonte de energia e pode se caracterizar de duas formas: Autoprodução Contígua (geração e consumo no mesmo local) e Autoprodução Remota (usina está em local diferente do ponto de consumo) (Comerc Energia, 2020). Vale ressaltar que para uma unidade consumidora (UC) ser enquadrada como Agente Autoprodutor na CCEE é necessário que parte ou toda a geração seja injetada na rede, a fim de garantir elegibilidade dos benefícios aplicados a UC.

No contexto da Autoprodução Local, a geração e a unidade de consumo estão instaladas no mesmo local, e os registros de consumo e geração são realizados pelo mesmo Sistema de Medição e Faturamento (SMF). Nessa configuração, observa-se o consumo instantâneo da geração, o qual não é registrado pelo SMF como geração, pois é direcionado diretamente da fonte geradora para a carga, sem passar pelo sistema de medição, fazendo com que parte da energia seja consumida instantaneamente, não sendo registrada pelo medidor, representando uma redução direta de consumo.

A Autoprodução Remota se configura quando, dentro de um único agente, consumo e geração ocorrem fisicamente em locais distintos. Nesse arranjo, uma unidade consumidora é responsável apenas pelo registro de consumo, enquanto uma unidade geradora registra exclusivamente a geração, embora eventualmente também possa registrar o consumo.

2.1.2 Modelos/arranjos comerciais para o Autoprodutor

2.1.2.1 Autoprodução por Investimento Próprio

Neste arranjo, o consumidor arca com todos os custos e responsabilidades da instalação e operação de uma usina e se torna proprietário integral da usina. Modelo indicado para consumidores que desejam utilizar recurso próprio e/ou que já possuem expertise no setor.

2.1.2.2 Autoprodução por Equiparação

Os dispositivos regulatórios estabelecidos pela Lei Nº 11.488, de 15 de junho de 2007, possibilitaram a equiparação do consumidor que possuísse participação em uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) de um empreendimento de geração de energia a um autoprodutor de energia (Brasil, 2007b). A partir da promulgação dessa lei, os grandes consumidores de energia elétrica receberam um estímulo adicional para implementar usinas no formato de Pequena Central de Geração a fim de atender às suas demandas, proporcionando descontos nos encargos setoriais, conforme descrito no Art. 26 desta legislação:

Para fins de pagamento dos encargos relativos à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, ao Programa de Incentivos de Fontes Alternativas - PROINFA e à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolado - CCC-ISOL, equipara-se a autoprodutor o consumidor que atenda cumulativamente aos seguintes requisitos: I - que venha a participar de sociedade de propósito específico constituída para explorar, mediante autorização ou concessão, a produção de energia elétrica (BRASIL, 2007b).

O encargo referente ao CCC-ISOL foi incorporado ao CDE em 2006 (MEGAWHAT, 2023). Posteriormente, no Decreto Nº 6.210, de 18 de setembro de 2007, estabeleceu-se que, para a equiparação do consumidor que possuísse participação em SPEs como autoprodutor, seria necessário que sua demanda fosse igual ou superior a 3.000 kW no ponto de consumo (Brasil, 2007a). Neste modelo, o consumidor se torna sócio de uma SPE, composta pela empresa desenvolvedora e investidora do projeto e a(s) empresa(s) interessadas em participar do projeto, e se equipara a autoprodutor através da compra das ações ordinárias do empreendimento de geração. Nessa situação, a outorga é concedida em nome da SPE, sendo que esta entidade fornecerá a energia. Os benefícios, incluindo a isenção de encargos, são redistribuídos entre os participantes da SPE de acordo com a proporção de suas ações preferenciais. Este modelo mostra-se mais atraente do que o investimento direto, uma vez que permite que a empresa contratante realize um aporte inicial substancialmente menor ao adquirir ações da SPE em comparação com o montante necessário para o investimento direto na construção de uma usina equivalente.

2.1.2.3 Autoprodução por Arrendamento Direto

Neste modelo, o consumidor arrenda parcial ou totalmente uma usina desenvolvida e operada por um terceiro, durante um determinado período. A outorga para a geração é emitida no nome do consumidor, simplificando a modelagem como autoprodutor na CCEE. Isso ocorre

porque o ativo de geração está sob a mesma entidade ou CNPJ do consumo, eliminando a necessidade de equiparação (conforme observado no modelo de autoprodução por equiparação). Esta modalidade caracteriza-se por um arranjo em que o contrato estabelecido não versa sobre a transação de energia, mas sim envolve o arrendamento do espaço onde a usina está localizada. Geralmente, esse arranjo é complementado por um contrato de Operação e Manutenção (O&M), cuja função é ajustar o montante final pago pelo consumidor que contratou o projeto. Isso se dá em razão da impraticabilidade de estabelecer um contrato de arrendamento com variações mensais.

2.1.2.4 Autoprodução por Arrendamento via Consórcio

O consórcio possui a outorga de usina, onde um ou mais consumidores participam desse consórcio e se beneficiam da geração da usina na proporção de sua participação.

2.1.3 Benefícios para o Autoprodutor

O desconto na tarifa que corresponde ao uso do Fio (demanda) só é aplicável, para todos os arranjos, caso a usina, renovável, tenha sido outorgada a partir de 2016 e com solicitação de outorga até março/22. O desconto no fio não será considerado neste trabalho, uma vez que este benefício não se aplica às usinas novas.

Para o autoprodutor, aplicam-se benefícios (contabilizados sobre o montante de energia consumido) de isenção dos encargos setoriais (que compõem os encargos embutidos nas tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD Encargos):

- PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas): tem objetivo de promover o aumento da participação de fontes renováveis, como Pequenas Centrais Hidrelétricas, eólicas e térmicas a biomassa, na geração de energia elétrica. Os custos associados a esses empreendimentos são distribuídos em cotas mensais, sendo recolhidos por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias. Esses valores são suportados por todos os consumidores, sejam livres ou regulados, do Sistema Interligado Nacional (SIN) (CCEE, 2023d);
- CDE (Conta de Desenvolvimento Energético): encargo setorial destinado à promoção do desenvolvimento energético do Brasil, de acordo com a programação do Ministério de Minas e Energia (MME) (CCEE, 2023b);

Além disso, há também o benefício da isenção dos encargos incidentes da liquidação financeira na CCEE:

- EER (Encargos de Energia de Reserva): destina-se a cobrir os custos relacionados à contratação de energia de reserva, abrangendo despesas administrativas, financeiras e tributárias. Esses custos são distribuídos proporcionalmente entre todos os consumidores finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (CCEE, 2023c).
- ESE (Encargos de Segurança Energética): parte constituinte dos Encargos de Serviços e Sistemas (ESS), são gerados devido ao despacho extraordinário de recursos energéticos adicionais por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, com o objetivo de garantir o suprimento energético (CCEE, 2023e).

2.2 Faturamento da Energia Elétrica

Existem diferenças na forma de faturamento da energia elétrica no mercado de energia no Brasil. A depender do perfil de carga, classificação econômica, tipo de consumidor, modalidades etc., o consumidor pode ser faturado por uma regra distinta. Para detalhar a aplicação das tarifas e as formas de faturamentos para um determinado consumidor, é necessário entender que os consumidores são classificados em grupos e subgrupos, e, que, a partir disso, a tarifação ocorre. Segundo (ANEEL, 2021) os consumidores são divididos em dois grupos (Grupo A e Grupo B).

2.2.1 Grupo A

Conforme a ANEEL (2021), o Grupo A apresenta tarifação binômica, em que a cobrança leva em consideração a demanda e a energia faturável. Os consumidores do Grupo A podem ser divididos nos subgrupos:

- A1 – Nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 – Nível de tensão entre 88 e 138 kV;
- A3 – Nível de tensão de 69 kV;

- A3a – Nível de tensão entre 30 e 44 kV;
- A4 – Nível de tensão entre 2,3 e 25 kV;
- AS – Sistema subterrâneo.

2.2.2 Grupo B

Os consumidores do Grupo B estão classificados como consumidores em baixa tensão, os quais são subdivididos nos seguintes subgrupos (ANEEL, 2021):

- B1 – residencial;
- B2 – rural;
- B3 – demais classes;
- B4 – iluminação pública.

2.2.3 Conceitos importantes para o faturamento da energia elétrica

2.2.3.1 Definições e conceitos

Nesta seção serão expressos os conceitos e definições importantes quando se fala de faturamento:

- **consumidor:** pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento do serviço à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes desta prestação à sua unidade consumidora (ANEEL, 2021);
- **consumidor especial:** consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que tenha adquirido energia elétrica na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (ANEEL, 2021);
- **consumidor livre:** consumidor, atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (ANEEL, 2021);
- **consumidor potencialmente livre:** consumidor que cumpre as condições estabelecidas para tornar-se livre, mas é atendido de forma regulada (ANEEL, 2021);
- **energia elétrica ativa:** é a energia que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatt-hora (kWh) (ANEEL, 2021);

- **energia elétrica reativa:** é a energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampere-reativo-hora (kVArh) (ANEEL, 2021);
- **demanda:** a demanda pode ser definida como a média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico, no decorrer de um período de tempo especificado (ANEEL, 2021);
- **demanda contratada:** demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, expressa em quilowatts (kW) (ANEEL, 2021);
- **demanda medida:** Maior demanda de potência ativa, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela carga ou geração, verificada por medição, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, em quilowatts (kW) (ANEEL, 2021);
- **demanda faturada:** o maior valor dentre o contratado e o medido, independentemente do fluxo de energia (ANEEL, 2021);
- **fator de carga:** razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado (ANEEL, 2021);
- **fator de potência:** é a razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa consumidas num mesmo período especificado (ANEEL, 2021);

2.2.3.2 Postos horários

O faturamento da energia pode ser diferenciado a depender do enquadramento tarifário de cada consumidor. Além disso, existem as diferenciações de tarifas por postos horários.

- **posto tarifário:** período em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia (ANEEL, 2021);
- **posto tarifário ponta:** período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, não se aplicando aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e aos feriados nacionais dos dias 1º de janeiro, 21 de abril, 1º de maio, 7 de setembro, 12 de outubro, 2 de novembro, 15 de novembro e 25 de dezembro; (ANEEL, 2021);

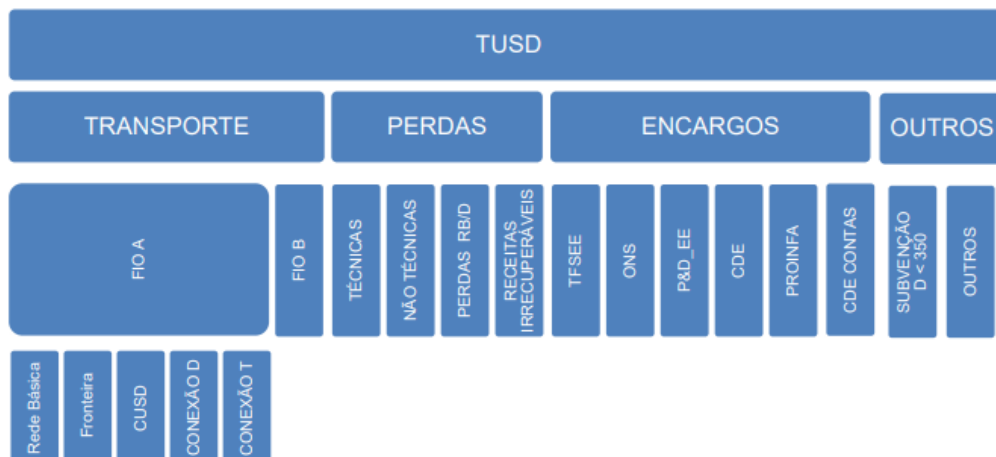
- **posto tarifário intermediário:** período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao horário de ponta, aplicado apenas para o grupo B (ANEEL, 2021);
- **posto tarifário fora de ponta:** período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o grupo B, intermediário (ANEEL, 2021).

2.2.4 Tarifas

A composição tarifária para cálculo de faturamento de energia elétrica, a depender de cada modalidade, é composta basicamente por duas componentes: tarifa de energia (TE), que é definida pelo valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal referente ao consumo de energia (ANEEL, 2021); e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, referente à parcela de encargos e em R\$/kW, relativo à parcela de demanda, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema (ANEEL, 2021).

Os custos alocados à TUSD (demanda e encargos) são definidos em processos de reajuste ou revisão tarifária com base em três componentes de custo: transporte, perdas e encargos (ANEEL, 2023), como mostrado na Figura 2, abaixo:

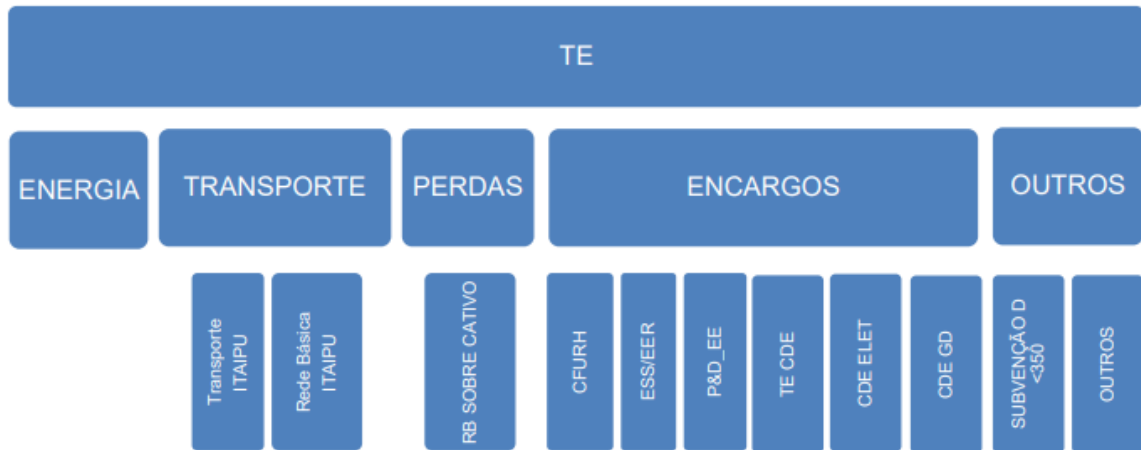
Figura 2: TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes.



Fonte: PRORET, Submódulo 7.1, (ANEEL, 2023)

Os custos com a aquisição de energia, responsáveis por compor a TE, também são definidos em processos de reajuste ou revisão tarifária e são repassados integralmente aos consumidores. A Figura 3 apresenta as quatro componentes (energia, transporte, perdas, encargos e outros) que compõe as funções de custos relativas à TE:

Figura 3: Funções de custo da TE



Fonte: PRORET, Submódulo 7, (ANEEL, 2023)

2.2.5 Modalidades Tarifárias

2.2.5.1 Modalidade tarifária horária Azul

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (ANEEL, 2023).

2.2.5.2 Modalidade tarifária horária Verde

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência (ANEEL, 2023).

2.2.5.3 Modalidade tarifária Convencional Binômia

Aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (ANEEL, 2023).

2.2.5.4 Modalidade tarifária horária Branca

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (ANEEL, 2023).

2.2.5.5 Modalidade tarifária Convencional Monômia

Aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia (ANEEL, 2023).

2.2.5.6 Modalidade tarifária Geração

Aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia (ANEEL, 2023).

2.2.5.7 Modalidade tarifária Distribuição

Aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2023).

2.2.5.8 Modalidade tarifária pré-pagamento

Aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa nº 610/2014, ou o que vier a sucedê-la (ANEEL, 2023).

2.2.6 Faturamento de energia elétrica do consumidor livre

Os grandes consumidores, objetos de estudo desta dissertação, são consumidores que, além de serem enquadrados no Grupo A, são classificados como consumidores livres e, portanto, fazem parte do Ambiente de Contratação Livre (ACL). Existem diferenças no faturamento de energia elétrica entre o consumidor livre que compra toda energia no mercado e o consumidor livre autoprodutor de energia. Esta seção abordará ambos os casos.

2.2.6.1 Faturamento para o consumidor que compra toda energia no Mercado Livre

O faturamento de energia é calculado através de duas parcelas (custos de transmissão/distribuição de energia e custos dos contratos de energia negociados no mercado livre). Os custos com a transmissão/distribuição de energia podem ser definidos pela Equação (2.1).

$$CD = DP * \frac{TDP}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} + DFP * \frac{TDFP}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} + CP * \frac{TENC}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} + CFP * \frac{TENC}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} \quad (2.1)$$

em que:

- CD = Custo Distribuidora (R\$);
- DP = TUSD Demanda Ponta (kW);
- DFP = TUSD Demanda Fora Ponta (kW);
- TDP = Tarifa TUSD Demanda Ponta (R\$/kW);
- TDFP = Tarifa TUSD Demanda Fora Ponta (R\$/kW);
- CP = Consumo Ponta (kWh);
- CFP = Consumo Fora Ponta (kWh);
- TENC = Tarifa de TUSD Encargos (R\$/kWh);
- *PISeCOFINS* = Alíquotas (%) de PIS e COFINS a serem aplicadas;
- ICMS = Alíquota (%) de ICMS a ser aplicada, que, no Brasil, depende do valor adotado por cada Estado.

Os custos com contratos de energia elétrica, dependem dos preços contratados e dos reajustes anuais aplicados. Dado isso, os custos, em R\$/MWh, dos preços, ao serem aplicados

os reajustes, podem ser calculados conforme Equação (2.2).

$$PME_{i \text{ reajustado}} = PME_i * FatorReajuste_i \quad (2.2)$$

em que:

- $PME_{i \text{ reajustado}}$ = Preço médio da energia elétrica após aplicação do reajuste (R\$/MWh);
- PME_i = Preço Médio da Energia, para cada período i (anual), em (R\$/kW);
- $FatorReajuste_i$ = Fator de reajuste anual (IPCA), para cada período i .

Em paralelo, há a necessidade do pagamento de impostos sobre a energia elétrica contratada. Para isso, aplicam-se, sobre o preço da energia, as alíquotas de impostos. Uma vez que o custo de PIS e COFINS já está embutido dentro do preço contratado, será necessário calcular somente o custo com ICMS sobre o preço de contrato, para obter o valor bruto (com impostos). Para isso, os custos, em R\$/MWh, devido pagamento de ICMS, podem ser calculados conforme Equação (2.3).

$$C_{ICMS} = \frac{PME_i * FatorReajuste_i}{[(1 - ICMS)]} - PME_i * FatorReajuste_i \quad (2.3)$$

em que:

- C_{ICMS} = Custo, em R\$/MWh, devido pagamento de ICMS sobre a energia contratada;
- PME_i = Preço Médio da Energia (R\$/MWh), para cada período i ;
- $FatorReajuste_i$ = Fator de reajuste anual (IPCA), para cada período i .

Os custos com contratos de energia elétrica podem ser calculados conforme Equação (2.4).

$$CEE = \frac{PME_i * FatorReajuste_i}{[(1 - ICMS)]} * CT \quad (2.4)$$

em que:

- CEE = Custo Energia Elétrica (R\$);

- PME_i = Preço Médio da Energia (R\$/MWh), para cada período i ;
- $FatorReajuste_i$ = Fator de reajuste anual (IPCA), para cada período i ;
- CT = consumo total (MWh).

Por fim, para compor o fluxo de caixa, no ACL brasileiro, os Encargos de Energia de Reserva (EER), os Encargos de Serviços do Sistema (ESS), incluindo o componente de segurança energética, e a Contribuição Administrativa da CCE (CAss) são parcelas regulatórias cobradas e liquidadas via CCEE, separadas do preço bilateral de energia (PPA). Por isso, modelamos esses encargos como itens próprios (não embutidos no PPA). Logo, os custos com Encargos no Mercado Livre ($ENCML_{ACL}$), são calculados através da Equação (2.5):

$$ENCML_{ACL} = (EER + ESS + CAss) \cdot CT \quad (2.5)$$

em que:

- $ENCML_{ACL}$ = Encargos do Mercado Livre (R\$);
- ERR = Encargos de Energia de Reserva (R\$/MWh);
- ESS = Encargos de Serviços e Sistemas (R\$/MWh);
- CAss = Contribuição Associativa à CCEE (R\$/MWh).

Os Custos totais no Mercado Livre, via PPA, mensal segue na Equação (2.6):

$$CTMLPPA = CD + CEE + ENCML \quad (2.6)$$

em que:

- CTMLPPA = Custo total para o consumidor no mercado livre via contratação de PPA (R\$).

2.2.6.2 Faturamento para o consumidor classificado como autoprodutor

O custo de transmissão/distribuição para o autoprodutor de energia leva em consideração a isenção de alguns encargos que compõem a tarifa TUSD Encargos. Desta forma, o faturamento se dá conforme Equação (2.7).

$$\begin{aligned}
CD_{Ape} = & DP \cdot \frac{TDP}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} + DFP \cdot \frac{TDFP}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} + \\
& CP \cdot \frac{TencAPE}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} + CFP \cdot \frac{TencAPE}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]}
\end{aligned} \tag{2.7}$$

em que:

- CD_{Ape} = Custo Distribuidora para o autoprodutor (R\$);
- $TencAPE$ = Tarifa de TUSD Encargos para o autoprodutor (R\$/kWh).

O faturamento da energia para o autoprodutor, por sua vez, dentro dos arranjos comerciais de autoprodução por equiparação e autoprodução por locação, pode ser feito, respectivamente, por meio de um PPA, semelhante a Equação (2.4), ou por remuneração financeira, em reais, acordada em parcelas em contrato.

Para cálculo dos gastos financeiros do autoprodutor, por arranjo de “Investimento Próprio”, são acrescidos, ao fluxo de caixa, além dos custos da distribuição e os custos operacionais da usina, os custos de conexão da usina, para usina remota (considerada no estudo de caso deste trabalho) dado pela Equação (2.8).

$$TUSD_{geração} = DUsina \cdot \frac{TarTUSDg}{[(1 - PISeCOFINS) * (1 - ICMS)]} \tag{2.8}$$

em que:

- $TUSD_{geração}$ = Custo de conexão da usina, em reais;
- $DUsina$ = Demanda de geração (TUSD G), em kW, é a demanda de geração a ser contratada para a usina (valor adotado igual à potência instalada da usina);
- $TarTUSDg$ = Tarifa aplicada à geração (R\$/kW);

Além disso, embora o autoprodutor seja isento de EER e do componente de segurança energética do ESS, os demais itens de ESS permanecem devidos. Assim, no modelo, separamos ESS em (segurança energética) e (outros), aplicando isenção apenas ao primeiro.

$$ESS = (ESE + ESS_{Outros}) \tag{2.9}$$

em que:

- ESE = Encargos de Segurança Energética (componente do ESS), em R\$/MWh;
- ESS_{Outros} = Custos que compõem o ESS (excetuando somente a componente de Segurança Energética), em R\$/MWh.

Logo, os custos com Encargos no Mercado Livre para o consumidor com 100% do volume proveniente da autoprodução ($ENCML_{APE}$), são calculados através da Equação (2.10):

$$ENCML_{APE} = (0 \cdot EER_i + 0 \cdot ESE + ESS_{Outros} + CAss) \cdot CT \quad (2.10)$$

em que:

- $ENCML_{APE}$ = Custos com Encargos no Mercado Livre para o consumidor com 100% do volume proveniente de autoprodução, em R\$.

Com isso, os custos totais mensais de faturamento no Mercado Livre para o consumidor enquadrado como autoprodutor será considerado conforme segue na Equação (2.11):

$$CTMLAPE = (CDape + TUSD_{geração} + ENCML_{APE}) \quad (2.11)$$

em que:

- $CTMLAPE$ = Custo total, em reais, para o consumidor no mercado livre enquadrado como autoprodutor;

3 FUNDAMENTOS SOBRE MÉTODO ESTOCÁSTICO DE MONTE CARLO COM MOVIMENTO GEOMÉTRICO BROWNIANO E ANÁLISE DE VIABILIDADE FINANCEIRA

Neste capítulo, são apresentados conceitos relacionados ao método estocástico de Monte Carlo associado ao Movimento Geométrico Browniano, abordando também distribuições de probabilidade e indicadores de viabilidade econômica. Esses temas são essenciais para a compreensão das técnicas utilizadas ao longo do trabalho e para o desenvolvimento de estudos de casos e análise de risco. As distribuições de probabilidade e o movimento geométrico browniano são fundamentais para a aplicação do método de Monte Carlo, facilitando a simulação de cenários e a análise de incertezas. Por outro lado, a análise de viabilidade financeira oferece uma abordagem para avaliação de projetos e investimentos no contexto do estudo.

3.1 Abordagens estocásticas para análise de cenários

Existem variáveis de custos envolvidos no Mercado de Energia Elétrica que podem ser tratadas de forma estocástica. Esta abordagem permite analisar um número maior de cenários e riscos nas tomadas de decisão dos agentes do mercado. Existe uma variabilidade de metodologias e trabalhos que utilizam abordagem estocástica, com destaque ao método de Monte Carlo (do inglês, MCS). Aquila et al. (2017) abordam uma análise de viabilidade de produção eólica no Brasil, considerando incertezas no mercado de eletricidade. Para a modelagem das incertezas, foi utilizado MCS para considerar, por exemplo, as incertezas sobre a velocidade do vento. Foi detectado que a análise estocástica considera os riscos envolvidos e dá maior embasamento para a tomada de decisão sobre o investimento na usina.

Rocha et al. (2017) analisaram o impacto da isenção fiscal na circulação de bens e serviços, retornos e riscos do projeto de microgeração de energia FV em quatro cidades brasileiras. Esta análise considerou incertezas em algumas variáveis para análise de viabilidade econômica através do VLP, incluindo distribuição de probabilidades das variáveis por MCS. A análise concluiu que a isenção do ICMS é fundamental para tornar a microgeração de energia solar viável no Brasil, já que o custo é um fator limitante para a expansão dessa tecnologia de geração de energia limpa.

Heck, Smith e Hittinger (2016) utilizam MCS para adicionar incertezas às variáveis utilizadas para cálculo de custos de geração de eletricidade. Os resultados obtidos indicaram

que a análise de Monte Carlo no cálculo do Custo Nivelado da Eletricidade (LCOE) proporcionou uma abordagem mais precisa para avaliar riscos e incertezas em investimentos em tecnologias de geração de eletricidade.

Em Silva et al. (2021), o autor utiliza MCS, através de distribuição de probabilidade triangular, para dimensionamento e cálculos de viabilidade para usina solar FV na avaliação de cenários. Este estudo investigou a viabilidade econômica de implementar sistemas fotovoltaicos em Institutos Federais de Ensino Superior no Brasil. Os resultados indicaram que, para o estudo de caso abordado, a instalação de sistemas fotovoltaicos (independentes) em cada campus é mais atrativa do que uma abordagem centralizada (apesar de ambos os cenários serem considerados viáveis na maioria das possibilidades analisadas).

Este trabalho utilizará a simulação de Monte Carlo associada ao Movimento Geométrico Browniano para análise de contratos de compra de energia de longo prazo. Além disso, serão utilizadas distribuições de probabilidade associadas ao Método de Monte Carlo para a análise de autoprodução de energia. A análise financeira será aplicada em ambos os casos.

3.1.1 Simulação de Monte Carlo associado ao Movimento Geométrico Browniano

A simulação de Monte Carlo é um método computacional iterativo aplicado a problemas envolvendo variáveis aleatórias com distribuições de probabilidade conhecidas ou assumidas. O MCS visa estimar a distribuição de uma variável de saída que depende de diversas variáveis probabilísticas de entrada.

A principal ideia da MCS é a criação de cenários de simulação levando em conta o maior número de incertezas. Ao simular uma ampla gama de possíveis resultados para ajudar na tomada de decisões, o método de Monte Carlo oferece uma abordagem eficaz para lidar com problemas analíticos desafiadores, pois é uma ferramenta matemática comumente utilizada para simular problemas que podem ser representados por processos estocásticos (Yoriyaz, 2009).

Os processos estocásticos, fundamentais em diversas áreas, representam fenômenos dinâmicos cuja evolução é intrinsecamente incerta. Essencialmente, esses processos refletem a aleatoriedade inerente a sistemas complexos, onde as variáveis evoluem ao longo do tempo de maneira não determinística. Com base em probabilidades, eles proporcionam uma ferramenta robusta para entender e prever comportamentos, sendo cruciais em análises de risco, simulações e otimização.

É possível, por sua vez, gerar cenários futuros com características probabilísticas seguindo um movimento browniano. Segundo Silva (2016), um movimento browniano,

também chamado de processo de Wiener, é um processo aleatório contínuo que apresenta três propriedades:

- Independência Incremental: os incrementos do movimento browniano em intervalos de tempo disjuntos são estatisticamente independentes. Isso significa que o comportamento do processo em um determinado intervalo de tempo não influencia o comportamento em outros intervalos de tempo não sobrepostos;
- Distribuição Normal dos Incrementos: os incrementos do movimento browniano têm uma distribuição normal (gaussiana). Isso implica que, à medida que o intervalo de tempo diminui, a distribuição dos incrementos se aproxima de uma distribuição normal;
- Mudança Aleatória Constante: o movimento browniano exibe uma mudança aleatória constante ao longo do tempo. Isso significa que, em média, não há tendência de longo prazo em uma direção específica, e o processo exibe flutuações aleatórias em torno de sua posição inicial.

Essas propriedades tornam o movimento browniano uma ferramenta valiosa em modelagem estocástica, sendo amplamente utilizado em diversas áreas, como finanças, física e biologia, para descrever o comportamento de sistemas dinâmicos sujeitos a forças aleatórias.

Este processo estocástico pode ser aplicado na teoria e na prática econômico-financeira. É considerado adequado para modelagem de preço de ações, taxas de juros, preços de produtos e outras variáveis financeiras e econômicas (Dutra, 2011).

Neste trabalho, este modelo será utilizado para calcular cenários futuros de IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), que, geralmente, é um índice amplamente utilizado como indexador para preços de contratos de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre. Considera-se, portanto, que os índices de IPCA seguem um processo estocástico do tipo geométrico browniano (MGB) e que as simulações de Monte Carlo são utilizadas para geração de cenários probabilísticos para esta variável. Para este estudo, foram geradas 1.000 simulações independentes, cada uma representando um cenário para um período de 240 meses (20 anos). Cada simulação prevê um possível caminho para o índice IPCA ao longo desse intervalo de tempo. O uso de simulações de Monte Carlo possibilita a análise da variabilidade e dos riscos associados ao comportamento futuro do índice, fornecendo informações valiosas para a tomada de decisões no setor de energia elétrica. Esta aplicação será utilizada em um dos Estudos de Casos analisados na sequência do trabalho.

Com base em Silva (2016), a aproximação discreta da equação para um MGB, para um instante t futuro qualquer, para projeções futuras do IPCA será dada pela Equação (3.1):

$$S_t = S_{t-1} e^{[(\mu - \frac{\sigma^2}{2})\Delta t + \sigma\sqrt{\Delta t}\varepsilon t]} \quad (3.1)$$

em que:

- S_t = Índice de IPCA no instante t ;
- S_{t-1} = Índice de IPCA no período $t - 1$;
- εt = Variável aleatória que segue uma distribuição normal padrão ($N(0,1)$). Ela representa a componente estocástica do movimento, a parte aleatória.
- μ = Arrasto ou tendência dos índices do IPCA, definida pela média dos dados históricos observados. É a componente determinística do movimento do Índice. Quando $\mu > 0$, o Índice tende a crescer ao longo do tempo; quando $\mu < 0$, o Índice tende a decrescer;
- Δt = É o intervalo de tempo entre $t-1$ e t . Representa a diferença no tempo. É utilizado para calcular como o índice de IPCA evolui ao longo desse intervalo de tempo.
- σ = Volatilidade do índice S de reajuste, calculada a partir dos dados históricos observados. A volatilidade governa a componente estocástica do modelo, ou seja, as flutuações aleatórias no índice de IPCA; e
- $\sqrt{\Delta t}$ = É o fator que leva em conta a escala do intervalo de tempo e é usado para escalar o termo de volatilidade adequadamente. Multiplicar σ por $\sqrt{\Delta t}$ ajusta essa volatilidade para o intervalo de tempo Δt . A ideia é que, à medida que o intervalo de tempo diminui, a volatilidade precisa ser reduzida proporcionalmente para manter uma representação realista da variação nos índices de IPCA.

A simulação de Monte Carlo dos índices de IPCA usando a equação acima é realizada escolhendo-se ao acaso valores aleatórios e obtendo sua distribuição normal padrão ($N(0,1)$), distribuição contínua de probabilidade com média igual a 0 e desvio padrão igual a 1. Em resumo, a expressão descreve como Índice IPCA evolui ao longo do tempo, incorporando tanto uma tendência determinística (μ) quanto flutuações estocásticas ($\sigma\sqrt{\Delta t}\varepsilon t$). O termo $e^{[(\mu - \frac{\sigma^2}{2})\Delta t + \sigma\sqrt{\Delta t}\varepsilon t]}$ é uma exponencial que modela o crescimento (ou decrescimento) esperado mais a volatilidade estocástica do Índice.

3.1.2 Distribuições de Probabilidade para Simulações de Cenários com MCS

Nesta seção, são apresentadas as distribuições de probabilidades utilizadas para construir modelos e projetar variáveis futuras no trabalho. O uso dessas distribuições, associado à técnica de simulação de Monte Carlo, introduz características estocásticas nas análises, possibilitando uma abordagem mais abrangente e realista para avaliar cenários e prever resultados. Ao empregar o método de Monte Carlo, é possível simular diversos cenários gerando amostras aleatórias a partir das distribuições de probabilidade. Isso oferece uma visão mais ampla das possíveis variações, ajudando a identificar riscos e oportunidades ao longo do tempo. Essa abordagem permite explorar a incerteza inerente às variáveis estudadas, aumentando a precisão das previsões e a robustez das análises.

3.1.2.1 Distribuição Normal

A distribuição normal, também conhecida como distribuição gaussiana, é caracterizada por uma curva de sino simétrica em torno da média. Ela é completamente determinada por dois parâmetros: a média (μ) e o desvio padrão (σ). A função de densidade de probabilidade da distribuição normal, conforme Anderson et al. (2021), é dada pela Equação (3.2).

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}, x \in (-\infty, +\infty) \quad (3.2)$$

A função de densidade de probabilidade apresentada na Equação (3.2) representa a distribuição de probabilidade normal, também conhecida como distribuição gaussiana. Esta distribuição será utilizada em conjunto com o método de Monte Carlo para gerar cenários que seguem uma distribuição normal. Este conceito é aplicado para definir a variável aleatória ε_t na equação (3.1).

3.1.2.2 Distribuição Uniforme

A distribuição uniforme é uma distribuição de probabilidade contínua na qual todos os valores possíveis de uma variável aleatória têm a mesma probabilidade de ocorrer. É

chamada "uniforme" porque a probabilidade é uniformemente distribuída em todo o intervalo possível. A distribuição uniforme é frequentemente representada por $U(a, b)$, onde a e b são os parâmetros que definem o intervalo no qual a variável aleatória pode ocorrer.

Se X é uma variável aleatória com distribuição uniforme no intervalo (a, b) , a função de densidade de probabilidade é dada pela Equação (3.3), segundo Anderson et al. (2021).

$$f(x) = \frac{1}{b-a}, \quad \text{se } a \leq x \leq b; \quad f(x) = 0, \quad \text{caso contrário} \quad (3.3)$$

Esta distribuição de probabilidade será aplicada em conjunto com o MCS para geração de cenários, para o período de 20 anos, dos preços de energia de curto prazo, para liquidação (compra ou venda) de energia no curto prazo e da irradiação solar, para estimativas de geração de energia da usina projetada.

3.1.2.3 Distribuição Triangular

A distribuição de probabilidade triangular é utilizada em situações em que é possível determinar os valores mais provável, mínimo e máximo de uma variável aleatória, e, quando uma função linear parece apropriada para a descrição da distribuição dos valores dos erros das variáveis. Nesses casos, pode-se utilizar a distribuição triangular, que é um modelo adequado entre as distribuições normal e uniforme (Martin; Storck; Dourado Neto, 2007). Neste trabalho, a distribuição triangular será utilizada juntamente com o MCS para geração de cenários para as variáveis utilizadas no cálculo de fluxo financeiro e operacional da usina (preços de sistemas FV e custos de O&M).

3.2 Análise De Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica é um componente crítico na avaliação de projetos e investimentos e constitui um fator importante para tomadas de decisão. Esta seção abordará as métricas de análises de viabilidade utilizadas neste trabalho.

3.2.1 Valor Presente Líquido (VPL)

A métrica do Valor Presente Líquido (VPL) surge como uma ferramenta fundamental no contexto de análise de viabilidade em projetos. O VPL, fundamentado no conceito de valor do dinheiro no tempo, oferece uma abordagem quantitativa para avaliar a atratividade financeira de um projeto. Este indicador busca calcular o valor presente das entradas e saídas de caixa ao longo do tempo, descontando esses fluxos de caixa a uma taxa apropriada.

O VPL é o critério mais recomendado para tomada de decisão em investimentos. Este método considera que o dinheiro tem valor no tempo (Fonseca; Bruni, 2003). Além disso, este método engloba toda movimentação futura de caixa. O VPL consiste no valor presente dos fluxos de caixa futuros reduzido do valor presente do custo do investimento (Fonseca; Bruni, 2003).

Neste trabalho, exploramos a aplicação do VPL para calcular, a valor presente, o fluxo de caixa total, para efeitos comparativos, nos cenários analisados no estudo de caso. Neste contexto, o VPL é utilizado para estimar o valor presente do fluxo de caixa total relativo às despesas de energia de um consumidor ao longo do período de 20 anos. Para fins de análise, o cenário que apresentar o menor VPL será considerado o mais atrativo, indicando que a despesa total com energia ao longo do período analisado é menor. Desta forma, é possível comparar e calcular a economia obtida na escolha de um cenário em alternativa ao outro.

Dado isso, o VPL pode ser calculado conforme Equação (3.4).

$$VPL = \left(\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} \right) - I_0 \quad (3.4)$$

em que:

- FC_j = Fluxo de caixa na data j ;
- TMA = Custo médio ponderado de capital;
- j = Período correspondente ao fluxo de caixa;
- I_0 = Investimento inicial; e
- n = Tempo de desconto do último fluxo de caixa.

3.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A análise de viabilidade desempenha um papel crucial na tomada de decisões estratégicas em projetos e investimentos e a Taxa Interna de Retorno (TIR) emerge como uma métrica fundamental nesse cenário. A TIR, ou Taxa de Retorno Interno, representa a taxa de desconto na qual o valor presente líquido (VPL) de um projeto é igual a zero. Essa métrica fornece entendimentos valiosos sobre a rentabilidade de um investimento ao considerar a taxa de retorno efetiva ao longo do tempo. Neste trabalho, é explorada a aplicação e interpretação da TIR como indicador de viabilidade, destacando sua capacidade de equacionar o valor presente dos fluxos de caixa com a taxa de desconto apropriada. Ao oferecer uma perspectiva dinâmica sobre a rentabilidade do investimento, a TIR se revela uma ferramenta essencial para a análise de viabilidade, capacitando gestores e investidores a tomar decisões embasadas e estratégicas no ambiente empresarial.

A TIR é uma técnica sofisticada usada para a avaliação de alternativas de investimentos e é utilizada como critério de decisão em investimentos. Se a TIR exceder a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), taxa de desconto requerida, o projeto é considerado viável; do contrário, rejeita-se o projeto (Pereira; Almeida, 2008). O objetivo é encontrar a TIR que faz com que o VPL do projeto seja igual a zero, indicando que o investimento inicial está sendo recuperado exatamente. Esta taxa representa a rentabilidade do projeto e pode ser calculada através da Equação (3.5).

$$0 = \left(\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} \right) - I_0 \quad (3.5)$$

3.2.3 Payback Descontado

O cálculo do *Payback* Descontado é uma ferramenta financeira crucial para avaliar a viabilidade de um investimento. Ele leva em consideração o valor do dinheiro ao longo do tempo, aplicando uma taxa de desconto aos fluxos de caixa futuros esperados. Esse método busca determinar em quanto tempo o investimento retornará o capital inicial, considerando o custo de oportunidade do dinheiro. Assim, ao analisar esta métrica de viabilidade, é possível tomar decisões mais informadas e precisas sobre projetos de investimento, levando em conta não apenas os valores absolutos, mas também os fatores temporais e a taxa de retorno exigida. A fórmula do *Payback* Descontado é calculada somando os fluxos de caixa de cada período

(ganhos financeiros advindos do investimento realizado), descontados para o presente utilizando uma taxa de desconto, até que o total seja igual ao investimento inicial, conforme Equação (3.6):

$$Payback\ Descontado = \min \left(n \mid \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} \geq I_0 \right) \quad (3.6)$$

em que:

- n = Número de períodos (anos) necessários para recuperar o investimento inicial;
- $\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j}$ = é a soma cumulativa dos fluxos de caixa anuais (FC_j), ganhos financeiros advindos do investimento aplicado, descontados ao valor presente usando a taxa de desconto TMA.

3.3 Considerações Finais

Neste trabalho, o IPCA será utilizado como indexador do contrato de longo prazo, com reajuste anual do preço, baseado no acumulado do IPCA nos últimos 12 meses. Dado a imprevisibilidade desta variável para o futuro, devido aos diversos fatores que podem afetá-la (como políticas econômicas, variações nas taxas de juros, condições do mercado global, e eventos inesperados como desastres naturais ou crises econômicas), considerou-se a aplicabilidade de abordagem estocástica à mesma. Ao tratar o IPCA como uma variável estocástica, é possível considerar uma gama de possíveis cenários futuros que possibilitam ao consumidor avaliar os riscos e impactos potenciais no contrato ao longo do tempo. Assume-se, ainda, que esse índice segue um processo estocástico de Movimento Geométrico Browniano, sendo aplicada uma simulação de Monte Carlo para gerar cenários de probabilidades da variável de saída. Desta forma, o índice de IPCA (S_t) é a expressão matemática que modela a variável IPCA para o futuro.

Em paralelo, o fluxo de caixa para um autoprodutor de energia é altamente influenciado pelos custos associados à construção e operação contínua da usina e manutenção das obrigações financeiras e de lastros inerentes ao ACL. A análise incorpora variáveis cruciais tratadas como estocásticas para refletir a natureza incerta do ambiente, a fim de considerar diversos cenários e dar maior robustez e confiabilidade ao processo de tomada de decisão. Na modelagem dessas variáveis, optou-se por distribuições de probabilidades específicas, associadas ao MCS para a geração de cenários probabilísticos. Aos preços de sistemas para

construção da usina solar FV e aos custos de operação e manutenção da usina foram atribuídos à distribuição triangular para geração de cenários, conferindo uma representação mais realista das incertezas associadas a esses custos. Essa escolha é respaldada pela capacidade da distribuição triangular de acomodar uma gama de valores possíveis, refletindo tanto a variabilidade quanto a existência de valores mais prováveis. Além disso, destaca-se a inclusão da irradiação solar como variável estocástica, um fator crucial, uma vez que a geração de energia solar está intrinsecamente ligada a essa condição. A variabilidade na irradiação solar pode resultar em excedentes ou déficits de energia, tornando a gestão adequada desses cenários fundamental para o desempenho do sistema. A variabilidade da quantidade de energia gerada pode deixar o consumidor exposto ao mercado de curto prazo, para sanar as obrigações de lastros e balanço de energia de forma mensal. Desta forma, será considerado que o consumidor poderá ter necessidades de compra ou venda de energia no curto prazo mensal. Dado isso, o preço de liquidação de energia no curto prazo também é um elemento determinante para os custos operacionais, influenciando diretamente a gestão de excedentes e déficits. Para modelar tanto a irradiação solar quanto o preço de liquidação de energia no curto prazo, foi utilizada a distribuição uniforme, cuja aplicação é justificada pela incerteza quanto à natureza exata dessas variáveis. A atribuição de igual probabilidade a qualquer valor dentro de intervalos específicos reflete a compreensão de que diversas condições podem ocorrer, tornando essa abordagem apropriada para capturar a amplitude de cenários possíveis.

Para ambos os estudos de casos serão realizadas análises financeiras e comparativas entre as alternativas de investimento.

4 ESTUDOS DE CASOS: ANÁLISE DE CENÁRIOS PARA O CONSUMIDOR

Este trabalho abordará dois estudos de casos: consumidor livre com contratação de PPA em um período de 20 anos (Estudo de Caso 01) e consumidor livre autoprodutor de energia por investimento próprio (Estudo de Caso 02). Com o objetivo de realizar análises financeiras que possibilitem ao consumidor uma tomada de decisão embasada sobre a escolha da estratégia de enquadramento como consumidor livre mais atrativa (visto a existência de alternativas distintas no mercado de energia no Brasil), são construídos modelos que refletem as condições financeiras para as abordagens propostas.

Este capítulo abordará os estudos de casos propostos, com as análises dos cenários apresentados.

4.1 Coleta e análise de dados e premissas adotadas

Os estudos de casos propostos foram elaborados com base nos dados e diretrizes para um grande consumidor industrial do grupo A, com sede no nordeste brasileiro, enquadrado como Consumidor Livre (com contratos de compra de energia de até 5 anos). A Unidade Consumidora, objeto de estudo desta dissertação, possui curva de carga aproximadamente constante, uma vez que o processo produtivo funciona 24 horas por dia.

A análise começa com a coleta dos dados necessários para avaliar os estudos de casos propostos. Com isso, a viabilidade econômica é calculada, fornecendo parâmetros comparativos que auxiliarão na tomada de decisão. Dois estudos de casos específicos estão em foco na análise: o Estudo de Caso 01 e Estudo de Caso 02.

Os dados referentes à unidade consumidora são definidos a partir de um consumo histórico. Os dados de tarifas da distribuidora foram obtidos de ANEEL (2022) e os dados de preços do mercado livre foram dados indicativos de mercado. Os dados históricos de IPCA foram obtidos de IBGE (2023). A modelagem e tratamento dos dados foram realizados por meio da linguagem de programação Python. Na Figura 4 e Figura 5, é possível observar as premissas adotadas. Estas premissas serão utilizadas como base para as análises financeiras iniciais. Posteriormente, sobre algumas delas serão aplicadas variações para análise de sensibilidades.

Figura 4: Premissas Gerais Consumidor Livre.

Dados da Unidade Consumidora	Dados de alíquotas de imposto
Grupo A Subgrupo A3 (69kV) Consumo mensal total : 29.200 MWh Consumo na ponta: 2.520.000 kWh Consumo fora ponta: 26.680.000 kWh Demanda ponta: 40.000 kW Demanda fora ponta: 40.000 kW	ICMS: 18% PIS e COFINS (distribuidora): 4%
Encargos Mercado Livre	Dados de contrato de energia no ACL
Encargos (EER): R\$ 5,00 / MWh Encargos (ESE): R\$ 5,00 / MWh Contribuição Associativa: R\$ 0,10 / MWh	Curva de preços de energia em 20 anos: R\$ 137,00 (Preço Fixo) – Indicativo de Mercado

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5: Premissas Tarifas Distribuidora.

Dados de tarifas da Distribuidora
TUSD Demanda Ponta: R\$ 17,69 / kW TUSD Demanda Fora Ponta: R\$ 8,53 / kW TUSD Encargos: R\$ 0,05159 / kWh TUSD Encargos APE: R\$ 0,01096 / kWh TUSD GERAÇÃO: R\$ 7,43 / kW

Fonte: Adaptado de Resolução Homologatória nº 2533, (ANEEL,2022).

4.2 Análise de Sensibilidade no faturamento para o consumidor livre

Nesta etapa, é realizada a análise de sensibilidade, com intuito de observar as variáveis que mais trazem impacto ao modelo para direcionar as etapas das análises estocásticas, uma vez que serão adicionadas incertezas apenas às variáveis de maior influência.

Para isso, será utilizado o método de Análise Univariada, que consiste em variar uma única variável por vez, mantendo-se as outras constantes, a fim de avaliar as variáveis de maior sensibilidade e que, portanto, exercerão maior influência sobre o modelo. Para realizar essa análise, é necessário ajustar a variável de interesse, enquanto as demais são mantidas constantes, e observar as consequências diretas sobre o faturamento de energia para o consumidor estudado. Com isso, é possível observar como alterações específicas em cada variável afetam os resultados.

Neste estudo, todas as variáveis de entrada relevantes do modelo de fluxo de caixa foram alteradas em passos de 1%, sendo variadas entre -10% a +10% em relação aos seus valores base para um caso determinístico. Essas variações causarão um impacto no VPL do faturamento para a unidade em questão. Cada curva observada no gráfico da Figura 6 representa a sensibilidade para faturamento mensal ao ser variada somente a variável indicada em cada item na legenda do gráfico, enquanto as demais variáveis que englobam o faturamento total são mantidas fixas. As variáveis que mais impactam os resultados do faturamento foram selecionadas e serão apresentadas na análise estocástica como variáveis com incertezas. As variáveis com menor influência serão consideradas como valores constantes e determinísticos.

A Figura 6 apresenta os resultados da análise de sensibilidade, destacando que a variável mais impactante no modelo é o preço da energia elétrica, exercendo uma influência expressiva no faturamento diante de variações. Essa constatação é reforçada pela Figura 7, a qual proporciona uma visão dos impactos percentuais das variações de cada variável no faturamento total.

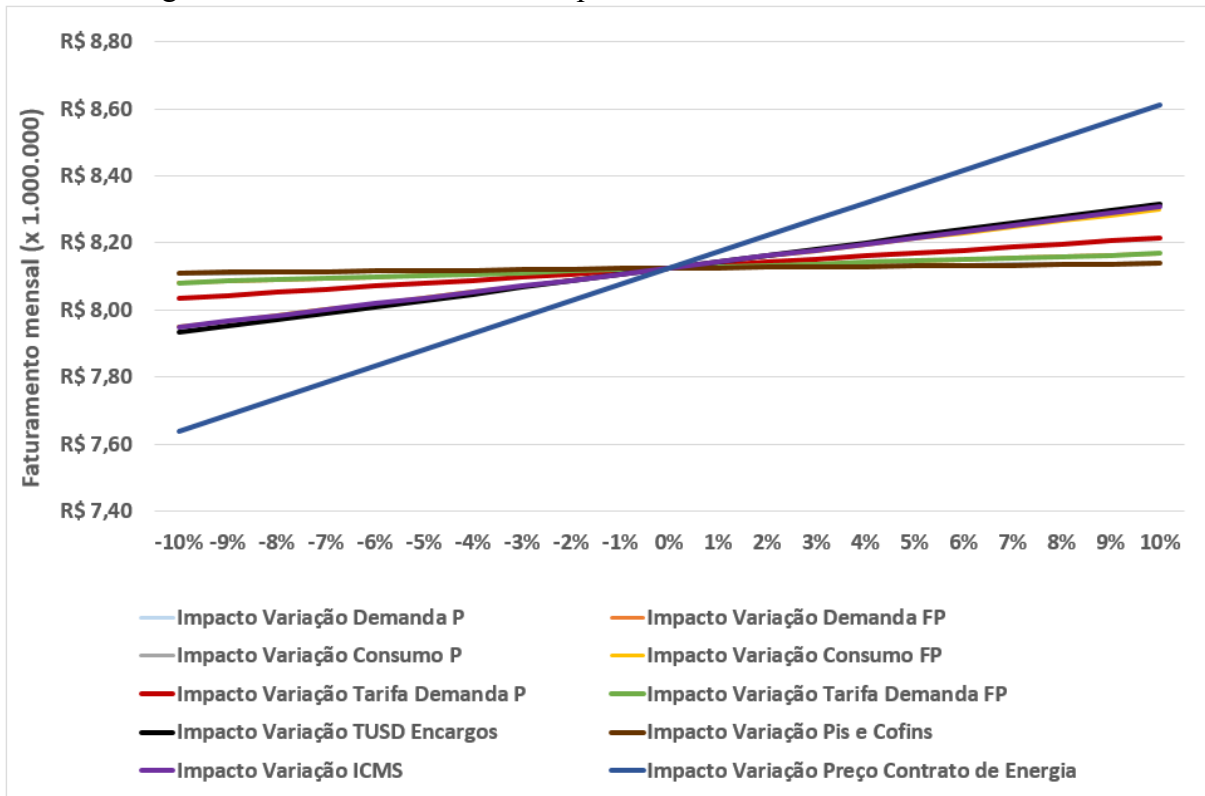
Vale ressaltar que o preço da energia elétrica desempenha um papel direto no Estudo de Caso 01, uma vez que está associado a um PPA com preço pré-estabelecido. No entanto, há variáveis desconhecidas que exercem influência significativa nos preços futuros do PPA, especialmente os índices de reajuste anuais, os quais são calculados com base nos valores acumulados do IPCA a cada 12 meses. Dessa maneira, devido à necessidade de incorporar as incertezas inerentes à modelagem dos valores futuros do IPCA, esta variável adquire características estocásticas.

O Estudo de Caso 02, por sua vez, envolve um consumidor livre que produz majoritariamente a própria de energia, ao invés de adquirir energia por meio de um contrato de longo prazo, como um PPA. Esse consumidor gera a energia a partir de uma usina construída com investimento por meio de recursos próprios e está enquadrado como autoprodutor na CCEE. Diferentemente do caso em que um consumidor possui um contrato de fornecimento de energia, o fluxo de caixa para o Estudo de Caso 02 engloba os custos de OPEX e CAPEX relacionados à usina de geração de energia. Para este estudo de caso, o IPCA não tem impacto direto no fluxo de caixa das despesas do consumidor e, conseqüentemente, no cálculo do VPL, uma vez que ele não possui um contrato de compra de energia com reajustes baseados em indexadores. Como os custos do autoprodutor estão mais relacionados ao custo de construção e operação da usina, por simplificação, a aplicação do IPCA não é relevante para este modelo financeiro.

Portanto, de maneira simplificada, os custos associados ao PPA seriam substituídos

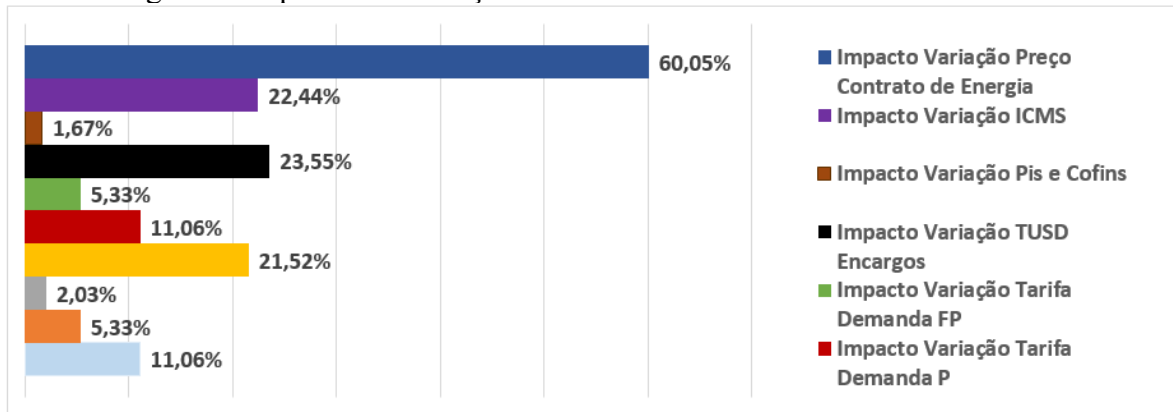
pelos custos relacionados à construção da usina, juntamente com os custos operacionais envolvidos, como a operação e manutenção da usina, e os custos ligados à liquidação de energia (venda de excedentes ou a necessidade de compra de energia no curto prazo mensal). Para esses elementos do fluxo de caixa no Estudo de Caso 02, também serão aplicados métodos para modelar os valores futuros de maneira estocástica, com objetivo de considerar riscos e incertezas para o futuro.

Figura 6: Análise de sensibilidade para faturamento mensal.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 7: Impacto das variações de cada variável no faturamento total.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores para as componentes de Demanda (kW) e o Consumo (kWh) a serem faturados serão considerados fixos e determinísticos ao longo do período de 20 anos. Essa definição está baseada na igualdade desses parâmetros nos dois cenários, o que elimina a possibilidade de impactos significativos nas análises comparativas entre eles. Ao tratar esses elementos como constantes, mantém-se a consistência e a equidade na avaliação dos cenários, enfocando-se nos fatores que verdadeiramente influenciam as diferenças entre as abordagens propostas.

Os custos tarifas de demanda (R\$/kW), embora não sejam fixos na realidade devido a ajustes periódicos nas tarifas, foram considerados como constantes nos dois estudos de casos analisados. Isso ocorre porque, como ambos os cenários serão impactados com as variações tarifárias, a análise comparativa entre os dois contextos não é impactada significativamente.

Ao contrário das tarifas de faturamento da demanda, as tarifas de TUSD Encargos (R\$/kWh) não são uniformes nos cenários analisados. Apesar das discrepâncias entre essas tarifas nos dois estudos de casos, devido aos descontos concedidos ao consumidor autoprodutor em comparação com o consumidor livre com PPA, este estudo de caso optará por tratar esses custos como fixos ao longo do período de 20 anos em ambos os cenários, embora na prática essas tarifas sofram ajustes periódicos. A escolha de manter esses custos constantes se justifica pelo fato de que as variações entre as tarifas de TUSD Encargos nos estudos de casos analisados serão minuciosamente exploradas durante as análises de sensibilidade a serem conduzidas em seções subsequentes. Desta forma, a manutenção desses custos como constantes e determinísticos nesta fase inicial não terá impactos significativos na análise comparativa.

Além disso, é importante definir a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), parâmetro importante para as análises de viabilidade econômica. A TMA adotada como valor base para realização das análises em ambos os estudos de casos é de 7,5%. Essa decisão está fundamentada na análise da série histórica da taxa Selic no Brasil de 2018 a 2023 e busca uma referência sólida alinhada às condições econômicas recentes do país, utilizando a taxa Selic como indicador robusto e amplamente reconhecido. A adoção desse parâmetro fornece consistência e realismo aos cálculos econômicos, garantindo que as projeções estejam alinhadas aos padrões macroeconômicos nacionais.

A TMA desempenha um papel crucial nos cálculos econômicos, especialmente ao calcular o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). Ela reflete a taxa mínima de retorno que uma empresa ou investidor espera obter em um projeto para considerá-lo atrativo. No contexto dos dois cenários em análise, a escolha de uma TMA comum permite comparar de maneira consistente a viabilidade econômica dos projetos, proporcionando uma

base uniforme para as análises.

Entretanto, é vital reconhecer as variações históricas da taxa Selic ao longo do tempo, visto que essas flutuações podem impactar significativamente as análises de viabilidade econômica. Alterações na TMA influenciam diretamente a avaliação do desempenho financeiro do projeto, podendo torná-lo mais ou menos atrativo em diferentes cenários econômicos.

Apesar de adotar a TMA de 7,5% como valor base para os 20 anos, será conduzida uma análise de sensibilidade nessa variável. Essa abordagem permitirá avaliar como variações na TMA afetam os resultados comparativos de viabilidade econômica entre os dois estudos de casos.

4.3 Estudo de Caso 01: Consumidor Livre com contratação de Energia através de um PPA de energia convencional

Nesta seção serão abordados os detalhes específicos em que um consumidor opta pela autonomia energética por meio de um Contrato de Compra de Energia (PPA), de energia do tipo convencional, que será considerado o caso base. Os resultados obtidos serão utilizados para análises comparativas com o Estudo de Caso 02.

4.3.1 Análise Financeira

4.3.1.1 Definição de OPEX

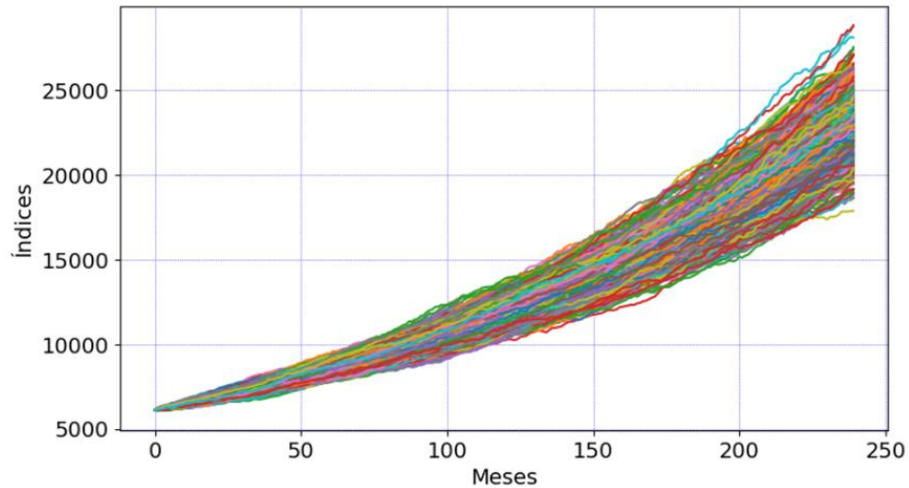
Nesta seção serão abordados os custos operacionais para o Estudo de Caso 01 (contratos de energia no mercado livre, contrato de distribuição, encargos no mercado livre e contribuição associativa para a CCEE).

4.3.1.1.1 Fluxo de caixa: custo de contratos de energia

Neste estudo de caso, é considerada uma curva de preços conhecida, no momento da tomada de decisão, para um período de 20 anos. Embora a curva de preços seja conhecida, os reajustes anuais para este período são incertos. Desta forma, será considerada uma modelagem estocástica para previsão de índices futuros do IPCA, considerado como indexador do preço da energia elétrica neste estudo.

Utilizando-se o MCS com MGB, estimou-se 1.000 (mil) cenários para valores de índices de IPCA em 20 anos (240 meses), cujo resultado é apresentado na Figura 8.

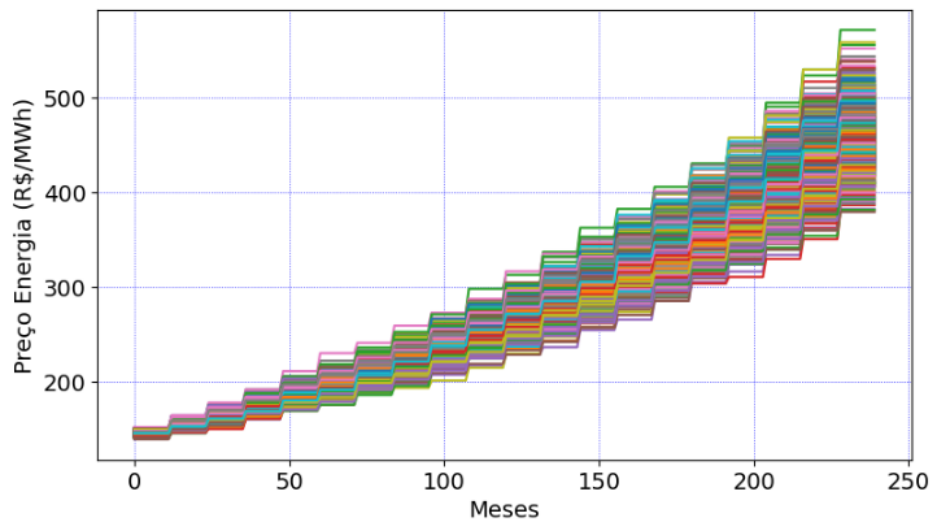
Figura 8: Previsão de Índice de IPCA futuro.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores apresentados na Figura 8 serão usados para aplicação de reajustes anuais no preço da energia dentro do modelo. Desta forma, após aplicação dos fatores de reajuste, com auxílio da Equação (2.2), têm-se, na Figura 9, os preços de energia em R\$/MWh.

Figura 9: Preços Futuros de Energia Elétrica.

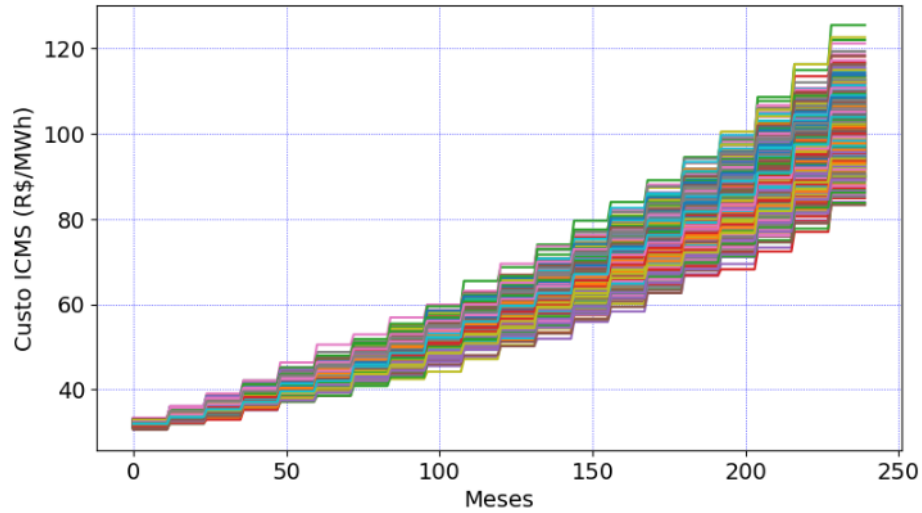


Fonte: Elaborada pelo autor.

Observa-se que, os preços bases do PPA para os 20 anos, conforme premissa estabelecida na Figura 4, fixos em R\$ 137,00/MWh, sofrem aumentos, ao longo do tempo,

devido a aplicação dos valores de reajustes anuais previstos. As correções anuais sobre o preço da energia também influenciam no custo do ICMS, uma vez que este imposto é calculado sobre o preço da energia já reajustado no ano de exercício. Desta forma, os custos com ICMS podem ser calculados conforme Equação (2.3), sendo apresentados na Figura 10.

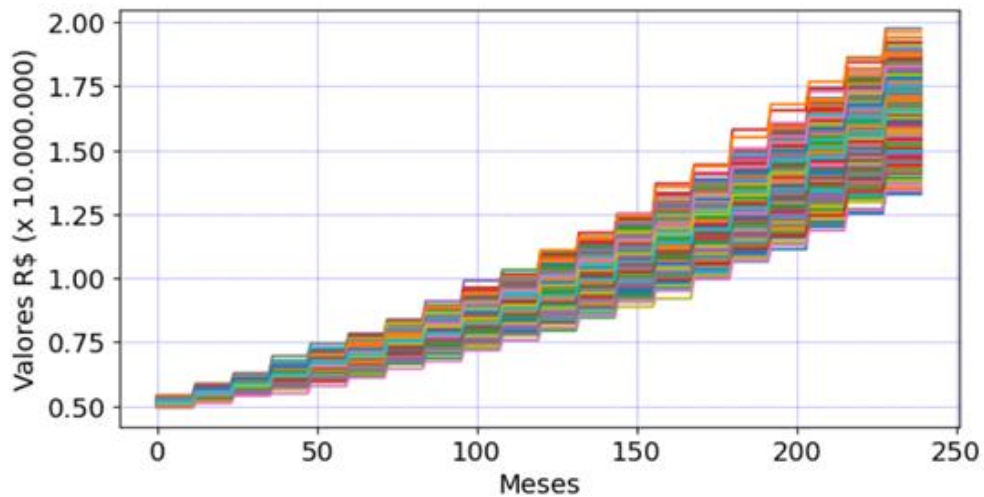
Figura 10: Custos Futuros de ICMS.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Percebe-se que, à medida que o preço do contrato de energia aumenta, também se eleva o montante a ser pago em ICMS. Com isso, foi calculado, com auxílio da Equação (2.4), o custo total com contratos de energia, em reais, dos valores a serem pagos nos 20 anos, como mostra a Figura 11.

Figura 11: Custos total com contratos de energia.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os custos totais relacionados aos contratos de energia aumentam ao longo do tempo em função das atualizações anuais dos preços. Isso ocorre, considerando que tanto o consumo de energia quanto o preço base de contrato são constantes.

4.3.1.1.2 Fluxo de caixa: custo de distribuição

Os custos relacionados ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) também causam impactos no fluxo de caixa operacional mensal para o consumidor. Para este estudo, os custos relacionados à distribuição estão sendo considerados como determinísticos e fixos ao longo do tempo, conforme justificado na seção 4.2. Desta forma, através da Equação (2.1) e das premissas estabelecidas na Figura 4 e Figura 5, calcula-se os custos de demanda, encargos de distribuição e custo de distribuição total mensais para este consumidor, sendo, aproximadamente, R\$ 1,33 milhões, R\$ 1,90 milhões e R\$ 3,23 milhões, respectivamente.

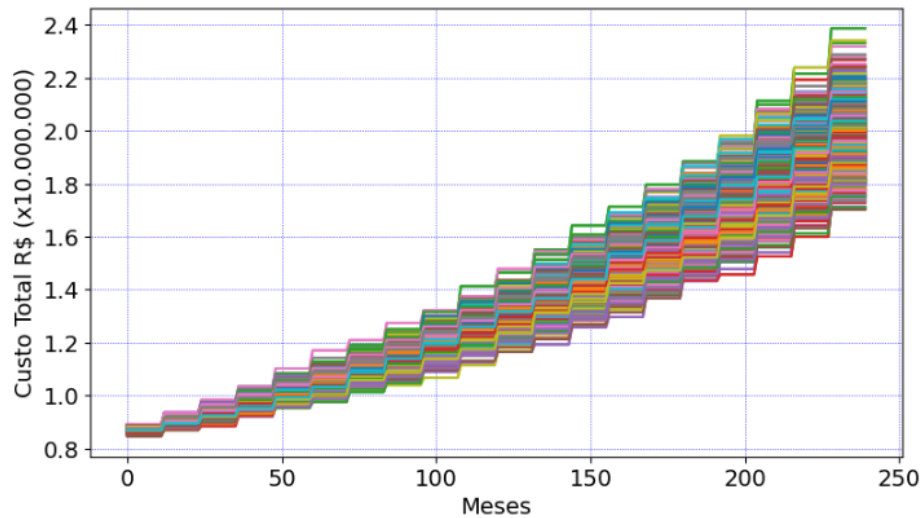
4.3.1.1.3 Fluxo de caixa: custo dos encargos no mercado livre e contribuição associativa CCEE

Há, ainda, para o consumidor livre, custos de encargos no Mercado Livre (encargos de energia de reserva e encargos de segurança energética), importantes a serem considerados no estudo, uma vez que, embora estes encargos sejam custos para o Estudo de Caso 01, não são valores cobrados para o consumidor autoprodutor (Estudo de Caso 02). Desta forma, através da Equação (2.5) e premissas definidas na Figura 4, o custo mensal a ser considerado no fluxo de caixa para o Estudo de Caso 01 é, aproximadamente, R\$ 295.000,00.

4.3.1.2 *Consolidação de Fluxo de Caixa*

Para consolidação do fluxo de caixa final mensal para o Estudo de Caso 01, levou-se em consideração os custos operacionais (contratos de energia, contrato de distribuição, encargos do mercado livre e contribuição associativa CCEE) para calcular as probabilidades de fluxos de caixa (1.000 cenários). Com isso, foi calculado o custo total, em reais, dos valores a serem pagos nos 20 anos, com auxílio da Equação (2.6) como mostra a Figura 12.

Figura 12: Custo Total Mercado Livre via PPA de longo prazo.



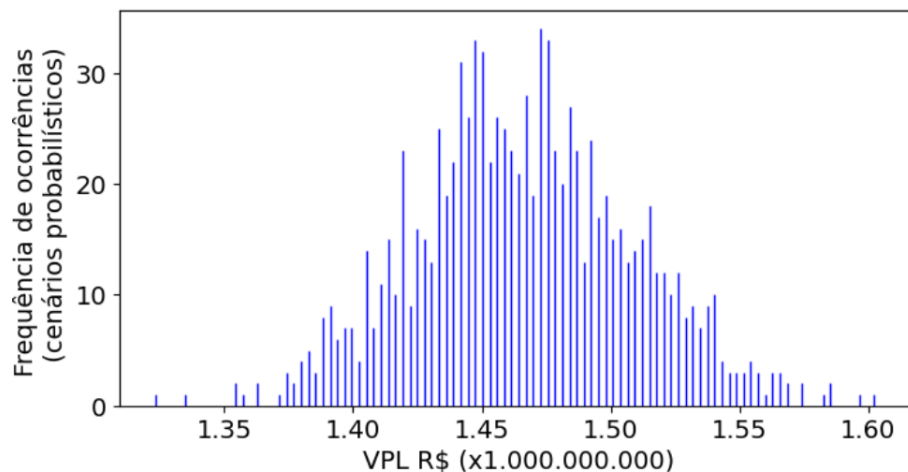
Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores obtidos na Figura 12 desempenham um papel crucial nos cálculos dos parâmetros necessários para a análise de viabilidade econômica.

4.3.1.3 Determinação de VPL para o Estudo de Caso 01

A Figura 13 apresenta o VPL para 1.000 cenários, para o período analisado. A Tabela 1 apresenta os resultados de VPL máximo, mais provável e mínimo para este Estudo de Caso 01.

Figura 13: VPL Mercado Livre via PPA de longo prazo - Estudo de Caso 01.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 1 – Resumo de resultados de VPL (R\$) Estudo de Caso 01.

VPL Máximo (x10⁹)	VPL Mais Provável (x10⁹)	VPL Mínimo (x10⁹)
1,605	1,477	1,323

Fonte: elaborada pelo autor.

Os valores apresentados na Figura 13 e Tabela 1 representam as estimativas de valor presente financeiro a ser desembolsado pelo consumidor no Estudo de Caso 01 para 1.000 cenários ao longo do período analisado. Estes valores fornecem uma visão abrangente da variabilidade potencial nos resultados financeiros associados ao uso do mercado livre via PPA de longo prazo no Estudo de Caso 01, ao serem consideradas as premissas estocásticas. Essa análise é fundamental para avaliar a robustez e a viabilidade econômica dessa abordagem específica e é essencial para fornecer dados para análise comparativa em relação ao Estudo de Caso 02.

4.4 Estudo de Caso 02: Consumidor Livre enquadrado como Autoprodutor (modelo de Investimento Próprio)

Nesta seção serão abordados os detalhes específicos em que um consumidor opta por ser enquadrado como Autoprodutor de Energia, por meio de investimento próprio em uma usina solar FV. Os resultados obtidos serão utilizados para análises comparativas com o Estudo de Caso 01, possibilitando avaliar a atratividade econômico-financeira de ambos os cenários.

4.4.1 Premissas

Para o dimensionamento da usina FV, cálculos financeiros e de viabilidade seguem os parâmetros de entrada considerados na Tabela 2 e Tabela 3.

Tabela 2 – Parâmetros de entrada determinísticos.

Parâmetros	Valor base adotado
Consumo total mensal (kWh)	29.200.000
Nº horas (média/mês)	730
Irradiação solar diária média (IGH)	5,94
Rendimento global do sistema (usina solar FV)	80%
Vida útil do painel	20
Taxa Mínima de Atratividade	7,5%

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 3 – Parâmetros de entrada estocásticos.

Parâmetros	Distribuição de Probabilidade	Mínimo	Máximo	Provável
Preços dos sistemas FV (R\$/kWp)	Triangular	2.253	3.048	2.650
Custo O&M (percentual do investimento)	Triangular	1%	6%	3%

Fonte: elaborada pelo autor.

Para a geração de cenários, optou-se pela utilização da distribuição de probabilidade triangular para os parâmetros de preços dos sistemas FV, que incluem módulos FV, inversor, sistema de montagem, sistema de cabeamento e sistema de proteção, bem como para os custos de Operação e Manutenção (O&M). Essa escolha visa incorporar uma característica estocástica no cenário, permitindo a consideração dos riscos associados à volatilidade dessas variáveis ao longo do tempo.

O preço base dos sistemas FV foi obtido a partir do estudo de GREENER (2023). Para implementar a distribuição triangular, este preço base foi designado como o valor mais provável, refletindo a estimativa central da probabilidade. Para determinar os valores máximo e mínimo da distribuição triangular, foi adotada uma abordagem de +20% e -20% do valor base, permitindo uma consideração prudente da variabilidade potencial nos custos, incorporando uma gama abrangente de possíveis cenários sem extremos excessivos.

O valor de irradiação solar diária utilizado como referência foi obtido na plataforma

Global Solar Atlas para o município de Apodi, Rio Grande do Norte, expresso em kWh/m²/dia e correspondente à irradiação média anual no plano horizontal. Entretanto, como o modelo de dimensionamento adota a produção específica diária média do sistema fotovoltaico em kWh/kWp/dia, foi necessária a conversão dessa irradiação para uma métrica compatível com o desempenho efetivo do sistema. Essa conversão foi realizada por meio da Equação (4.1), utilizando um fator de rendimento global do sistema (*Performance Ratio* – PR) igual a 80%, que incorpora perdas térmicas, perdas elétricas, perdas no inversor, sombreamento, acúmulo de sujeira e demais fatores operacionais típicos de usinas FV.

$$Y_f = \frac{IGH \cdot PR}{G_{ref}} \quad (4.1)$$

em que:

- IGH = Irradiação solar diária média no plano horizontal, em kWh/m²/dia;
- PR = Rendimento global do sistema FV (adimensional);
- G_{ref} = Irradiância de referência, igual a 1 kW/m²;
- Y_f = Produção específica diária média do sistema fotovoltaico, em kWh/kWp/dia.

4.4.2 Dimensionamento da Usina

Como este trabalho tem o intuito de realizar comparativos financeiros entre diferentes alternativas de suprimento, adotou-se um dimensionamento simplificado da usina fotovoltaica. A potência necessária foi estimada a partir do consumo médio diário da unidade e da produção específica diária média do sistema, conforme Equação (4.2).

$$POT_{Usina} = \frac{CT_{mensal}/(Qtd_Dias_Mês)}{Y_f} \quad (4.2)$$

em que:

- POT_{Usina} = Potência da usina, em kWp;
- CT_{mensal} = Consumo total do mês, em kWh;
- $Qtd_Dias_Mês$ = Quantidade de dias no mês;

- Y_f = Produção específica diária média do sistema fotovoltaico, conforme Equação (4.1).

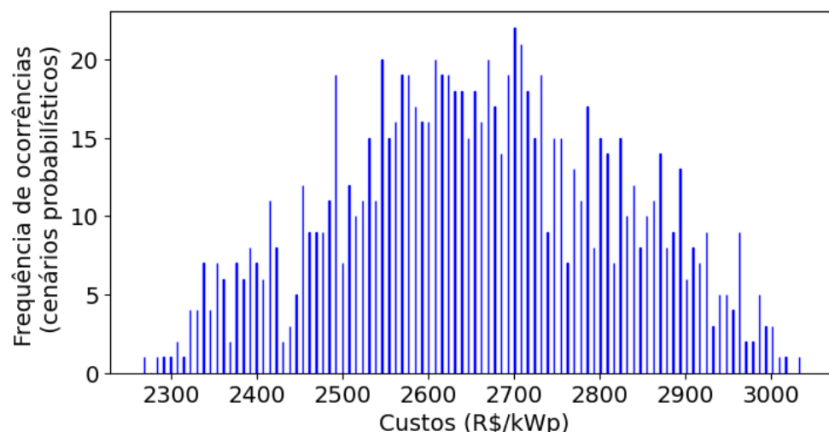
4.4.3 Análise Financeira

No contexto do Estudo de Caso 02, a análise financeira desempenha um papel fundamental, proporcionando uma visão detalhada dos custos relacionados à qualificação do consumidor livre como autoprodutor de energia. Isso inclui tanto os custos operacionais quanto os investimentos necessários na instalação de uma usina solar fotovoltaica por meio de recursos próprios. Essa abordagem possibilita uma avaliação minuciosa dos aspectos financeiros envolvidos, capacitando tomadas de decisão embasadas sobre a viabilidade econômica desse modelo para o consumidor autoprodutor.

4.4.3.1 Definição de CAPEX

Para definição de preços dos sistemas FV, calculou-se, para 1.000 cenários, por meio do MCS associado à distribuição de probabilidade triangular, os valores, em (R\$/kWp), conforme Figura 14.

Figura 14: Custos de Sistemas FV.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os custos de investimentos financeiros, em reais, para os 1.000 cenários, são calculados conforme Equação (4.3).

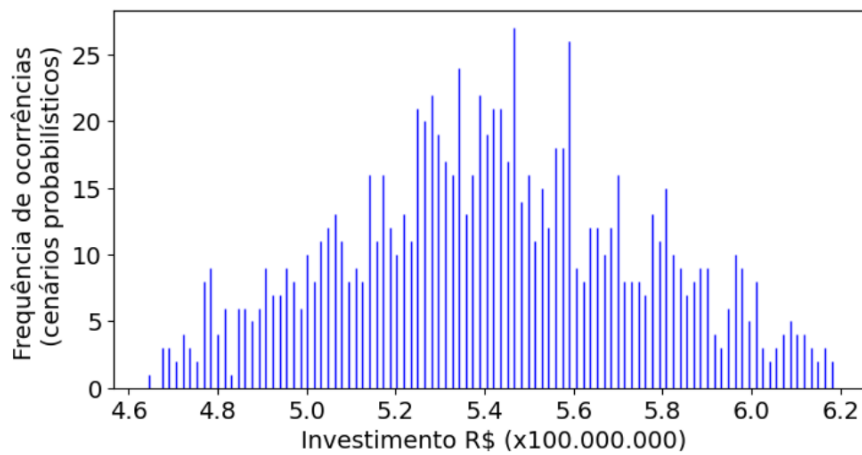
$$CsistFV = PrecosFV \cdot POT_{Usina} \quad (4.3)$$

em que:

- $CsistFV$ = Custo do investimento do sistema FV;
- $PrecosFV$ = Valores encontrados na Figura 14;
- POT_{Usina} = valor encontrado através dos dados de premissas na Tabela 2 e cálculo de dimensionamento na Equação (4.2).

Desta forma, o investimento para o sistema FV pode ser observado na Figura 15.

Figura 15: Investimento Sistema FV.



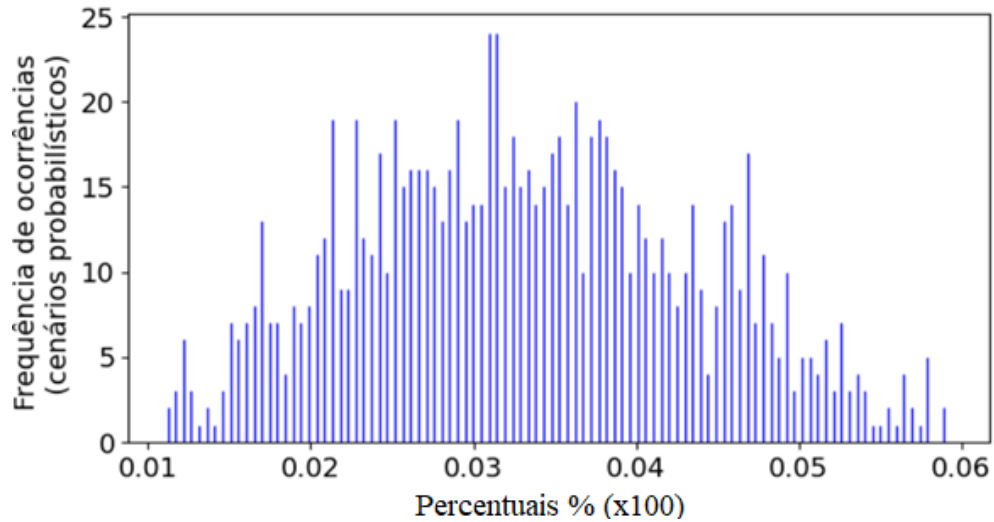
Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4.3.2 Definição de OPEX

4.4.3.2.1 Custos de Operação e Manutenção (O&M)

Os custos de operação e manutenção considerados, conforme premissa definida na Tabela 3, é dado por um percentual sobre o investimento. Para geração de cenários, e consideração de incertezas à essa variável, considerou-se distribuição de probabilidade triangular, conforme observado na Figura 16.

Figura 16: Custo de O&M (percentuais sobre o investimento).



Fonte: Elaborada pelo autor.

Os valores percentuais encontrados são aplicados aos cenários de investimentos e considerados como fluxo operacional de caixa.

4.4.3.2 Fluxo de caixa: distribuição de energia

Os custos relacionados ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) também causam impactos no fluxo de caixa operacional mensal para o consumidor enquadrado como autoprodutor. Para este estudo, os custos relacionados à distribuição estão sendo considerados como determinísticos. Desta forma, através da Equação (2.7) e das premissas estabelecidas na Figura 4 e Figura 5, calcula-se os custos mensais de demanda, encargos de distribuição para o autoprodutor e custo de distribuição total, sendo, aproximadamente, R\$ 1,33 milhões, R\$ 0,395 milhões e 1,725 milhões, respectivamente.

Além disso, existem ainda os valores de a desembolsar no fluxo de caixa referentes às cobranças de custo de conexão (TUSD geração) da usina remota considerada no estudo de caso. Logo, por meio da Equação (2.8), calculou-se um custo mensal a ser considerado no fluxo de caixa de, aproximadamente, R\$ 1,92 milhões.

4.4.3.2.3 Fluxo de caixa: contribuição associativa CCEE

O consumidor livre enquadrado como autoprodutor, por continuar sendo um Agente na CCEE, também desembolsa valores referentes à contribuição associativa. Para o Estudo de

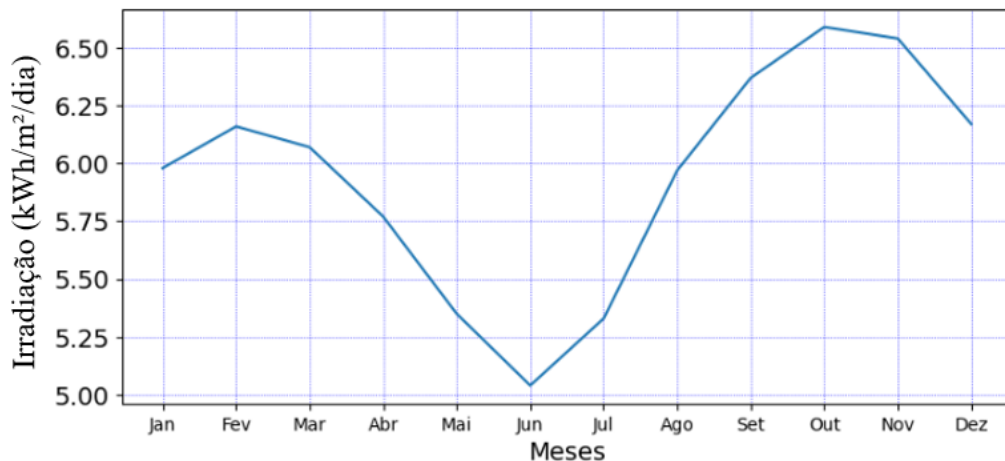
Caso 02, os valores de contribuição associativa considerados são calculados em R\$ 2.920,00 mensais.

4.4.3.2.4 Fluxo de caixa: liquidação de energia no curto prazo

Considera-se a necessidade de calcular a liquidação da energia, compra e venda, no curto prazo (mensal) no fluxo operacional para o Estudo de Caso 02, uma vez que a geração fotovoltaica apresenta variação sazonal ao longo do ano. Como o dimensionamento da usina foi realizado a partir de valores médios anuais de produção específica, a geração efetiva em cada mês pode resultar em sobra ou déficit de energia quando comparada ao consumo da unidade.

Para incorporar essa sazonalidade, foram utilizados os valores mensais de Irradiação Global Horizontal (IGH) obtidos na plataforma Global Solar Atlas para a região de instalação da usina, conforme apresentado na Figura 17. Esses valores foram empregados exclusivamente como fatores de ajuste relativos, permitindo distribuir a produção específica média anual do sistema (Y_f) ao longo dos meses do ano.

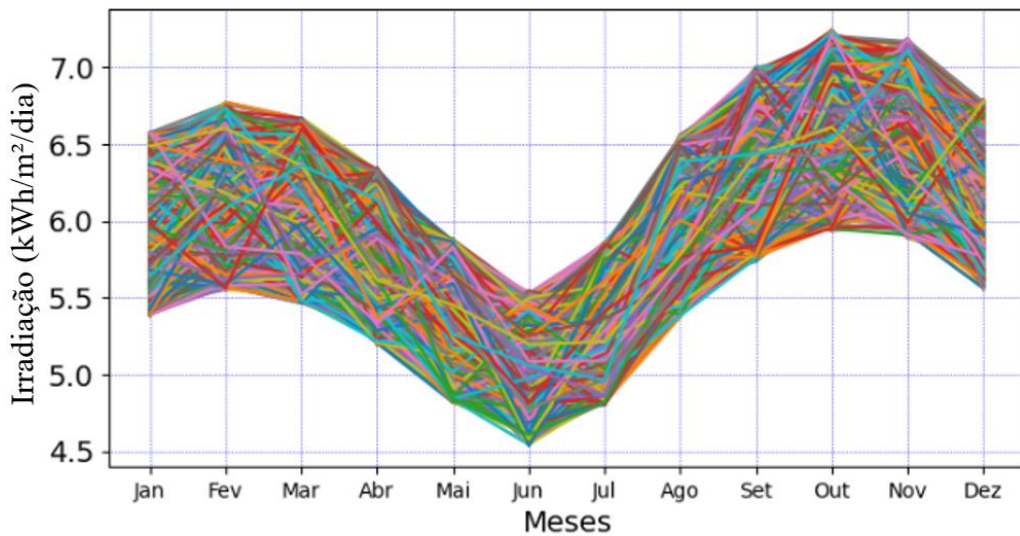
Figura 17: Sazonalidade nos valores médios de Irradiação Solar.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Com objetivo de considerar incertezas futuras na geração, foram simulados 1.000 cenários estocásticos, nos quais os valores mensais de irradiação foram perturbados uniformemente entre -10% e $+10\%$ em relação à curva de referência apresentada na Figura 17. O resultado desse procedimento é mostrado na Figura 18.

Figura 18: Cenários de irradiação solar diária média.



Fonte: Elaborada pelo autor.

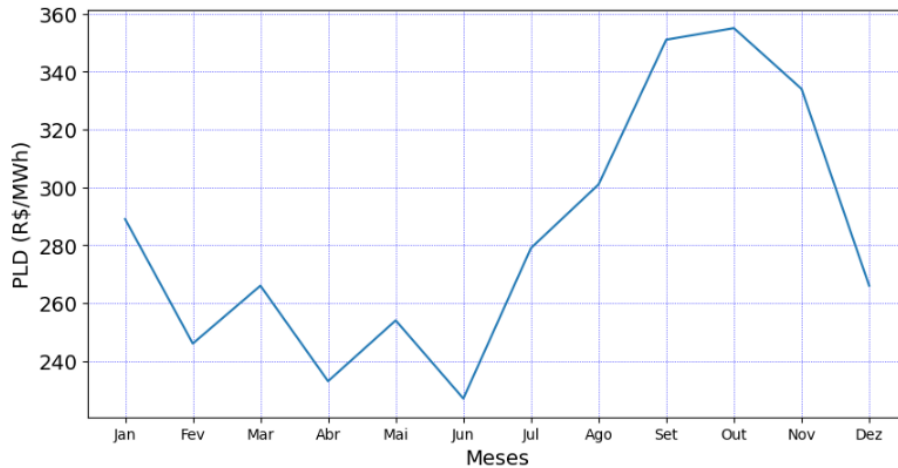
Desta forma, para os meses em que a geração de energia for maior que o consumo da unidade consumidora, o excedente de energia será liquidado no curto prazo, trazendo um valor positivo para o fluxo de caixa. Do contrário, a necessidade de energia observada nos períodos será comprada no curto prazo, impactando em valores negativos no fluxo de caixa.

Para calcular os preços futuros para liquidação de energia, é necessário abordar a projeção de preços de energia no curto prazo, uma tarefa complexa devido à variabilidade dessa variável, que é influenciada por diversos fatores, tais como condições climáticas, disponibilidade de recursos hídricos, sazonalidade de demanda, eventos climáticos extremos, e até mesmo dinâmicas econômicas globais. O indicador utilizado para representar os preços praticados no mercado de curto prazo é o PLD (preço de liquidação das diferenças) médio mensal.

Dada a complexidade em realizar projeções precisas para o futuro, foi adotada uma abordagem estratégica que envolveu uma análise cuidadosa de uma extensa série histórica, retirados de CCEE (2023), de PLD médio mensal, do submercado nordeste, abrangendo o período de 2005 a 2023. O objetivo principal foi identificar padrões sazonais nos preços ao longo dos meses, considerando a expectativa de que o período úmido tende a apresentar preços menores, enquanto o período seco tende a ter preços mais elevados. A metodologia empregada consistiu em normalizar os valores da série histórica para trazê-los a valor presente, através de curva histórica real do IPCA, retirada de IBGE (2023), proporcionando uma base homogênea. Posteriormente, foram calculadas as médias mensais dos preços, oferecendo uma visão consolidada do comportamento sazonal. A representação gráfica dessas médias permitiu

visualizar de forma clara a variação dos preços ao longo do ano, conforme pode ser observado na Figura 19.

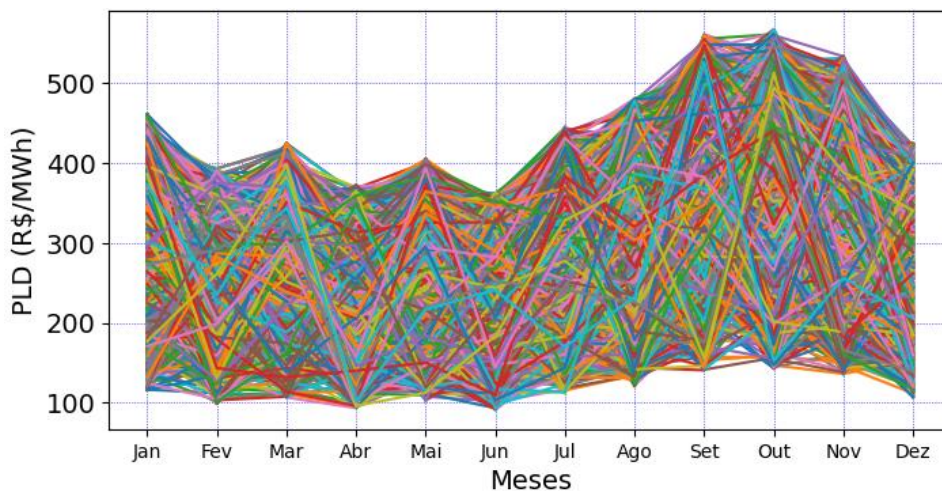
Figura 19: Média histórica de PLD médio mensal atualizados.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Para lidar com a incerteza inerente à projeção de preços, a estratégia incluiu a geração de cenários probabilísticos futuros. Nesse sentido, foi adotada uma distribuição uniforme, permitindo a variação dos valores médios encontrados na curva sazonal. A amplitude escolhida para essa variação foi de -60% a +60%, abrangendo uma gama de possibilidades que contempla tanto valores próximos ao piso (69,04 R\$/MWh) quanto ao teto (678,29 R\$/MWh) do PLD observado em 2023. Os resultados podem ser observados na Figura 20.

Figura 20: Cenários de Preço de liquidação no curto prazo.



Fonte: Elaborada pelo autor.

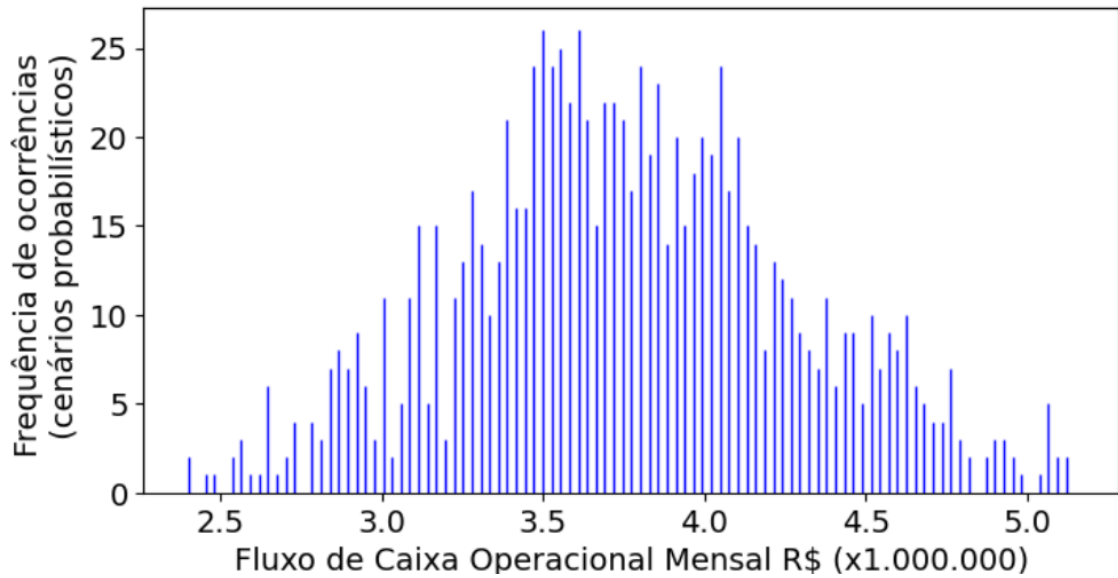
A escolha da distribuição uniforme para modelar as incertezas se justifica pela sua capacidade de oferecer uma representação equitativa das probabilidades em um intervalo específico. Isso proporciona uma abordagem flexível e abrangente para explorar diversas perspectivas futuras dos preços de energia, levando em consideração a sazonalidade identificada na análise histórica.

Além disso, para o Estudo de Caso 02, a usina foi dimensionada para gerar, em média, 100% da necessidade do consumidor, permitindo uma comparação coerente e direta com o Estudo de Caso 01. A escolha de uma usina projetada para atender 100% da demanda minimiza a exposição do consumidor ao mercado de curto prazo, onde as flutuações de preços podem introduzir uma volatilidade significativa nos custos de energia. Para esta condição, adotou-se que a sazonalidade da geração solar poderia resultar em variações que acarretassem exposições em níveis aceitáveis. Portanto, os possíveis cenários de dimensionamento da usina (com valores médios inferiores a 100%) não foram considerados neste trabalho, pois, para manter a coerência na comparação com o Estudo de Caso 01, qualquer déficit significativo na geração da usina deveria ser complementado por um PPA com os mesmos preços do PPA do Estudo de Caso 01, uma vez que isso evitaria uma exposição desnecessária e potencialmente arriscada ao mercado de curto prazo. Adicionalmente, o tamanho da usina impacta diretamente na necessidade de CAPEX. Se o investimento inicial para suprir 100% da demanda for considerado viável, então o investimento em uma usina com capacidade menor também seria viável. O restante da necessidade seria atendido por um contrato de PPA, mantendo a análise financeira equilibrada e comparável entre os estudos de caso.

4.4.3.3 Consolidação de Fluxo de Caixa Operacional

Na sequência, leva-se em consideração os demais custos operacionais do Estudo de Caso 02 (operação, manutenção e gestão da usina, custos de distribuição para autoprodutor, custo de liquidação de energia no curto prazo e custos de conexão da usina) para calcular os fluxos de caixa, na Figura 21, constantes durante o período de 240 meses (20 anos), através dos dados de premissas na Figura 5 e com auxílio das Equações (2.7) e (2.8).

Figura 21: Fluxo de Caixa Mensal Operacional (R\$).

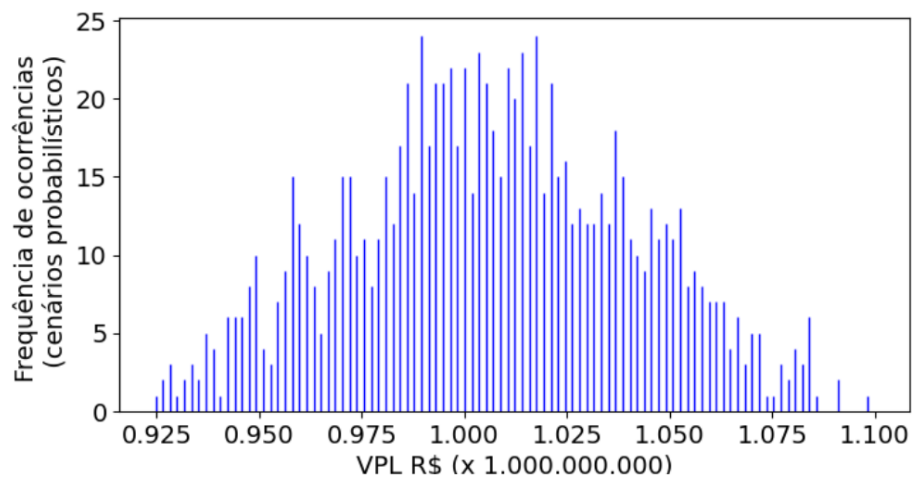


Fonte: Elaborada pelo autor.

4.4.3.4 Determinação de VPL para o Estudo de Caso 02

Com os valores de fluxo de caixa operacional (OPEX) e valores de Investimento Inicial (CAPEX), é possível obter os valores presentes líquidos e suas probabilidades para o Estudo de Caso 02, mostrado na Figura 22. A Tabela 4 apresenta os resultados de VPL Máximo, Mais Provável e Mínimo para este Estudo de Caso 02.

Figura 22: VPL (R\$) Estudo de Caso 02.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 4 – Resumo de resultados de VPL (R\$) Estudo de Caso 02.

VPL Máximo (x10⁹)	VPL Mais Provável (x10⁹)	VPL Mínimo (x10⁹)
1,100	0,991	0,925

Fonte: elaborada pelo autor.

Os resultados apresentados na Tabela 4 para o Estudo de Caso 02 destacam-se pela variação nos valores de Valor Presente Líquido (VPL), que representam o desembolso financeiro estimado para o consumidor livre autoprodutor ao longo de 20 anos. O VPL Máximo registrou um montante de R\$ 1,100 bilhão, indicando o cenário menos favorável em termos de despesas. Por outro lado, o VPL Mínimo foi de R\$ 925 milhões, representando o cenário mais otimista em termos de custos, pois implica em um desembolso menor para o consumidor. O VPL Mais Provável, com R\$ 991 milhões, encontra-se no ponto intermediário, refletindo uma estimativa central considerada mais provável. Essa diversidade nos resultados sugere uma certa volatilidade financeira no Estudo de Caso 02, influenciada por variáveis estocásticas e incertezas associadas a este cenário.

Além disso, o histograma, Figura 22, apresenta uma compreensão mais visual e elucidativa e complementa a análise dos resultados do Estudo de Caso 02. Esse gráfico oferece uma representação gráfica da distribuição dos valores de VPL, permitindo uma avaliação mais intuitiva do desembolso financeiro esperado ao longo dos 20 anos. Ao examinar conjuntamente a tabela e o histograma, é possível obter percepções valiosas sobre a variabilidade dos custos esperados no contexto do Estudo de Caso 02, fornecendo uma base sólida para as decisões estratégicas.

5 RESULTADOS E ANÁLISES

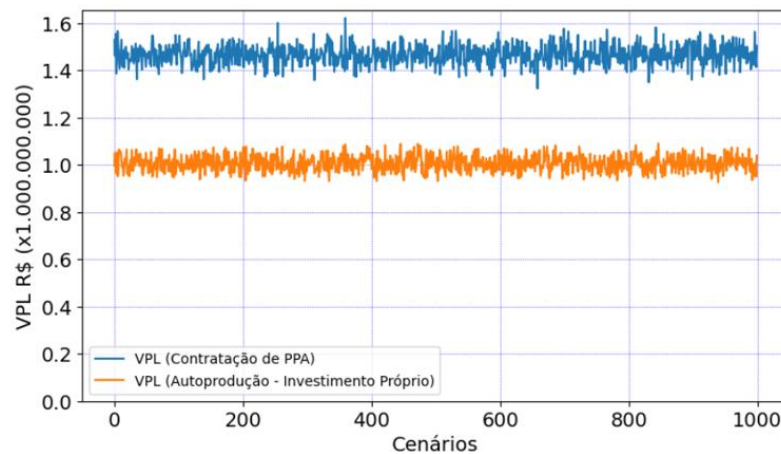
5.1 Análise Comparativa entre os Estudos de Caso 01 e 02

Nesta seção serão demonstrados e analisados os resultados através das métricas de viabilidade (VPL, TIR e *Payback* Descontado).

5.1.1 Análise pela métrica do Valor Presente Líquido (VPL)

Como mostrado na Figura 23, observa-se que para todos os cenários calculados, o VPL para o Estudo de Caso 02 é menor que o VPL para o Estudo de Caso 01. Isto significa que, para o período observado, trazendo o fluxo de caixa a valores presentes, os valores a serem desembolsados no Estudo de Caso 02 são menores que os valores observados no Estudo de Caso 01, em todos os cenários. A Tabela 5 mostra o comparativo e variação percentual dos Valores Presentes Líquidos Máximo, Mais Provável e Mínimo.

Figura 23: Comparativo de VPL dos cenários 01 e 02.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 5 – Comparativo de VPL.

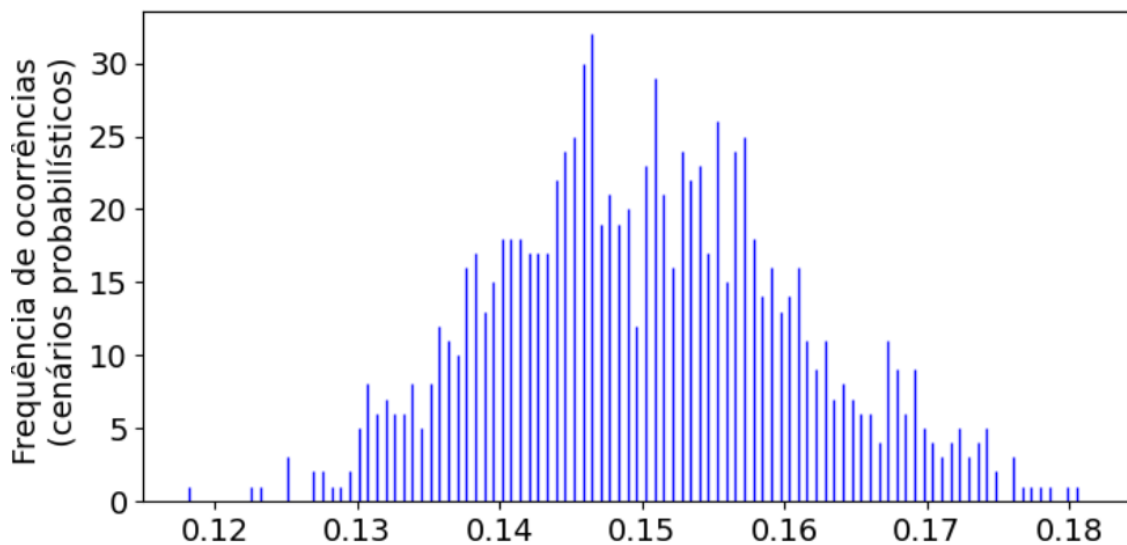
VPL	Estudo de Caso 01 (x10 ⁹)	Estudo de Caso 02 (x10 ⁹)	Economia Estudo de Caso 02 em relação ao Estudo de Caso 01 (%)
Máximo	1,605	1,100	-31,4
Mais provável	1,477	0,991	-32,9
Mínimo	1,323	0,925	-30,1

Fonte: elaborada pelo autor.

5.1.2 Análise pela métrica da Taxa Interna de Retorno (TIR)

Para cálculo da TIR, em que é avaliada a viabilidade da implementação do Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01, considera-se o investimento inicial e os fluxos de caixa comparativos ao longo do tempo para cada cenário. Os resultados são observados na Figura 24 e Tabela 6.

Figura 24: Taxa Interna de Retorno.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 6 – Resultados da Taxa Interna de Retorno (TIR).

Cenários	TIR
Máximo	0,181
Mais provável	0,151
Mínimo	0,118

Fonte: elaborada pelo autor.

Os resultados da análise da Taxa Interna de Retorno (TIR) fornecem *insights* valiosos sobre a viabilidade do investimento em geração própria de energia para migração do consumidor do Estudo de Caso 01 (consumidor livre com PPA de energia convencional) para o Estudo de Caso 02 (consumidor livre autoprodutor).

A TIR máxima de 18,1% representa o cenário mais otimista, onde todas as condições favoráveis estão presentes, indicando um forte potencial de retorno lucrativo do investimento. Por outro lado, a TIR mínima de 11,8% reflete o cenário mais conservador, onde as condições podem ser menos favoráveis, mas ainda assim demonstra que o investimento é

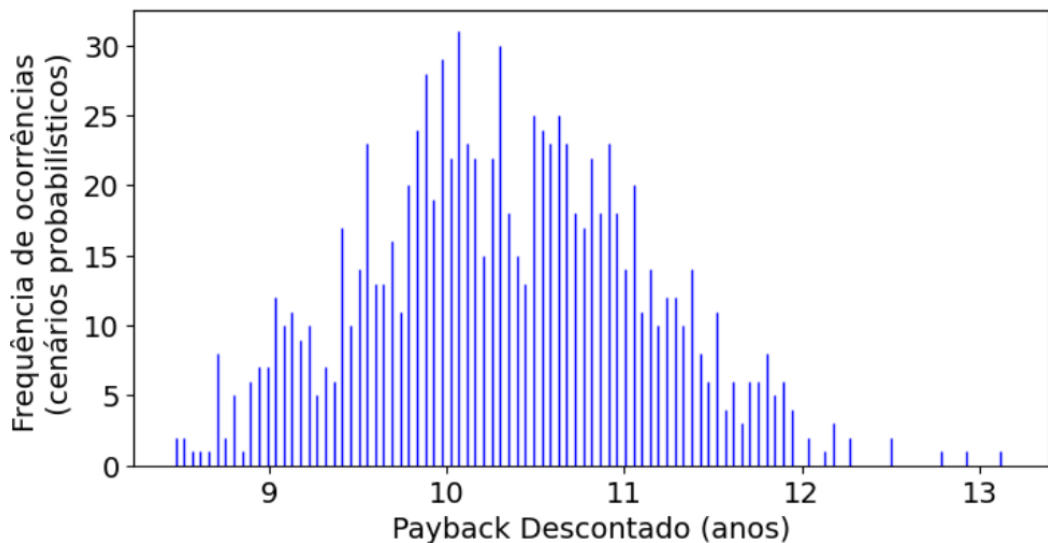
rentável.

O valor mais realista, representado pela TIR mais provável de 15,1%, sugere que o investimento é viável, com retornos atrativos alinhados às expectativas médias.

5.1.3 Determinação do Payback Descontado para o Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01

Com os valores de fluxo de caixa operacional (OPEX), valores de Investimento Inicial (CAPEX) e a Taxa Mínima de Atratividade é possível obter os resultados, para os 1.000 cenários probabilísticos, do *Payback* Descontado, para análise de viabilidade de investimento para o Estudo de Caso 02, em alternativa ao Estudo de Caso 01, mostrado na Figura 25. A Tabela 7 apresenta os resultados de *Payback* Descontado Máximo, Mais Provável e Mínimo.

Figura 25: *Payback* Descontado (anos) Estudo de Caso 02 em relação ao Estudo de Caso 01.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 7 – Resumo de resultados de *Payback* Descontado (anos) Estudo de Caso 02.

<i>Payback</i> Máximo	<i>Payback</i> Provável	<i>Payback</i> Mínimo
13,161	10,322	8,470

Fonte: elaborada pelo autor.

Os resultados provenientes dos 1.000 (mil) valores encontrados de *Payback* Descontado proporcionam uma análise detalhada e abrangente da viabilidade dos cenários

probabilísticos do Estudo de Caso 02. A representação gráfica desses resultados por meio de um histograma permite uma visualização clara da distribuição dos *Paybacks* Descontados, oferecendo uma perspectiva valiosa sobre a frequência de ocorrência de cada resultado.

Através dos resultados, observa-se que o retorno mínimo do investimento encontrado é de 8,47 anos. Esse valor indica uma rápida recuperação do capital investido e sugere uma solidez financeira considerável nos projetos analisados. Por sua vez, o *Payback* mais provável de 10,322 anos representa a expectativa central em relação ao período de recuperação do investimento inicial, oferecendo uma estimativa realista e crucial para embasar decisões de investimento informadas e estrategicamente alinhadas com os objetivos de longo prazo do consumidor.

No entanto, é importante ressaltar que o *Payback* máximo de 13,161 anos indica uma extensão considerável no período de retorno, evidenciando a presença de variação nos resultados e destacando a importância de uma análise sensível às condições externas. Essa variação nos resultados é atribuída às incertezas consideradas em variáveis importantes do modelo, como o investimento inicial, a liquidação de energia no curto prazo e os custos de operação e manutenção da usina. Portanto, ao considerar essas incertezas nas modelagens, os resultados obtidos fornecem uma base sólida para a tomada de decisão, oferecendo uma compreensão abrangente sobre os possíveis cenários e riscos envolvidos.

5.2 Impacto da variação dos benefícios que o consumidor no Estudo de Caso 02 possui atualmente em relação ao consumidor do Estudo de Caso 01

Para um consumidor que busca independência energética, investir em uma usina própria é uma estratégia que merece análise criteriosa. Ao se tornar um autoprodutor de energia, há uma série de benefícios a serem avaliados.

Ao ser enquadrado como autoprodutor, o consumidor livre desfruta de vantagens significativas em relação aos encargos do setor elétrico. Contudo, a incerteza sobre a manutenção desses benefícios pode impactar a decisão de investimento. É nesse contexto que se faz necessária uma análise de sensibilidade abrangente, considerando as possíveis variações nos benefícios existentes e avaliando suas ramificações na viabilidade do empreendimento.

A análise de sensibilidade desempenha um papel crucial na avaliação de investimentos, especialmente quando se trata de decisões que envolvem benefícios associados à produção própria de energia. Ela permite uma compreensão mais profunda das variáveis que podem influenciar a viabilidade do projeto ao longo do tempo.

No contexto da autoprodução de energia, onde os benefícios podem ser afetados por mudanças regulatórias, tarifárias e tecnológicas, a análise de sensibilidade se torna ainda mais relevante. Ela ajuda a identificar quais fatores têm o maior impacto nos resultados do investimento e a entender como diferentes cenários podem influenciar a rentabilidade do empreendimento.

Além disso, uma ferramenta que pode ser utilizada para visualizar e interpretar os resultados da análise de sensibilidade é o mapa de calor. Este gráfico apresenta de forma visual as variações nas métricas de viabilidade do projeto conforme as variáveis-chave são ajustadas. Por meio do mapa de calor, é possível identificar quais combinações de variáveis resultam em melhores ou piores resultados, permitindo uma tomada de decisão mais informada.

Esta seção apresentará análises de sensibilidade nas variáveis que impactam nos benefícios que o consumidor livre pode obter ao tornar-se um autoprodutor de energia e utilizará a ferramenta de mapa de calor, através de escalas de cores, para permitir a visualização e interpretação eficaz das nuances dos dados obtidos.

5.2.1 Impacto da variação da economia obtida entre os cenários: análise na métrica de VPL

Esta seção abordará análise de sensibilidade pela variação dos benefícios, ao ser analisada a economia obtida na métrica de VPL.

5.2.1.1 Sensibilidade pela variação dos benefícios sobre os encargos (CDE e PROINFA) refletidos na TUSD

O autoprodutor possui benefício de isenção dos encargos setoriais CDE e PROINFA que são refletidos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Encargos). O Gráfico 1 denota a sensibilidade na economia gerada nos valores presentes líquidos (Estudo de Caso 02 em comparação com o Estudo de Caso 01). Nesta análise, foram variados os percentuais de desconto sobre os encargos CDE e PROINFA, nas linhas observadas no gráfico, que atualmente são concedidos ao autoprodutor, enquanto as demais variáveis foram mantidas considerando os valores de premissas de base adotados. As áreas do mapa de calor que exibem tons mais escuros de vermelho indicam os menores resultados de economia nos VPLs. Isso significa que, nessas regiões, as variações nos pagamentos e isenções de encargos têm um impacto menos favorável na economia geral do projeto. Por outro lado, as regiões do mapa de calor que exibem tons mais escuros de verde representam os maiores resultados de economia nos VPLs.

Gráfico 1: Economia VPL mais provável (Estudo de Caso 02 sobre Estudo de Caso 01) - Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA.

Variação Desconto TUSD¹	Economia VPL²
0%	-20,04%
5%	-19,43%
10%	-20,51%
15%	-22,88%
20%	-22,07%
25%	-24,44%
30%	-23,36%
35%	-24,44%
40%	-26,81%
45%	-26,00%
50%	-26,81%
55%	-28,71%
60%	-28,37%
65%	-30,74%
70%	-29,65%
75%	-30,74%
78,75%³	-32,90%⁴
85%	-32,02%
90%	-34,66%
95%	-35,82%

¹ Variação do desconto aplicado à tarifa de TUSD Encargos para o autoprodutor;

² Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis;

³ Desconto aplicado à tarifa de TUSD Encargos no cenário base, de acordo com as premissas estabelecidas na Figura 5;

⁴ Economia no VPL mais provável entre os cenários probabilísticos encontrada no cenário base (Tabela 5);

Fonte: Elaborada pelo autor.

A análise de sensibilidade, constatada no Gráfico 1, revelou uma redução significativa de 32,90% na economia ao comparar os valores mais prováveis de VPLs entre os Estudos de casos 01 e 02, considerando as premissas base. Caso a economia entre as tarifas de TUSD Encargos para o consumidor livre padrão e consumidor livre autoprodutor varie em função de aumento ou decréscimo sobre a isenção de alguns dos encargos (CDE e PROINFA) embutidos nessa tarifa (que atualmente o autoprodutor tem isenção), o resultado de economia, realizado pelo comparativo da métrica de VPL, pode variar. Se, por exemplo, a economia

(Estudo de Caso 02 em relação ao Estudo de Caso 01) entre as tarifas de TUSD Encargos for de 10%, a variação percentual entre custo global, em VPL, entre os cenários resulta em uma redução de 20,51%. Desta forma, no pior cenário considerado na análise de sensibilidade, quando não há isenção dos encargos CDE e PROINFA, o resultado obtido de economia foi de 20,04%, enquanto, no melhor cenário analisado, cuja tarifa de TUSD Encargos é 95% menor para o autoprodutor, o resultado de economia seria de 35,82%. Desta forma, quando se analisa somente o efeito dos benefícios para o autoprodutor refletidos na TUSD Encargos, do melhor para o pior cenário, há uma variação de 78,74%. Logo, fica evidente que a variação destes benefícios tem impacto significativo nos resultados.

Observou-se, portanto, que maiores economias nos encargos sobre a tarifa de uso do sistema de distribuição resultam em melhores resultados de comparativo de valores presentes líquidos no fluxo financeiro global entre os estudos de casos. Por outro lado, constatou-se que menores descontos nos encargos estão associados a resultados menos favoráveis.

5.2.1.2 Sensibilidade pela variação dos Encargos Setoriais (EER e ESE)

O Gráfico 2 apresenta a sensibilidade na economia gerada nos valores presentes líquidos (Estudo de Caso 02 em comparação com o Estudo de Caso 01). Nesta análise, foram variados os valores de pagamentos de EER e ESE nas colunas observadas no gráfico, uma vez que são valores que podem variar ao longo do tempo, enquanto nas linhas apresentadas no gráfico foi modificado o percentual de isenção destes encargos que atualmente é concedida ao autoprodutor, ao mesmo tempo que as demais variáveis foram mantidas considerando os valores de premissas de base adotados.

Gráfico 2: Economia VPL mais provável (Estudo de Caso 02 sobre Estudo de Caso 01) - Variação sobre os encargos (EER e ESE).

Desconto ¹	10 (R\$/MWh) ³	20 (R\$/MWh) ⁴	30 (R\$/MWh) ⁵	40 (R\$/MWh) ⁶	50 (R\$/MWh) ⁷	60 (R\$/MWh) ⁸
0%	-28,91%	-28,22%	-28,98%	-28,45%	-26,27%	-24,82%
5%	-30,60%	-30,01%	-27,81%	-27,44%	-26,82%	-25,73%
10%	-30,74%	-28,42%	-28,14%	-27,89%	-27,38%	-26,95%
15%	-28,98%	-28,95%	-30,34%	-28,33%	-27,94%	-28,48%
20%	-29,38%	-30,73%	-28,85%	-28,52%	-29,91%	-27,68%
25%	-29,52%	-29,41%	-28,91%	-30,73%	-30,47%	-28,35%
30%	-31,21%	-31,20%	-31,05%	-31,17%	-31,03%	-30,00%
35%	-30,87%	-29,87%	-29,88%	-31,61%	-31,89%	-29,39%
40%	-29,86%	-31,66%	-29,95%	-30,60%	-32,14%	-30,30%
45%	-29,99%	-30,87%	-32,08%	-31,04%	-33,00%	-32,38%
50%	-30,13%	-30,60%	-30,92%	-31,48%	-31,77%	-33,05%
55%	-31,82%	-32,39%	-32,34%	-31,67%	-32,08%	-32,26%
60%	-31,89%	-31,06%	-33,12%	-33,88%	-32,88%	-32,93%
65%	-30,47%	-32,85%	-31,95%	-34,32%	-33,44%	-35,00%
70%	-30,60%	-31,53%	-33,83%	-34,76%	-33,99%	-33,96%
75%	-32,30%	-31,79%	-32,66%	-33,75%	-34,55%	-34,88%
80%	-32,43%	-33,51%	-32,99%	-34,20%	-35,11%	-36,95%
85%	-30,67%	-32,25%	-34,86%	-34,64%	-35,66%	-37,62%
90%	-31,08%	-34,04%	-33,70%	-36,53%	-36,22%	-36,83%
95%	-31,21%	-32,72%	-33,76%	-37,03%	-38,20%	-37,50%
100%²	-32,90%⁹	-34,50%	-35,90%	-37,48%	-38,75%	-39,57%

¹ Percentual de isenção de pagamento dos encargos (EER + ESE);

² Percentual de isenção atual que o Autoprodutor Possui (cenário base);

³ Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis com incidência de R\$ 10/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período (cenário base, definido nas premissas na Figura 4);

⁴ Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis com incidência de R\$ 20/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁵ Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis com incidência de R\$ 30/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁶ Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis com incidência de R\$ 40/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁷ Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis com incidência de R\$ 50/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁸ Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis com incidência de R\$ 60/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁹ Economia no VPL mais provável entre os cenários probabilísticos encontrada no cenário base (Tabela 5);

Fonte: Elaborada pelo autor.

A análise de sensibilidade revelou que a economia, ao comparar os valores mais prováveis de VPLs entre os cenários 01 e 02, considerando as premissas base, apresenta uma redução significativa de 32,90%. Quando, por exemplo, o pagamento de EER e ESE é considerado em R\$ 40,00 (a cada megawatt-hora), e a isenção de pagamentos destes encargos é na ordem de 100%, a economia obtida no comparativo de VPL global dos cenários apresenta uma redução de 37,48%, conforme observado no Gráfico 2. Todavia, caso a isenção dos encargos seja em 10% e o valor financeiro original cobrado seja R\$ 20,00 (a cada megawatt-hora), há redução de 34,50%. Observa-se, portanto, que a magnitude da economia entre os cenários está diretamente relacionada aos pagamentos destes encargos e à isenção de pagamento que o autoprodutor possui sobre esses encargos.

Desta forma, no pior cenário considerado na análise de sensibilidade, quando há cobrança de R\$ 60,00/MWh (EER + ESE) e não há isenção desses encargos para o autoprodutor, o resultado obtido de economia foi de 24,82%, enquanto, no melhor cenário analisado, cuja cobrança de encargos (EER + ESE) é R\$ 60,00/MWh e o autoprodutor possui 100% de isenção deste pagamento, o resultado de economia seria de 39,57%. Desta forma, quando se analisa somente o efeito dos benefícios para o autoprodutor sobre o pagamento de EER e ESE, do melhor para o pior cenário, há uma variação de 59,42%. Logo, fica evidente que a variação destes benefícios tem impacto significativo nos resultados.

Os resultados sugerem que quanto maiores forem os pagamentos de encargos e quanto mais ampla for a isenção concedida ao autoprodutor, maior será a economia encontrada. Essa análise destaca a importância crítica dos encargos e de suas variações na determinação da viabilidade financeira dos cenários considerados.

5.2.1.3 Síntese da análise de Sensibilidade na economia entre VPLs pela variação dos Encargos Setoriais (EER, ESE, CDE e PROINFA)

Ao analisar os dados obtidos nas análises de sensibilidades no Gráfico 1 e Gráfico 2 e na representação visual desses dados por meio do mapa de calor, fica evidente como as variações nos descontos nos encargos, que são atualmente possuídos pelo autoprodutor e refletidos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Encargos), bem como nos pagamentos de EER e ESE, influenciam a economia nos valores presentes líquidos de um projeto. Observa-se que certas combinações de descontos e pagamentos de encargos levam a uma economia mais significativa, sugerindo áreas de oportunidade para maximizar os benefícios financeiros do projeto.

5.2.2 Impacto da variação da economia obtida entre os estudos de casos: análise na métrica da TIR

Esta seção abordará análise de sensibilidade pela variação dos benefícios que o consumidor enquadrado no Estudo de Caso 02 possui em relação ao Estudo de Caso 01, ao analisar a TIR mais provável obtida.

5.2.2.1 Sensibilidade pela variação dos benefícios sobre os encargos (CDE e PROINFA) refletidos na TUSD

O Gráfico 3 ilustra a sensibilidade na variação da TIR mais provável obtida (Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01). Nesta análise, foram variados os percentuais de desconto sobre os encargos CDE e PROINFA, nas linhas observadas no gráfico, que atualmente são concedidos ao autoprodutor. As áreas do mapa de calor que exibem tons mais escuros de vermelho indicam os menores resultados de TIR obtidos. Isso significa que, nessas regiões, as variações nos pagamentos e isenções de encargos têm um impacto menos favorável na taxa interna de retorno. Por outro lado, as regiões do mapa de calor que exibem tons mais escuros de verde representam os resultados mais favoráveis de TIR.

Gráfico 3: TIR mais provável – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA.

Varição Desconto TUSD ¹	TIR ²
0%	0,115
5%	0,117
10%	0,121
15%	0,123
20%	0,126
25%	0,126
30%	0,128
35%	0,130
40%	0,132
45%	0,134
50%	0,135
55%	0,137
60%	0,139
65%	0,141
70%	0,143
75%	0,145
78,75%³	0,151⁴
85%	0,149
90%	0,151
95%	0,153

¹ Variação do desconto aplicado à tarifa de TUSD Encargos para o autoprodutor;

² TIR obtidas de acordo com a variação do desconto sobre os encargos nas linhas da tabela;

³ Desconto aplicado à tarifa de TUSD Encargos no cenário base, de acordo com as premissas estabelecidas na Figura 5;

⁴ TIR mais provável entre os cenários probabilísticos encontrada no cenário base (Tabela 6);

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na análise de sensibilidade, constatada no Gráfico 3, percebe-se o valor de TIR encontrado, ao se considerar a premissa base de economia entre as tarifas de TUSD Encargos para o consumidor livre padrão (78,75%) e consumidor livre autoprodutor, em 15,1%. Ao variar a economia entre as tarifas, o resultado da TIR é modificado. Desta forma, no pior cenário considerado na análise de sensibilidade, quando não há isenção dos encargos CDE e PROINFA, o resultado obtido de TIR foi de 11,5%, enquanto, no melhor cenário analisado, cuja tarifa de TUSD Encargos é 95% menor para o autoprodutor, o resultado de TIR seria de 15,3%. Desta forma, quando se analisa somente o efeito dos benefícios para o autoprodutor refletidos na TUSD Encargos, do melhor para o pior cenário, há uma variação de 33,04%.

É possível observar, desta forma, que maiores economias nos encargos sobre a tarifa de uso do sistema de distribuição resultam em melhores resultados de TIR. Por outro lado, constatou-se que menores descontos nos encargos estão associados a resultados menos favoráveis.

5.2.2.2 Sensibilidade pela variação dos Encargos Setoriais (EER e ESE)

O Gráfico 4 mostra a sensibilidade nos valores de TIR mais prováveis encontrados (Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01). Nesta análise, foram variados os valores de pagamentos de EER e ESE nas colunas observadas no gráfico, uma vez que são valores que podem variar ao longo do tempo, enquanto nas vistas no gráfico foi modificado o percentual de isenção destes encargos que atualmente é concedida ao autoprodutor.

Gráfico 4: TIR mais provável – Variação sobre os encargos (EER e ESE).

Desconto ¹	10 (R\$/MWh) ³	20 (R\$/MWh) ⁴	30 (R\$/MWh) ⁵	40 (R\$/MWh) ⁶	50 (R\$/MWh) ⁷	60 (R\$/MWh) ⁸
0%	0,140	0,140	0,140	0,140	0,141	0,141
5%	0,141	0,141	0,141	0,142	0,142	0,142
10%	0,141	0,142	0,142	0,143	0,143	0,144
15%	0,141	0,142	0,143	0,144	0,145	0,146
20%	0,142	0,143	0,144	0,145	0,147	0,148
25%	0,142	0,143	0,145	0,147	0,148	0,150
30%	0,142	0,144	0,146	0,148	0,150	0,151
35%	0,142	0,145	0,147	0,149	0,151	0,153
40%	0,143	0,145	0,148	0,150	0,151	0,154
45%	0,143	0,146	0,149	0,151	0,154	0,156
50%	0,148	0,147	0,150	0,151	0,156	0,158
55%	0,144	0,147	0,150	0,152	0,156	0,159
60%	0,144	0,148	0,151	0,154	0,158	0,161
65%	0,144	0,148	0,152	0,155	0,159	0,163
70%	0,144	0,149	0,153	0,157	0,160	0,164
75%	0,145	0,150	0,154	0,158	0,162	0,166
80%	0,145	0,150	0,154	0,159	0,163	0,167
85%	0,145	0,151	0,155	0,160	0,164	0,169
90%	0,146	0,151	0,156	0,161	0,166	0,171
95%	0,146	0,151	0,157	0,162	0,167	0,172
100% ²	0,151⁹	0,152	0,158	0,163	0,169	0,174

¹ Percentual de isenção de pagamento dos encargos (EER + ESE);

² Percentual de isenção atual que o Autoprodutor Possui (cenário base);

³ TIR mais provável no cenário probabilístico obtidas, considerando incidência de R\$ 10/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período (cenário base, definido nas premissas na Figura 4);

⁴ TIR mais provável no cenário probabilístico obtidas, considerando incidência de R\$ 20/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁵ TIR mais provável no cenário probabilístico obtidas, considerando incidência de R\$ 30/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁶ TIR mais provável no cenário probabilístico obtidas, considerando incidência de R\$ 40/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁷ TIR mais provável no cenário probabilístico obtidas, considerando incidência de R\$ 50/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁸ TIR mais provável no cenário probabilístico obtidas, considerando incidência de R\$ 60/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁹ TIR mais provável entre os cenários probabilísticos encontrada no cenário base (Tabela 6);

Fonte: Elaborada pelo autor.

Constata-se, através do Gráfico 4, que os resultados de TIR obtidos estão diretamente relacionados aos pagamentos de encargos (montante financeiro) e à isenção de pagamento que o autoprodutor possui sobre esses encargos.

Os resultados sugerem que quanto maiores forem os pagamentos de encargos e quanto mais ampla for a isenção concedida ao autoprodutor, mais favorável será a TIR encontrada, evidenciando a importância da criticidade dos encargos e de suas variações na determinação da viabilidade financeira dos cenários considerados.

5.2.2.3 Síntese da análise de Sensibilidade na TIR pela variação dos Encargos Setoriais (EER, ESE, CDE e PROINFA)

Ao analisar os dados obtidos nas análises de sensibilidades no Gráfico 3 e no Gráfico 4, fica evidente como as variações nos descontos nos encargos, atualmente detidos pelo autoprodutor e refletidos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Encargos), bem como nos pagamentos de EER e ESE, impactam a taxa interna de retorno para o enquadramento do consumidor no Estudo de Caso 02 em comparação com o Estudo de Caso 01. Essa análise desempenha um papel crucial na compreensão da viabilidade financeira para que o consumidor enquadrado no Estudo de Caso 01 migre para o Estudo de Caso 02, além de fornecer a base para decisões estratégicas fundamentadas.

Observa-se que certas combinações de descontos e pagamentos de encargos levam a uma economia mais significativa, sugerindo áreas de oportunidade para maximizar os benefícios financeiros do projeto.

5.2.3 Impacto da variação da economia obtida entre os cenários: análise na métrica do Payback Descontado

Esta seção abordará a análise de sensibilidade, examinando a variação dos benefícios que o consumidor possui ao migrar do Estudo de Caso 01 para o Estudo de Caso 02. Será explorado o *Payback* Descontado mais provável obtido nessa migração.

5.2.3.1 Sensibilidade pela variação dos benefícios sobre os encargos (CDE e PROINFA) refletidos na TUSD

O Gráfico 5 apresenta a sensibilidade variação do *payback* descontado, em anos, mais provável obtido (Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01). Nesta análise, foram variados os percentuais de desconto sobre os encargos CDE e PROINFA, nas linhas

mostradas no gráfico, que atualmente são concedidos ao autoprodutor. As áreas do mapa de calor que exibem tons mais escuros de vermelho indicam os resultados menos favoráveis de *payback* descontado obtidos. Isso significa que, nessas regiões, as variações nos pagamentos e isenções de encargos têm um impacto menos favorável no tempo de retorno financeiro em relação ao investimento inicial. Por outro lado, as regiões do mapa de calor que exibem tons mais escuros de verde representam os resultados mais favoráveis de *payback* descontado.

Gráfico 5: *Payback* Descontado (anos) mais provável – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA.

Varição Desconto TUSD ¹	Payback ²
0%	13,208
5%	13,022
10%	12,757
15%	13,541
20%	12,106
25%	12,753
30%	12,243
35%	11,964
40%	11,345
45%	11,679
50%	11,504
55%	10,921
60%	11,586
65%	10,709
70%	10,321
75%	10,195
78,75%³	10,322⁴
85%	10,569
90%	10,715
95%	9,795

¹ Variação do desconto aplicado à tarifa de TUSD Encargos para o autoprodutor;

² Valores de *payback* descontados mais provável entre os cenários probabilísticos obtidos de acordo com a variação do desconto sobre os encargos nas linhas da tabela;

³ Desconto aplicado à tarifa de TUSD Encargos no cenário base, de acordo com as premissas estabelecidas na Figura 5;

⁴ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado no cenário base (Tabela 7);

Fonte: Elaborada pelo autor.

Na análise de sensibilidade, constatada no Gráfico 5, percebe-se o valor de *Payback* Descontado encontrado, ao se considerar a premissa base de economia entre as tarifas de TUSD

Encargos para o consumidor livre padrão (78,75%) e consumidor livre autoprodutor, em 10,322 anos. Ao variar a economia entre as tarifas, o resultado do *payback* descontado é modificado. Por exemplo, quando esta economia é considerada em 10% (primeira coluna observada no Gráfico 5), o resultado encontrado é de 12,757 anos. É possível observar, desta forma, que maiores economias nos encargos sobre a tarifa de uso do sistema de distribuição resultam em resultados mais atrativos de tempo de retorno financeiro sobre o investimento. Por outro lado, constatou-se que menores descontos nos encargos estão associados a resultados menos favoráveis.

5.2.3.2 Sensibilidade pela variação dos Encargos Setoriais (EER e ESE)

O Gráfico 6 ilustra a sensibilidade nos valores de *payback* descontado mais prováveis encontrados (Estudo de Caso 02 em alternativa ao Estudo de Caso 01). Nesta análise, foram variados os valores de pagamentos de EER e ESE nas colunas da observadas no gráfico uma vez que são valores que podem variar ao longo do tempo, enquanto nas linhas vistas no gráfico foi modificado o percentual de isenção destes encargos que atualmente é concedida ao autoprodutor.

Gráfico 6: *Payback* Descontado (anos) mais provável – Variação sobre os encargos (EER e ESE).

Desconto ¹	10 (R\$/MWh) ³	20 (R\$/MWh) ⁴	30 (R\$/MWh) ⁵	40 (R\$/MWh) ⁶	50 (R\$/MWh) ⁷	60 (R\$/MWh) ⁸
0%	10,289	10,43	10,892	10,604	10,599	10,316
5%	10,316	10,978	10,759	10,415	10,89	10,653
10%	11,293	10,661	10,875	10,321	11,133	11,384
15%	10,474	10,88	10,591	9,408	10,179	10,094
20%	10,192	10,996	11,27	9,99	10,278	9,715
25%	11,459	9,654	11,046	9,817	10,175	9,909
30%	10,885	10,734	9,911	10,936	9,889	10,316
35%	10,653	10,216	9,793	9,86	10,16	9,792
40%	10,822	10,143	9,986	9,654	9,84	9,915
45%	10,126	10,113	10,754	10,326	9,571	9,089
50%	10,141	10,317	10,351	9,829	9,785	10,328
55%	9,635	9,87	9,216	9,478	9,346	8,864
60%	12,043	9,601	10,331	8,906	9,141	9,595
65%	11,384	10,921	9,396	10,177	9,543	8,522
70%	10,22	10,315	10,21	9,508	8,785	8,68
75%	10,761	10,397	9,74	9,249	9,108	8,303
80%	10,175	10,692	10,28	9,548	9,359	9,029
85%	10,682	9,806	9,771	9,602	9,223	8,478
90%	9,966	10,151	9,839	8,612	8,496	8,799
95%	10,094	9,165	9,492	8,817	8,608	8,309
100% ²	10,322 ⁹	9,688	9,27	9,363	8,793	8,244

¹ Percentual de isenção de pagamento dos encargos (EER + ESE);

² Percentual de isenção atual que o Autoprodutor Possui (cenário base);

³ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado com incidência de R\$ 10/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período (cenário base, definido nas premissas na Figura 4);

⁴ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado com incidência de R\$ 20/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁵ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado com incidência de R\$ 30/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁶ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado com incidência de R\$ 40/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁷ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado com incidência de R\$ 50/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁸ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado com incidência de R\$ 60/MWh (EER + ESE) mensais em todo o período;

⁹ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado no cenário base (Tabela 7);

Fonte: Elaborada pelo autor.

Constata-se, através do Gráfico 6, que os resultados de tempo de retorno financeiro obtidos estão diretamente relacionados aos pagamentos de encargos (montante financeiro) e à isenção de pagamento que o autoprodutor possui sobre esses encargos.

Os resultados sugerem que quanto maiores forem os pagamentos de encargos e quanto mais ampla for a isenção concedida ao autoprodutor, mais favorável será o *payback* descontado encontrada, evidenciando a importância da criticidade dos encargos e de suas variações na determinação da viabilidade financeira dos cenários considerados.

5.2.3.3 Síntese da análise de Sensibilidade no Payback Descontado pela variação dos Encargos Setoriais (EER, ESE, CDE e PROINFA)

Ao analisar os dados obtidos nas análises de sensibilidades no Gráfico 5 e no Gráfico 6, fica evidente como as variações nos descontos nos encargos, atualmente detidos pelo autoprodutor e refletidos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Encargos), bem como nos pagamentos de encargos EER e ESE, impactam a taxa interna de retorno para o enquadramento do consumidor no Estudo de Caso 02 em comparação com o Estudo de Caso 01. Essa análise desempenha um papel crucial na compreensão da viabilidade financeira para que o consumidor livre com contrato de PPA migre para a opção Autoprodutor, além de fornecer a base para decisões estratégicas fundamentadas.

Observa-se que certas combinações de descontos e pagamentos de encargos levam a uma economia mais significativa, sugerindo áreas de oportunidade para maximizar os benefícios financeiros do projeto.

5.2.4 Impacto da variação da TMA no comparativo de viabilidade entre os estudos de casos: análise na métrica do VPL e Payback Descontado

É fundamental compreender a importância da análise de sensibilidade dos resultados encontrados de economia de VPL e *payback* descontado entre os cenários, especialmente quando se varia a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

O Gráfico 7 exibe os resultados da economia entre VPL mais provável dos cenários probabilísticos encontrados, enquanto o Gráfico 8 retrata os resultados do *payback* descontado mais provável dos cenários probabilísticos encontrados, ambos obtidos ao ser variada a TMA.

Gráfico 7: Economia VPL mais provável – Variação sobre a TMA.

Varição TMA ¹	Economia VPL ²
1,00%	-51,00%
1,50%	-49,98%
2,00%	-49,39%
2,50%	-46,76%
3,00%	-47,63%
3,50%	-43,34%
4,00%	-44,49%
4,50%	-41,53%
5,00%	-38,97%
5,50%	-37,36%
6,00%	-35,52%
6,50%	-34,87%
7,00%	-31,64%
7,5%³	-32,90%⁴
8,00%	-29,32%
8,50%	-29,16%
9,00%	-26,43%
9,50%	-23,57%
10,00%	-20,41%
10,50%	-19,60%
11,00%	-17,56%
11,50%	-14,64%
12,00%	-14,29%
12,50%	-12,24%
13,00%	-7,36%
13,50%	-5,18%
14,00%	-2,74%
14,50%	-5,12%
15,00%	0,36%
15,50%	2,61%
16,00%	3,89%
16,50%	6,14%
17,00%	10,88%
17,50%	11,21%
18,00%	13,58%
18,50%	18,02%
19,00%	20,52%
19,50%	21,71%
20,00%	23,00%

¹ Variação da TMA aplicada;

² Resultados de economia encontrada através da métrica de VPL entre os cenários probabilísticos mais prováveis;

³ TMA base aplicada definida nas premissas;

⁴ Economia no VPL mais provável entre os cenários encontrado no cenário base (Tabela 5);

Fonte: Elaborada pelo autor.

Gráfico 8: *Payback* Descontado (anos) mais provável – Variação sobre a TMA.

Variação TMA ¹	<i>Payback</i> Descontado ²
1,00%	7,52
1,50%	7,70
2,00%	8,15
2,50%	8,44
3,00%	8,61
3,50%	8,42
4,00%	9,07
4,50%	8,60
5,00%	8,97
5,50%	9,09
6,00%	9,22
6,50%	10,08
7,00%	10,31
7,5%³	10,32⁴
8,00%	11,11
8,50%	11,28
9,00%	11,08
9,50%	11,80
10,00%	12,61
10,50%	12,95
11,00%	13,37
11,50%	14,15
12,00%	13,35
12,50%	13,73
13,00%	14,10
13,50%	17,09
14,00%	16,49
14,50%	19,00
15,00%	18,62
15,50%	19,46
16,00%	19,79
16,50%	19,14
17,00%	19,99
17,50%	19,01
18,00%	19,84
18,50%	None
19,00%	None
19,50%	None
20,00%	None

¹ Variação da TMA aplicada;

² Valores de *payback* descontados obtidos de acordo com a variação do desconto sobre os encargos nas linhas da tabela;

³ TMA base aplicada definida nas premissas;

⁴ *Payback* descontado mais provável entre os cenários probabilísticos encontrado no cenário base (Tabela 7);

Fonte: Elaborada pelo autor.

Ao analisar os resultados apresentados no Gráfico 7 e no Gráfico 8, respectivamente, observa-se que o aumento da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) está associado a uma diminuição na economia de Valor Presente Líquido (VPL) e a um prolongamento no período de *payback* descontado. Isso ocorre devido ao fato de que o aumento dos custos de capital resultantes de uma TMA mais alta reduz o valor presente dos fluxos de caixa futuros, tornando os investimentos menos atrativos e, conseqüentemente, diminuindo a economia de VPL e estendendo o período necessário para recuperar o investimento inicial. Por outro lado, ao reduzir a TMA, observa-se o oposto: uma maior economia de VPL e um período de *payback* descontado mais curto, uma vez que os custos de capital diminuem, tornando os investimentos mais rentáveis e acelerando o tempo necessário para recuperar o investimento inicial.

Observa-se, por exemplo, que, ao ser considerada, para todo o período, a premissa de base de TMA (7,5%), os valores encontrados de economia sobre o VPL (entre os cenários 01 e 02) e o *payback* descontado são, respectivamente, 32,9% e 10,32 anos. Por outro lado, ao serem calculadas os mesmos indicadores, porém, adotando uma TMA de 14%, os valores obtidos são 2,74% (economia) e 16,49 anos. Os valores indicados como "None" no Gráfico 8 representam os *paybacks* descontados encontrados, para suas respectivas taxas de TMA, que excedem 20 anos (o período analisado). Em outras palavras, isso ocorre quando a recuperação do investimento inicial ultrapassa o período considerado para o projeto. Logo, uma TMA muito alta pode inviabilizar o investimento.

Portanto, ao realizar análises de sensibilidade nessas métricas em relação à variação da TMA, os tomadores de decisão podem identificar quais faixas de taxas são mais críticas para a viabilidade do projeto e ajustar suas estratégias de investimento.

5.3 Otimização e análise de sensibilidade para preços de contratação de autoprodução sob modelos de equiparação/arrendamento

O modelo de autoprodução mais atrativo (com relação aos benefícios financeiros) é o arranjo de autoprodução por "Investimento Próprio". Entretanto, neste modelo, existe o ônus da necessidade de aporte total de CAPEX para construção da usina (que pode não ser considerado vantajoso para algumas empresas). Em paralelo, o mercado evoluiu, permitindo que empresas geradoras e comercializadoras estruturassem modelos alternativos de autoprodução, nos quais o consumidor não precisa arcar com o aporte total de CAPEX para construção da usina. Nesses arranjos, a energia é disponibilizada por meio de contratos do tipo PPA no modelo de autoprodução ou por meio de contratos de arrendamento da usina, permitindo

ao consumidor usufruir dos benefícios regulatórios e tributários da autoprodução. Embora os preços de energia nesses modelos geralmente sejam superiores aos praticados no mercado livre convencional, o ganho financeiro associado aos benefícios de autoprodução pode, no balanço geral, resultar em um menor desembolso de caixa em comparação à contratação tradicional via PPA.

No arranjo de autoprodução por equiparação, o consumidor realiza um aporte para aquisição de participação societária em uma SPE, tornando-se sócio do empreendimento e sendo equiparado a autoprodutor, com a formalização de contrato de fornecimento de energia com a SPE. Em geral, esse aporte representa apenas uma fração do investimento total do projeto, sendo inferior ao CAPEX requerido no modelo de investimento próprio. Neste trabalho, não são considerados os aspectos financeiros associados à participação societária, como valorização de ativos ou distribuição de dividendos, uma vez que o foco está na avaliação econômico-operacional dos contratos de energia, de modo que os preços obtidos para o modelo de equiparação representam valores de referência para contratação de energia com a SPE. No modelo de arrendamento, por sua vez, não há necessidade de aportes iniciais, sendo avaliados apenas os custos das parcelas de locação, permitindo a comparação direta dos resultados relativizados ao consumo.

A definição do preço de contratação de modelos de autoprodução enfrenta o desafio da incerteza que envolve esse valor. A falta de informações claras sobre os custos associados torna o processo de tomada de decisão ainda mais complexo. Nesse contexto, compreender os fatores que compõem o preço é crucial para uma escolha informada. O preço de contratação, sendo uma das variáveis mais impactantes, requer uma análise aprofundada para avaliar sua justiça em relação aos benefícios proporcionados. Assim, o objetivo principal é obter informações abrangentes que possam fundamentar e facilitar a tomada de decisão, tornando-a mais precisa e alinhada aos objetivos estratégicos da organização.

A tomada de decisão para a contratação de modelos de autoprodução requer análise detalhada dos possíveis benefícios que o consumidor pode obter em relação às demais possibilidades de mercado disponíveis. Para um grande consumidor que já está enquadrado como consumidor livre (com possibilidades preços de contratos de energia competitivos), é essencial avaliar os impactos do preço a ser pago em contratos de autoprodução, seja por meio de equiparação ou arrendamento. Nesse contexto, analisar o custo total do consumidor (nos cenários a serem avaliados) trazido a valor presente é uma métrica de análise comparativa eficaz entre cenários.

Comparar exclusivamente os custos dos contratos de energia no mercado livre com

os custos da autoprodução não é realista, pois é necessário considerar os descontos ou isenções de encargos no setor elétrico que os autoprodutores têm em comparação com os consumidores livres convencionais. Esta seção aborda uma otimização com o objetivo de retornar referências de custos para contratação de modelos alternativos de autoprodução de energia, associados aos percentuais de economia correspondentes que o consumidor obterá ao migrar de um cenário inicial (contratação de PPA de energia convencional, similar ao Estudo de Caso 01) para um modelo de autoprodução.

Os valores retornados pela otimização são expressos em R\$/MWh, de forma a manter a consistência com a unidade usual dos contratos de energia. No caso do modelo de arrendamento, cujos contratos são tipicamente estabelecidos em valores absolutos (R\$), as parcelas de locação foram relativizadas pelo consumo considerado no estudo de caso, permitindo sua conversão para uma base equivalente em R\$/MWh e, conseqüentemente, a comparação direta entre os diferentes modelos avaliados.

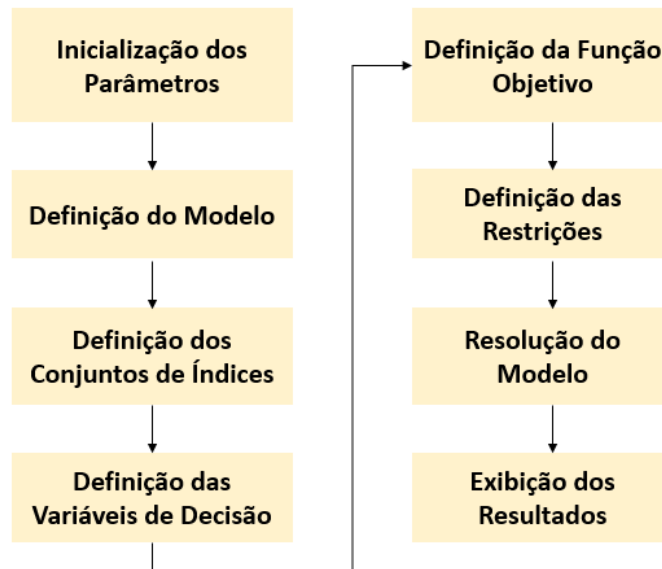
As economias analisadas refletem a redução percentual do VPL para o fluxo de caixa global, no período de 20 anos, calculado para o modelo de autoprodução a ser contratado ao custo em R\$/MWh retornado, comparado ao VPL mais provável do cenário probabilístico encontrado na alternativa de contratação de PPA. Além disso, foram calculados diversos retornos de custos de contratação de autoprodução para realização de análise de sensibilidade, a fim de investigar o comportamento do custo a ser contratado (retorno da otimização), a depender da variação das cobranças e descontos de encargos, para cada nível de economia final no fluxo de caixa global estabelecida. Para isso, foram variados os efeitos dos benefícios que o produtor possui, quando se variam os descontos nos encargos de CDE e PROINFA, atualmente detidos pelo produtor e refletidos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Encargos), bem como nos valores de pagamentos de EER e ESE.

Ao decidir migrar de consumidor livre com PPA padrão de energia convencional para o modelo de autoprodução, é crucial considerar se o empreendimento oferece desconto na TUSD/TUST. Desde a promulgação da Lei 14.120/2021, manter esse desconto requer que os empreendimentos solicitem outorga até 2 de março de 2022 e iniciem a operação de todas as suas unidades geradoras em até 48 meses após a emissão da outorga. Assim, se o empreendimento atender aos requisitos estabelecidos, os consumidores que adquirem energia desses projetos de geração podem desfrutar dos benefícios da energia incentivada. Isso redefine as premissas para analisar a aquisição de contratos de autoprodução, já que a percepção dos descontos obtidos deve ser considerada.

Esta otimização possibilitará ao consumidor de energia dados sólidos, que serão

essenciais para auxiliar nas negociações e na tomada de decisões. O modelo matemático foi otimizado utilizando a biblioteca Pyomo para Python, seguindo as etapas destacadas na Figura 26.

Figura 26: Etapas para realização da otimização.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A classe “Param”, da biblioteca Pyomo, é usada para definir e armazenar parâmetros estáticos ou constantes que são utilizados no modelo de otimização. A inicialização adequada desses parâmetros, através da definição de seus valores iniciais corretamente, é fundamental para garantir que o modelo seja configurado corretamente antes do início da otimização. Logo, “DP”, “TDP”, “TDFP”, “TencAPE”, “FatorDesconto”, “FatorReajuste”, “CT”, “CAss”, “PISeCOFINS”, “ICMS”, “TMA”, “VPLAlvo” e “FatorPercentualDesc” são inicializados na classe “Param”.

O modelo foi estabelecido como uma classe “ConcreteModel”, utilizada quando todos os detalhes do problema são previamente conhecidos e há o objetivo de resolver um único caso de otimização de forma direta e eficiente, com variáveis, parâmetros, restrições e objetivo definidos com valores concretos desde o início.

O conjunto de índices foi definido para contemplar valores armazenados em listas que expressam um período de 20 anos e 1.000 cenários probabilísticos.

“PME” foi definida como a variável de decisão. Ou seja, a variável que será retornada como resultado da otimização.

A Equação (5.1) representa a função objetivo para a otimização proposta, cujo objetivo é encontrar valores de custo, relativos à autoprodução de energia, levando em conta as restrições estabelecidas.

$$MIN VPL = \left(\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TMA)^j} \right) \quad (5.1)$$

Sujeito às restrições:

$$VPL = VPLAlvo * FatorPercentualDesc \quad (5.2)$$

$$PME[i, j] > 0 \quad (5.3)$$

$$PME[i, j] = PME[1, 1] \quad (5.4)$$

em que:

- FC_j = Fluxo de caixa para cada período j ;
- TMA = Custo médio ponderado de capital (taxa mínima de atratividade);
- PME = Valor de custo de energia a ser encontrado na otimização, a depender das restrições estabelecidas;
- $VPLAlvo$ = Valor determinado para a função objetivo alcançar (alvo), para que o valor de custo de energia seja retornado como resultado da otimização, permitindo a análise de sensibilidade, pela variação do desconto entre VPL obtido, conforme o valor alvo é variado, em comparativo aos resultados de VPL mais provável encontrado para o Estudo de Caso 01;
- $FatorPercentualDesc$ = Fator aplicado, para visualização da análise de sensibilidade, para variação da função objetivo de acordo com os percentuais que se deseja observar na análise, para que o consumidor obtenha através da contratação de modelo de autoprodução, ao se considerar os valores da variável retornada na função objetivo - custo de energia (PME).

O fluxo de caixa, conforme mencionado anteriormente, deve contemplar a possibilidade de obter desconto na TUSD. Portanto, as Equações (5.5) e (5.6) ilustram, respectivamente, o cálculo do fluxo de caixa sem e com desconto na TUSD.

$$\begin{aligned}
FC_j = & DP \cdot \frac{TDP}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} + DFP \\
& \cdot \frac{TDFP}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} + CP \\
& \cdot \frac{TencAPE \cdot FatorDesconto}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} + CFP \\
& \cdot \frac{TencAPE \cdot FatorDesconto}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} + \frac{PME_i \cdot FatorReajuste_i}{[(1 - ICMS)]} \cdot CT \\
& + (CAss \cdot CT)
\end{aligned} \tag{5.5}$$

$$\begin{aligned}
FC_j = & (DP \cdot \frac{TDP}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} - DP \cdot TDP * 50\%) + (DFP \\
& \cdot \frac{TDFP}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} - DFP \cdot TDFP * 50\%) + CP \\
& \cdot \frac{TencAPE \cdot FatorDesconto}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} + CFP \\
& \cdot \frac{TencAPE \cdot FatorDesconto}{[(1 - PISeCOFINS) \cdot (1 - ICMS)]} + \frac{PME_i \cdot FatorReajuste_i}{[(1 - ICMS)]} \cdot CT \\
& + (CAss \cdot CT)
\end{aligned} \tag{5.6}$$

em que:

- *FatorDesconto* = Fator aplicado para ajustar as variações nos descontos sobre os encargos (CDE e PROINFA) detidos pelo autoprodutor e refletidos na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD Encargos), permitindo uma análise de sensibilidade das mudanças nesta variável no modelo e suas implicações nos retornos obtidos.

As equações de restrição desempenham um papel crucial na otimização, pois definem as condições que o modelo deve satisfazer. Elas representam as limitações e restrições do problema, incorporando restrições matemáticas que refletem a realidade do sistema em estudo. Ao incorporar essas equações no modelo, é possível encontrar soluções que atendam aos requisitos específicos do problema, permitindo a busca pela melhor configuração dentro das limitações impostas pelas restrições. Neste sentido, a Equação (5.2) define um alvo de VPL para a função objetivo. O VPL alvo a ser alcançado sempre levará em consideração o VPL mais provável dos cenários probabilísticos encontrados para o Estudo de Caso 01, que será variado, devido às modificações nas cobranças de EER e ESE, para análise de sensibilidade nos retornos encontrados na função objetivo. Neste caso, busca-se obter resultados de preços para

contratação de modelos de autoprodução que resultam num custo global ao longo do tempo para o consumidor autoprodutor, comparado ao custo global para permanência deste mesmo consumidor no mercado livre convencional, associado a um percentual pré-estabelecido de economia entre estes dois cenários. O preço retornado pela otimização representa o custo unitário da parcela de energia (R\$/MWh) no modelo de autoprodução para atingir o VPL alvo definido, considerando os benefícios regulatórios aplicáveis em cada cenário. A Equação (5.3) e a Equação (5.4), todavia, definem que os custos de energia retornado no resultado da otimização sejam, respectivamente, maiores que zero e fixos para os 20 anos (período analisado). Se os resultados da otimização não estiverem em conformidade com as restrições definidas nas Equações (5.3) e (5.4), a função retornará o valor "None" em vez dos resultados.

O solver GLPK foi utilizado para resolver o modelo otimizado. Os resultados são encontrados nas seções 5.3.1 e 5.3.2. Estas informações são relevantes pois servem como suporte à tomada de decisão na contratação e enquadramento do consumidor livre como autoprodutor nos modelos de equiparação/arrendamento.

5.3.1 Resultados da otimização para modelo de contratação através de empreendimento de geração que não permite obtenção de desconto de 50% sobre a TUSD/TUST (demanda)

Esta seção apresenta os resultados da otimização com a premissa de não considerar possíveis descontos na tarifa de TUSD (demanda) pela contratação de modelo de autoprodução com energia incentivada.

A Tabela 8 apresenta os custos de contratação de autoprodução após otimização dos modelos, variando de acordo com o percentual de economia desejado em relação ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01 (linhas). As colunas representam diferentes valores de cobrança dos encargos EER e ESE aplicados ao Estudo de Caso 01 (de R\$ 10/MWh a R\$ 60/MWh). Como o autoprodutor é isento desses encargos, maiores valores de EER + ESE no Estudo de Caso 01 ampliam o benefício relativo da autoprodução. Nessa otimização, mantém-se fixo o benefício de isenção dos encargos refletidos na TUSD Encargos (CDE e PROINFA), conforme premissas de base.

A Tabela 9 apresenta resultados análogos, mas variando os benefícios associados aos descontos na TUSD Encargos (CDE e PROINFA), de 0% a 78,75%, enquanto se mantém constante o benefício de isenção integral dos encargos EER e ESE. Assim, cada coluna representa um nível de economia na tarifa de TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor, comparado ao consumidor livre com PPA.

Para interpretar a Tabela 8, seleciona-se inicialmente o percentual de economia desejado na coluna “Desconto” e, em seguida, lê-se horizontalmente para identificar o custo correspondente da autoprodução, considerando a cobrança de EER + ESE aplicada ao Estudo de Caso 01. Por exemplo, visando uma economia de 30% no VPL e assumindo EER + ESE de R\$ 20/MWh no Estudo de Caso 01, o custo da autoprodução seria de R\$ 112,32/MWh.

A interpretação da Tabela 9 é similar. Contudo, da segunda à última coluna variam-se os níveis de desconto na TUSD Encargos (de 0% a 78,75%). Por exemplo, visando uma economia de 30% no VPL e assumindo um desconto de 60% na TUSD Encargos, o custo da autoprodução seria de R\$ 103,20/MWh.

Ao plotar dos dados obtidos nas Tabelas 8 e 9 e nos Gráficos 9 e 10, respectivamente, é possível observar que quanto maior a economia no fluxo de caixa que se espera alcançar na contratação da autoprodução, menores são as referências de preços a serem negociados. De forma análoga, quanto menor a economia esperada, maiores são as margens de preço. Em paralelo, quanto maiores os benefícios devido à isenção de encargos, mais alto pode ser o preço a ser negociado (sem variar a referência de economia esperada).

Tabela 8 – Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Sem considerar desconto na TUSD.

Desconto ¹	10 (R\$/MWh) ³	20 (R\$/MWh) ⁴	30 (R\$/MWh) ⁵	40 (R\$/MWh) ⁶	50 (R\$/MWh) ⁷	60 (R\$/MWh) ⁸
0% ²	167,69 ⁹	172,47	176,84	182,01	186,38	189,29
5%	157,91	162,44	166,59	171,50	175,66	178,43
10%	148,12	152,42	156,35	161,00	164,94	167,56
15%	138,34	142,39	146,11	150,50	154,22	156,70
20%	128,55	132,37	135,86	140,00	143,50	145,83
25%	118,76	122,34	125,62	129,50	132,78	134,96
30%	108,98	112,32	115,38	118,99	122,06	124,10
35%	99,19	102,29	105,13	108,49	111,33	113,23
40%	89,40	92,27	94,89	97,99	100,61	102,36
45%	79,62	82,24	84,65	87,49	89,89	91,50
50%	69,83	72,22	74,40	76,99	79,17	80,63
55%	60,04	62,19	64,16	66,48	68,45	69,76
60%	50,26	52,17	53,92	55,98	57,73	58,90
65%	40,47	42,14	43,67	45,48	47,01	48,03
70%	30,68	32,12	33,43	34,98	36,29	37,16
75%	20,90	22,09	23,18	24,48	25,57	26,30
80%	11,11	12,07	12,94	13,97	14,85	15,43
85%	1,326	2,041	2,697	3,472	4,128	4,566
90%	None	None	None	None	None	None
95%	None	None	None	None	None	None
100%	None	None	None	None	None	None

¹ Descontos no fluxo global de caixa em todo o período (trazido a valor presente) obtidos na contratação da autoprodução comparada ao VPL mais provável do cenário probabilístico encontrado para Estudo de Caso 01;

² Ponto de equilíbrio. Valor em que o VPL após a contratação da autoprodução empata com o VPL para o Estudo de Caso 01 (VPL mais provável do cenário probabilístico);

³ Preços calculados considerando a cobrança mensal de R\$ 10/MWh em EER + ESE aplicada ao Estudo de Caso 01 (cenário base, definido nas premissas na Figura 4);

⁴ Preços calculados considerando a cobrança mensal de R\$ 20/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁵ Preços calculados considerando a cobrança mensal de R\$ 30/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁶ Preços calculados considerando a cobrança mensal de R\$ 40/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

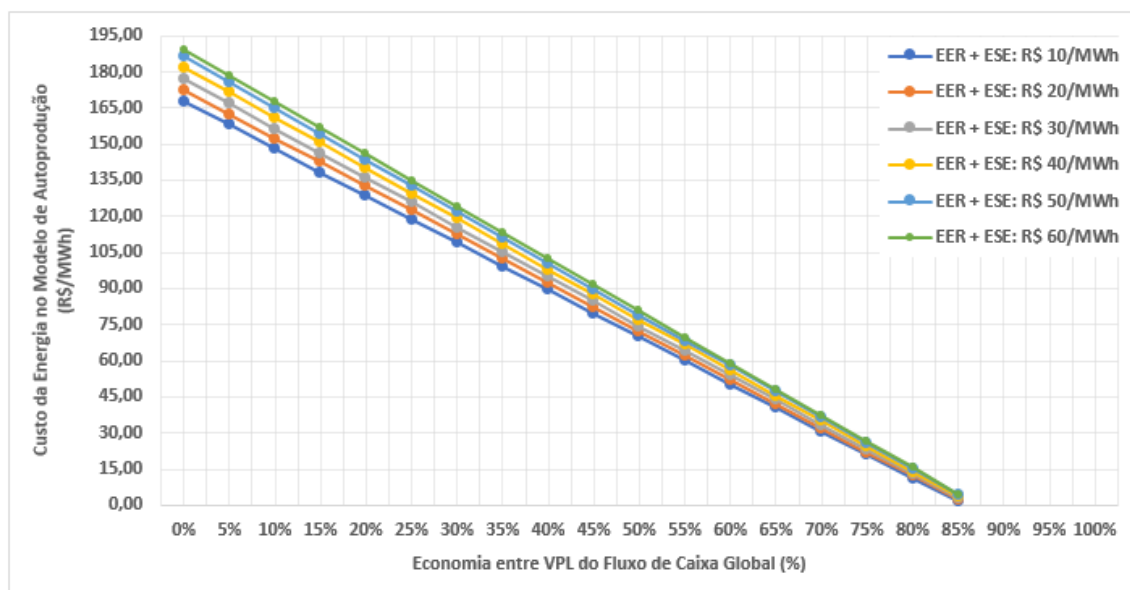
⁷ Preços calculados considerando a cobrança mensal de R\$ 50/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁸ Preços calculados considerando a cobrança mensal de R\$ 60/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁹ Preço que iguala o VPL da autoprodução ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01, considerando o valor base de cobrança de EER + ESE definido na Figura 4;

Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 9: Preços de referência para contratação de Autoprodução –
Variação sobre EER e ESE – Sem considerar desconto na TUSD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 9 – Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Sem considerar desconto na TUSD.

Desconto ¹	0% ³	20% ⁴	30% ⁵	40% ⁶	50% ⁷	60% ⁸	78,75% ⁹
0% ²	143,44	149,60	152,68	155,76	158,84	161,92	167,69¹⁰
5%	133,65	139,81	142,89	145,97	149,05	152,13	157,91
10%	123,87	130,03	133,11	136,19	139,27	142,35	148,12
15%	114,08	120,24	123,32	126,40	129,48	132,56	138,34
20%	104,29	110,45	113,53	116,61	119,69	122,77	128,55
25%	94,51	100,67	103,75	106,83	109,91	112,99	118,76
30%	84,72	90,88	93,96	97,04	100,12	103,20	108,98
35%	74,93	81,09	84,17	87,25	90,33	93,41	99,19
40%	65,15	71,31	74,39	77,47	80,55	83,63	89,40
45%	55,36	61,52	64,60	67,68	70,76	73,84	79,62
50%	45,57	51,73	54,81	57,89	60,97	64,05	69,83
55%	35,79	41,95	45,03	48,11	51,19	54,27	60,04
60%	26,00	32,16	35,24	38,32	41,40	44,48	50,26
65%	16,21	22,37	25,45	28,53	31,61	34,69	40,47
70%	6,43	12,59	15,67	18,75	21,83	24,91	30,68
75%	None	2,80	5,88	8,96	12,04	15,12	20,90
80%	None	None	None	None	2,26	5,34	11,11
85%	None	None	None	None	None	None	1,326
90%	None	None	None	None	None	None	None
95%	None	None	None	None	None	None	None
100%	None	None	None	None	None	None	None

¹ Descontos no fluxo global de caixa em todo o período (trazido a valor presente) obtidos na contratação da autoprodução comparada ao VPL mais provável do cenário probabilístico encontrado para Estudo de Caso 01;

² Ponto de equilíbrio. Valor em que o VPL após a contratação da autoprodução empata com o VPL para o Estudo de Caso 01 (VPL mais provável do cenário probabilístico);

³ Preços calculados considerando 0% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor;

⁴ Preços calculados considerando 20% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor;

⁵ Preços calculados considerando 30% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor;

⁶ Preços calculados considerando 40% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor;

⁷ Preços calculados considerando 50% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor;

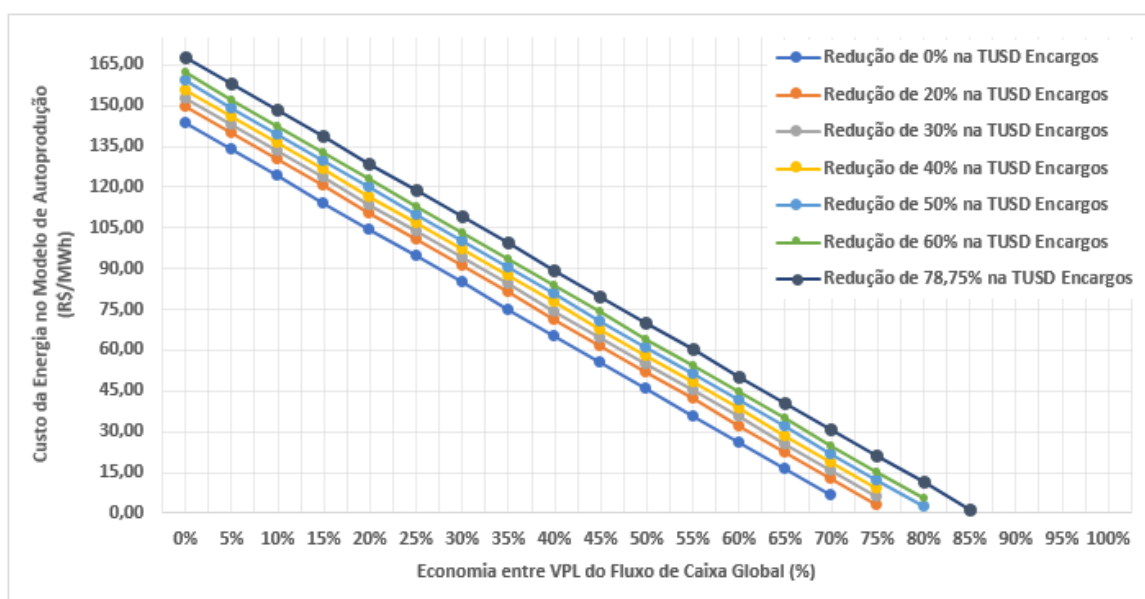
⁸ Preços calculados considerando 60% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor;

⁹ Preços calculados considerando 78,75% de desconto na TUSD Encargos percebido pelo autoprodutor, percentual base definido na Figura 5;

¹⁰ Preço que iguala o VPL da autoprodução ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01, considerando o desconto base na TUSD Encargos;

Fonte: Elaborada pelo autor.

Gráfico 10: Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Sem considerar desconto na TUSD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.2 Resultados da otimização para modelo de contratação através de empreendimento de geração que permite obtenção de desconto de 50% sobre a TUSD/TUST (demanda)

Nesta seção, são apresentados os resultados da otimização, com a premissa de considerar 50% de desconto na tarifa de TUSD (demanda) pela contratação do modelo de autoprodução com energia incentivada.

A Tabela 10 apresenta os custos de contratação de autoprodução variando conforme o percentual de economia desejado em relação ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01 (linhas). As colunas representam diferentes valores de cobrança dos encargos EER e ESE aplicados ao Estudo de Caso 01 (de R\$ 10/MWh a R\$ 60/MWh). Como o autoprodutor é isento desses encargos, valores maiores de EER + ESE no Estudo de Caso 01 ampliam o benefício relativo da autoprodução. Nesta otimização, os ganhos associados à isenção de CDE e PROINFA (TUSD Encargos) permanecem constantes, conforme as premissas de base.

A Tabela 11 apresenta resultados análogos, mas variando-se os percentuais de desconto percebidos pelo autoprodutor na TUSD Encargos (de 0% a 78,75%), enquanto se mantém fixa a isenção integral dos encargos EER e ESE. Assim, cada coluna corresponde a um nível distinto de economia na tarifa de TUSD Encargos quando comparada com a alternativa de contratação via PPA no mercado livre.

Para interpretar a Tabela 10, primeiramente seleciona-se o percentual de economia desejado na coluna “Desconto” e, em seguida, lê-se horizontalmente o custo correspondente da autoprodução. Por exemplo, visando uma economia de 30% no VPL e considerando EER + ESE de R\$ 20/MWh no Estudo de Caso 01, o custo projetado da autoprodução seria de R\$ 120,82/MWh.

A interpretação da Tabela 11 segue a mesma lógica, substituindo-se a variação de EER + ESE pela variação dos descontos na TUSD Encargos. Por exemplo, para uma economia desejada de 30% no VPL e assumindo um desconto de 60% na TUSD Encargos, o custo correspondente da autoprodução seria de R\$ 111,70/MWh.

Os Gráficos 11 e 12, construídos a partir das Tabelas 10 e 11, mostram que, quanto maior a economia desejada no fluxo de caixa, menor é o preço máximo viável da autoprodução. De modo inverso, economias menores permitem preços maiores. Paralelamente, quanto maiores os benefícios decorrentes da isenção de encargos (EER/ESE e TUSD Encargos), maior é o preço que o autoprodutor pode negociar sem comprometer o nível de economia pretendido.

Tabela 10 – Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Considerando desconto na TUSD.

Desconto ¹	10 (R\$/MWh) ³	20 (R\$/MWh) ⁴	30 (R\$/MWh) ⁵	40 (R\$/MWh) ⁶	50 (R\$/MWh) ⁷	60 (R\$/MWh) ⁸
0% ²	176,19 ⁹	180,97	185,34	190,51	194,88	197,80
5%	166,41	170,94	175,10	180,01	184,16	186,93
10%	156,62	160,92	164,85	169,50	173,44	176,06
15%	146,84	150,89	154,61	159,00	162,72	165,20
20%	137,05	140,87	144,37	148,50	152,00	154,33
25%	127,26	130,84	134,12	138,00	141,28	143,46
30%	117,48	120,82	123,88	127,50	130,56	132,60
35%	107,69	110,79	113,63	116,99	119,84	121,73
40%	97,90	100,77	103,39	106,49	109,12	110,86
45%	88,12	90,74	93,15	95,99	98,39	100,00
50%	78,33	80,72	82,90	85,49	87,67	89,13
55%	68,55	70,69	72,66	74,99	76,95	78,27
60%	58,76	60,67	62,42	64,48	66,23	67,40
65%	48,97	50,64	52,17	53,98	55,51	56,53
70%	39,19	40,62	41,93	43,48	44,79	45,67
75%	29,40	30,59	31,69	32,98	34,07	34,80
80%	19,61	20,57	21,44	22,48	23,35	23,93
85%	9,827	10,542	11,198	11,974	12,630	13,067
90%	None	None	None	1,472	1,909	2,200
95%	None	None	None	None	None	None
100%	None	None	None	None	None	None

¹ Descontos no fluxo global de caixa em todo o período (trazido a valor presente) obtidos na contratação da autoprodução comparada ao VPL mais provável do cenário probabilístico encontrado para Estudo de Caso 01;

² Ponto de equilíbrio. Valor em que o VPL após a contratação da autoprodução empata com o VPL para o Estudo de Caso 01 (VPL mais provável do cenário probabilístico);

³ Preços calculados considerando a incidência mensal de R\$ 10/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01 (cenário base, definido nas premissas na Figura 4);

⁴ Preços calculados considerando a incidência mensal de R\$ 20/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁵ Preços calculados considerando a incidência mensal de R\$ 30/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁶ Preços calculados considerando a incidência mensal de R\$ 40/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

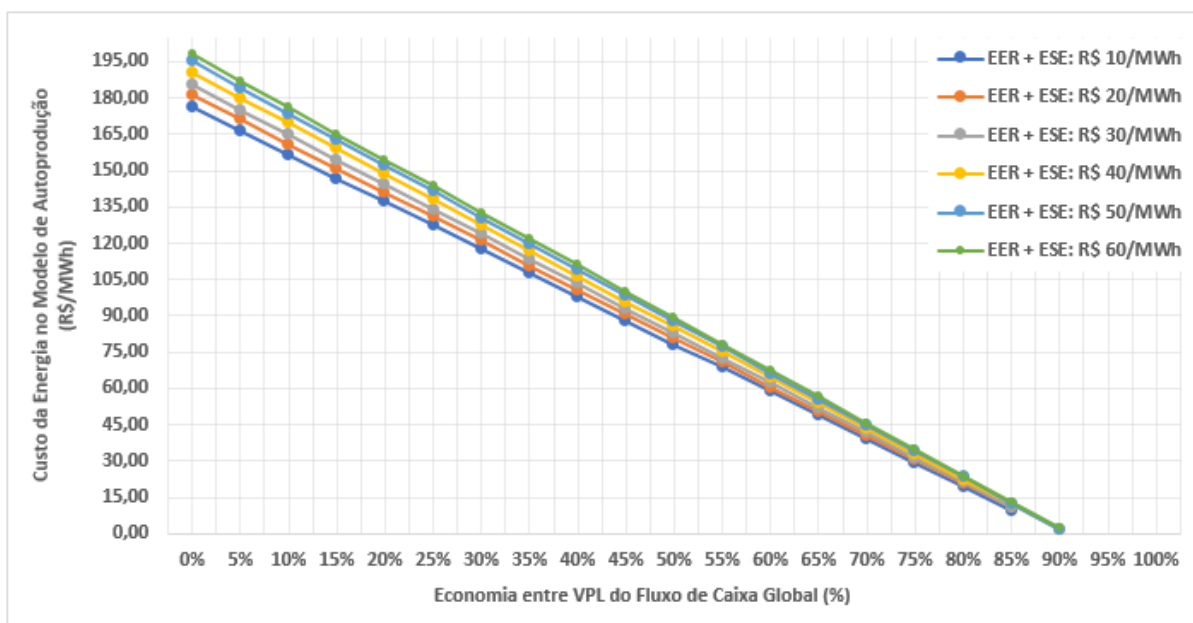
⁷ Preços calculados considerando a incidência mensal de R\$ 50/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁸ Preços calculados considerando a incidência mensal de R\$ 60/MWh em EER + ESE no Estudo de Caso 01;

⁹ Valor encontrado para empatar com o VPL obtido no Estudo de Caso 01, considerando premissa base, de cobrança de Encargos (EER + ESE), definida na Figura 4;

Fonte: Elaborada pelo autor.

Gráfico 11: Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre EER e ESE – Considerando desconto na TUSD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

Tabela 11 – Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Considerando desconto na TUSD.

Desconto ¹	0% ³	20% ⁴	30% ⁵	40% ⁶	50% ⁷	60% ⁸	78,75% ⁹
0% ²	151,94	158,10	161,18	164,26	167,34	170,42	176,19¹⁰
5%	142,15	148,31	151,39	154,47	157,55	160,63	166,41
10%	132,37	138,53	141,61	144,69	147,77	150,85	156,62
15%	122,58	128,74	131,82	134,90	137,98	141,06	146,84
20%	112,79	118,95	122,03	125,11	128,19	131,27	137,05
25%	103,01	109,17	112,25	115,33	118,41	121,49	127,26
30%	93,22	99,38	102,46	105,54	108,62	111,70	117,48
35%	83,43	89,59	92,67	95,75	98,83	101,91	107,69
40%	73,65	79,81	82,89	85,97	89,05	92,13	97,90
45%	63,86	70,02	73,10	76,18	79,26	82,34	88,12
50%	54,08	60,24	63,32	66,40	69,48	72,56	78,33
55%	44,29	50,45	53,53	56,61	59,69	62,77	68,55
60%	34,50	40,66	43,74	46,82	49,90	52,98	58,76
65%	24,72	30,88	33,96	37,04	40,12	43,20	48,97
70%	14,93	21,09	24,17	27,25	30,33	33,41	39,19
75%	5,14	11,30	14,38	17,46	20,54	23,62	29,40
80%	None	1,52	4,60	7,68	10,76	13,84	19,61
85%	None	None	None	None	None	4,050	9,827
90%	None	None	None	None	None	None	None
95%	None	None	None	None	None	None	None
100%	None	None	None	None	None	None	None

¹ Desconto aplicado ao VPL da autoprodução em relação ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01;

² Ponto de equilíbrio: preços que igualam o VPL da autoprodução ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01, considerando o desconto percebido na TUSD Encargos indicado em cada coluna;

³ Preços calculados considerando 0% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor;

⁴ Preços calculados considerando 20% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor;

⁵ Preços calculados considerando 30% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor;

⁶ Preços calculados considerando 40% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor;

⁷ Preços calculados considerando 50% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor;

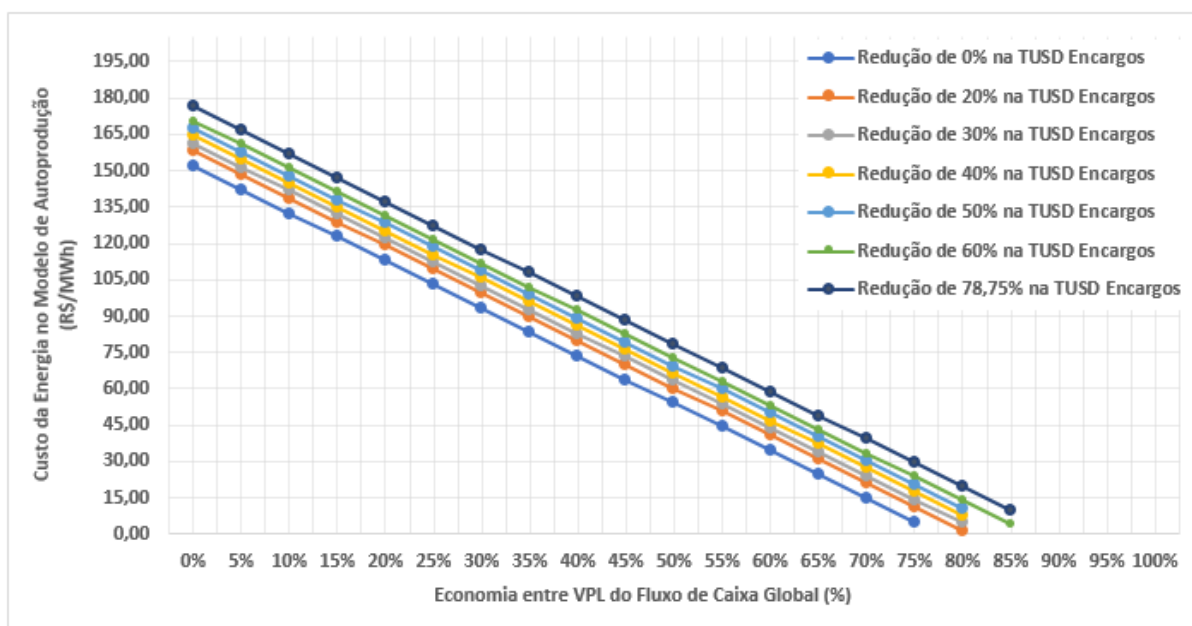
⁸ Preços calculados considerando 60% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor;

⁹ Preços calculados considerando 78,75% de desconto percebido na TUSD Encargos pelo produtor, percentual base adotado conforme apresentado na Figura 5;

¹⁰ Preço necessário para igualar o VPL da autoprodução ao VPL mais provável do Estudo de Caso 01, considerando o desconto base percebido na TUSD Encargos ao longo de todo o período;

Fonte: Elaborada pelo autor.

Gráfico 12: Preços de referência para contratação de Autoprodução – Variação sobre os descontos percebidos nos encargos CDE e PROINFA – Considerando desconto na TUSD.



Fonte: Elaborada pelo autor.

5.3.3 Consolidação e análise dos resultados das otimizações

Os resultados das otimizações dos modelos apontam diferentes possibilidades de custos para contratação de modelos de autoprodução de energia. As variações aplicadas nas modelagens permitem análise de sensibilidade dos resultados encontrados, fornecendo informações sustentadas para uma tomada de decisão mais informada e assertiva.

Observando as condições base do cenário de referência (Estudo de Caso 01) e as premissas de base dos benefícios concedidos ao autoprodutor em comparação com o consumidor livre padrão, é notável que a cobrança de EER e ESE, em R\$ 10,00/MWh, junto com a redução de 78,75% na TUSD Encargos para o autoprodutor, impactam diretamente no preço de contratação da autoprodução. Para exemplificar, a fim de se obter uma economia de 10% no Valor Presente Líquido (VPL) global, o preço indicado seria de R\$ 148,12/MWh, sem levar em conta o benefício na tarifa de demanda decorrente da contratação de energia incentivada. Considerando os benefícios que permitem ao consumidor um desconto de 50% sobre a tarifa de demanda, esse preço seria de R\$ 156,62/MWh. Por outro lado, mantendo as condições, mas ajustando o desconto esperado no fluxo de caixa global (VPL) para 30% na contratação da autoprodução, os valores seriam de R\$ 108,98/MWh e R\$ 117,48/MWh, respectivamente. Ao ser mantida, por sua vez, a economia global esperada no projeto em 10%,

porém alterando a cobrança de EER e ESE para R\$ 60,00/MWh (Estudo de Caso 01, referência comparativa do modelo), em que o autoprodutor possui 100% de isenção, percebe-se que o consumidor obterá um benefício ampliado, pois deixaria de arcar com uma quantidade maior de encargos. Dessa forma, mantendo o alvo de economia desejado, o preço de negociação poderia ser mais elevado, atingindo R\$ 167,56/MWh (sem considerar descontos de energia incentivada), de acordo com o observado na Tabela 8, em comparação com o valor de R\$ 148,12/MWh, supracitado. Todavia, ao ser variado o desconto sobre a tarifa de TUSD Encargos, de 78,75% para 40%, o preço mudaria de R\$ 148,12/MWh para R\$ 136,19/MWh, conforme observado na Tabela 9.

Os resultados revelam uma relação direta entre o desconto desejado pelo consumidor na contratação de energia no modelo de autoprodução e o preço a ser negociado. Quanto maior a economia financeira almejada, menor deve ser o preço acordado. Por outro lado, quanto maiores os benefícios considerados para o autoprodutor, maior margem de preços para negociação. Destaca-se, portanto, que as premissas consideradas nos benefícios que o autoprodutor possui, em relação ao consumidor livre com contrato padrão de energia convencional, influenciam diretamente nos valores de preços a serem contratados/negociados. Além disso, as premissas consideradas no cenário de referência utilizado para efeitos de comparação (Estudo de Caso 01, no caso deste trabalho) também exercem uma influência significativa no modelo e resultados financeiros.

Esses resultados evidenciam uma sensibilidade significativa nos preços obtidos, conforme as premissas estabelecidas são ajustadas. Assim, tais informações capacitam o consumidor a conduzir negociações de contratos com base em dados sólidos, visando alcançar os benefícios desejados. Além disso, permitem uma análise aprofundada dos impactos econômicos de propostas dessa natureza.

6 CONCLUSÃO

Este estudo abordou os riscos e incertezas associados às variáveis que compõem o modelo de Mercado Livre de Energia, especialmente no que diz respeito aos contratos de PPA de longo prazo e à Autoprodução por Investimento Próprio. Essa análise visa fornecer suporte para a tomada de decisões, incorporando a estocasticidade de algumas variáveis-chave do modelo e realizando análises de sensibilidade relevantes. Tudo isso foi conduzido sob a perspectiva de um grande consumidor de energia no Brasil. Dois estudos de casos foram analisados e aplicadas métricas financeiras para análise de viabilidade: contratação de energia via PPA e autoprodução de energia elétrica por investimento próprio.

O VPL para o Autoprodutor de Energia com Investimento Próprio, em todos os resultados encontrados, no cenário base (sem considerar ainda variação nos benefícios), mostrou-se mais vantajoso ao ser comparado ao VPL para a alternativa de contratação de energia por meio de um PPA de longo prazo. A economia média obtida entre os fluxos de caixa global (VPL) para o período analisado de 20 anos ficou acima de 30% em todos os valores (nos cenários probabilísticos) encontrados em favor da Autoprodução. Além disso, a TIR ficou acima da taxa mínima de atratividade considerada. Enquanto a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) utilizada foi de 7,5%, a TIR mais provável observada atingiu 15,1%, indicando que o investimento é viável. Portanto, o arranjo de autoprodução através do investimento próprio por parte do consumidor traz vantagens ao ser comparado a um modelo de contratação de energia via PPA de longo prazo. Ademais, o cálculo do *payback* descontado é crucial na análise de viabilidade de investimentos em geração de energia, pois considera o valor do dinheiro no tempo, fornecendo uma avaliação mais precisa dos retornos esperados. Nesse contexto, os *paybacks* descontados máximo, mais provável e mínimo encontrados para a migração do consumidor de contratação via PPA para a autoprodução foram, respectivamente, 13,161, 10,322 e 8,470 anos.

Além disso, os principais benefícios que o autoprodutor possui atualmente, como isenção dos encargos setoriais (PROINFA, CDE, EER, ESE), são impactantes nos resultados de viabilidade que determinam a migração do consumidor entre PPA e autoprodução. Tais benefícios apresentam incertezas para o futuro, uma vez que são sujeitos a mudanças regulatórias. Ademais, a magnitude dos valores de encargos cobrados (aos quais o autoprodutor atualmente possui desconto) pode variar ao longo do tempo em função das características do setor elétrico nacional. Desta forma, para as métricas financeiras analisadas (VPL, TIR e *payback* descontado), são realizadas análises de sensibilidade, variando-se os benefícios que o

consumidor teria ao ser enquadrado como autoprodutor em alternativa ao contrato de PPA de longo prazo.

Além disso, uma vez que a TMA é uma variável crucial na análise de viabilidade de projetos, pois influencia diretamente na avaliação de risco e retorno, também foi realizada análise de sensibilidade sobre esta taxa. Foi observado que quanto maior a TMA, menos vantajosa é a transição para a autoprodução por meio de investimento próprio.

Depreende-se, portanto, que as análises de sensibilidades conduzidas foram cruciais para entendimento das variações das componentes importantes para o modelo, pois permitiram identificar faixas críticas de rentabilidade e risco do projeto. Tal abordagem proporciona uma compreensão mais detalhada e acurada do risco e da lucratividade do investimento em geração de energia para enquadramento do consumidor como autoprodutor, promovendo tomadas de decisão embasadas e esclarecidas.

Analisou-se também as possibilidades de enquadramento do consumidor por meio de acordos de autoprodução por equiparação/arrendamento, uma vez que estes contratos podem ser atrativos, ao serem comparados com o modelo de investimento próprio, uma vez que o investimento inicial pode ser bem menor (necessitando apenas, no que diz respeito a desembolso inicial de caixa, da compra de ações da SPE ao qual a usina faz parte, em um valor abaixo do valor que seria necessário para construir a usina), no modelo de autoprodução por equiparação, ou, nulo, no caso do arranjo de autoprodução por arrendamento. A adoção de modelos de autoprodução de energia por meio de equiparação ou arrendamento emerge como uma abordagem cada vez mais atrativa e vantajosa em comparação com o tradicional investimento próprio em infraestrutura energética. Ao optar por esse enfoque, os usuários podem desfrutar dos benefícios da geração de energia sem a necessidade de expertise específica na construção e gestão de usinas. A externalização dessas responsabilidades para parceiros especializados não apenas reduz a carga administrativa sobre os clientes, mas também permite que estes se concentrem em suas operações principais. Além disso, a abordagem de equiparação ou arrendamento alivia os encargos financeiros associados ao investimento direto, proporcionando uma transição suave para fontes de energia sustentáveis e autossuficientes. Essa mudança de paradigma representa não apenas uma escolha pragmática, mas também um passo crucial em direção a uma matriz energética mais eficiente e sustentável.

Para isso, uma das variáveis mais importantes para esta contratação, que impacta na viabilidade do contrato em relação a contratos PPA genéricos, é o custo (R\$/MWh) do contrato. Realizou-se, portanto, otimizações, após construção dos modelos, que retornam valores de custos que o consumidor poderia contratar um modelo de autoprodução atrelados às

economias que o consumidor obteria comparado ao VPL mais provável encontrado para o consumidor enquadrado no contrato de PPA genérico (base). Os resultados de custos obtidos na otimização são dados importantes como suporte à tomada de decisão na contratação dos arranjos de autoprodução por equiparação/arrendamento, pois, para diversos cenários de custos, indicam as possíveis economias obtidas, quando se variam os benefícios aplicados ao autoprodutor.

Foi possível concluir que os benefícios que o autoprodutor possui atualmente são fatores importantes na análise financeira para contratação de energia através do modelo de autoprodução. Quanto maior o benefício para o autoprodutor, maior é a margem de preço para negociação. Por outro lado, quanto menor o benefício disponível para o autoprodutor, menor será o preço a ser negociado para atingir o mesmo VPL.

Além de mostrar a sensibilidade dos preços negociados em relação às variações nos benefícios que o autoprodutor pode receber, os resultados das otimizações também fornecem aos consumidores informações valiosas para tomar decisões fundamentadas sobre as economias possíveis ao optar por um modelo de autoprodução em vez de um PPA de energia convencional de longo prazo.

Conclui-se, portanto, que, apesar de haver possibilidade de obter-se economia relevante e o investimento ser considerado viável, na análise de investimento próprio em autoprodução, é necessário destacar que existem às inseguranças nas manutenções regulatórias em relação aos benefícios que o autoprodutor possui atualmente e que estas incertezas trazem impactos significativos às viabilidades financeiras. Além disso, embora o investimento em geração própria apresente vantagens, é essencial ponderar o impacto das despesas de investimento (CAPEX) no contexto do negócio. Destaca-se a relevância de uma análise aprofundada desses custos, considerando que um investimento substancial em uma usina para geração de energia, mesmo que o modelo de geração própria seja considerado viável nas premissas adotadas, pode ser prejudicial para o investidor. Nesse sentido, ressalta-se a importância de uma cuidadosa avaliação antes de embarcar em um investimento desse porte, especialmente se a geração de energia não constituir o núcleo principal das atividades da empresa. Logo, ao considerar um projeto de investimento em geração própria de energia, é imperativo que o consumidor avalie cuidadosamente as premissas adotadas como fundamentais para o modelo de análise. Entre essas premissas, a representação fiel da realidade assume um papel crítico. O consumidor deve examinar se as variáveis adotadas como premissas refletem de maneira precisa o ambiente em que o projeto será implementado.

Em paralelo, ao avaliar a contratação de um modelo de autoprodução de energia sem a necessidade de investir integralmente com recursos próprios, é essencial considerar os riscos associados. Um dos principais riscos é que o custo de contratação para autoprodução pode se tornar significativamente mais elevado do que um PPA genérico, especialmente se os benefícios fiscais ou regulamentares que o produtor recebe deixarem de existir ou forem reduzidos. Essas modalidades de autoprodução oferecem flexibilidade ao consumidor, mas também exigem atenção aos termos do contrato e ao cenário regulatório. A eventual perda de incentivos, como isenções fiscais ou descontos em encargos, pode afetar drasticamente o custo-benefício da autoprodução. Portanto, é fundamental avaliar o risco de instabilidade nos benefícios e considerar cláusulas contratuais que ofereçam proteção contra essas incertezas. Em resumo, a contratação de autoprodução de energia pode ser uma alternativa viável, mas exige uma avaliação cuidadosa dos riscos e uma comparação com opções mais convencionais como o PPA.

6.1 Trabalhos Futuros

Devido à complexidade dos temas abordados e à necessidade de delimitar o escopo do trabalho, diversos aspectos não foram objeto de análise e, conseqüentemente, não foram implementados. Estes são apresentados aqui como possíveis direções para futuras extensões do projeto em desenvolvimento, visando aprimorar as análises realizadas e ampliar o escopo dentro das oportunidades existentes no mercado de energia brasileiro. Nesse sentido, apresentam-se a seguinte sugestão:

- Inclusão de cenários no Mercado Livre de Energia: Analisar outros horizontes temporais para contratação de energia. Ou seja, cenários de contratação de energia de curto, médio e longo prazo. Geralmente, curto prazo envolve contratos de até um ano (onde a energia é adquirida de forma mais imediata, podendo até essa compra ser executada no mercado *spot*), médio prazo entre 1 e 5 anos, e longo prazo com duração superior a 5 anos. Esses cenários refletem diferentes estratégias de contratação de energia que podem ser adotadas pelos agentes do mercado, dependendo de seus objetivos de negócio, tolerância ao risco e horizonte temporal de planejamento.

Essa proposta representa esforço adicional para enriquecer a pesquisa, explorar novas perspectivas e aprimorar a aplicabilidade dos resultados no cenário específico do mercado de energia brasileiro.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET**. 2023. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. v. 2.8. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 26 out. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 3061, de 12 de julho de 2022**. Homologa o resultado da Revisão Tarifária Extraordinária, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética do Ceará - Enel CE, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223061ti.pdf>. Acesso em: 31 de outubro de 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 07 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 31 de outubro de 2023.

ANDERSON, David R.; SWEENEY, Dennis J.; WILLIAMS, Thomas A.; CAMM, Jeffrey D.; COCHRAN, James J. **Estatística Aplicada a Administração e Economia**. Tradução da 8ª edição norte-americana. São Paulo: Cengage Learning, 2021. ISBN 9786555583243. 784 p.

AQUILA, Giancarlo et al. Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market. **Energy Economics**, v. 65, p. 127-136, 2017.

BERGER, P. **Formas de contratação de fornecimento de energia elétrica**. O Setor Elétrico. 2010. Disponível em: <https://www.oseletrico.com.br/formas-de-contratacao-de-fornecimento-de-energia-eletrica>. Acesso em: 22 mar. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996**. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 10 set. 1996. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm. Acesso em: 16 de nov. 2023.

BRASIL. **Decreto nº 6.210, de 18 de setembro de 2007**. Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica e define demanda mínima por unidade de consumo para a equiparação de consumidor a autoprodutor. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 18 set. 2007a. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6210.htm. Acesso em: 16 nov. 2023.

BRASIL. **Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007**. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura (REIDI) e altera várias leis e decretos relacionados a impostos e contribuições. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 18 set. 2007b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/11488.htm. Acesso em: 16 nov. 2023.

BRASIL. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016**. Altera diversas leis relacionadas ao setor energético e dá outras providências. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 17 nov. 2016. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2003.htm. Acesso em: 16 de nov. 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Painel de Preços**. 2023. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/precos/painel-precos>. Acesso em: 26 de outubro de 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Conta Consumo de Combustíveis - CCC**. 2023a. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-consumo-de-combustiveis-ccc>. Acesso em: 16 nov. 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE**. 2023b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>. Acesso em: 16 nov. 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Energia de Reserva**. 2023c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/energia-de-reserva>. Acesso em: 16 nov. 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **PROINFA**. 2023d. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/PROINFA>. Acesso em: 16 nov. 2023.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Regras de Comercialização**. 2023e. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>. Acesso em: 16 nov. 2023.

CLARKE ENERGIA. **Entenda o que é sazonalização, modulação e flexibilidade em contratos de energia**. 2023. Disponível em: <https://clarke.com.br/entenda-o-que-e-sazonalizacao-modulacao-e-flexibilidade-em-contratos-de-energia>. Acesso em: 02 mai. 2024.

Comerc Energia. **O que é autoprodução de energia?** 2020. Disponível em: <https://panorama.comerc.com.br/o-que-e-autoproducao-de-energia>. Acesso em: 22 mar. 2023.

COSTA, Ricardo Eugênio Moreira da. **Análise e simulação da migração de uma empresa do mercado cativo para o mercado livre de energia elétrica**. 2019. 73 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2019.

CUNHA, Torquato, Bianca Barroso. **Estudo sobre o mercado livre de energia elétrica no Brasil**. 2020. 40 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, SP, 2020.

CUNHA, João Gabriel Botelho. **Modelagem de usina autoprodutora de energia para oferecimento do lastro energético de uma unidade consumidora do serviço autônomo de água e esgoto de Sobral/CE**. 2022. 108 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

DUTRA, Rafael Garcia. **Gerenciamento de Risco em Empresas Não Financeiras: Aplicações na Indústria Sucroenergética**. 2011. 76 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Departamento de Engenharia de Produção, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

ECOM ENERGIA. **Consumidor livre e autoprodutor de energia elétrica**. 2021. Disponível em: <https://www.ecomenergia.com.br/blog/autoprodutor-de-energia-eletrica-reduz-custos>. Acesso em: 22 mar. 2023.

FONSECA, Yonara Daltro da; BRUNI, Adriano Leal. **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. 2003. Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/handle/ri/25449>. Acesso em 22 mar. 2023.

FRITSCH, Leandro. **Dimensionamento de usina fotovoltaica para autoprodução de energia elétrica na indústria**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia) - Universidade Estadual do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

GREENER. **Estudo Estratégico de Geração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2-semester>. Acesso em: 30 mar. 2023.

GREENER. **Guia da Autoprodução Solar: Modelos de Decisão para o Consumidor**. 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/guia-da-autoproducao-solar-modelos-de-decisao-para-o-consumidor>. Acesso em: 30 mar. 2023.

HECK, Nathaniel; SMITH, Courtney; HITTINGER, Eric. A Monte Carlo approach to integrating uncertainty into the levelized cost of electricity. **The Electricity Journal**, v. 29, n. 3, p. 21-30, 2016.

IBGE. 2023. Disponível em: <https://sidra.ibge.gov.br/tabela/1737>. Acesso em: 31 de março de 2023.

MARTIN, Thomas Newton; STORCK, Lindolfo; DOURADO NETO, Durval. Simulação estocástica da radiação fotossinteticamente ativa e da temperatura do ar por diferentes métodos. **Pesquisa Agropecuária Brasileira**, v. 42, p. 1211-1219, 2007.

MEGAWHAT. **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**. 2023. Disponível em: <https://megawhat.energy/verbetes/299/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>. Acesso em: 30 mar. 2023.

PEDRINI, Renata; FINARDI, Erlon Cristian; FERREIRA, Tiago Guimarães Leite. **Modelo de otimização das estratégias de comercialização de energia de consumidores eletrointensivos com autoprodução de energia renovável**. In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 10-13 de novembro de 2019, Belo Horizonte, MG. Anais do XXV SNPTEE, 2019.

PEREIRA, Warley Augusto; ALMEIDA, L. da S. Método manual para cálculo da taxa interna de retorno. **Revista Objetiva**, v. 4, n. 64, p. 1-13, 2008.

PORTAL SOLAR. **Power Purchase Agreement: entenda o que é o PPA.** 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/consumidor/power-purchase-agreement-entenda-o-que-e-o-ppa>. Acesso em: 21 abr. 2024.

PRUDENTE, Marcos. **Estratégias de suprimento de energia: o dilema dos grandes consumidores de energia no Brasil.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Mecânica) - Universidade federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

REPLACE. **Modulação de contratos de energia: entenda a importância para empresas.** 2023. Disponível em: <https://replaceconsultoria.com.br/blog/modulacao-de-contratos-de-energia-entenda-a-importancia-para-empresas/>. Acesso em: 21 abr. 2024.

ROCHA, Luiz Célio Souza et al. Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives. **Journal of Cleaner Production**, v. 168, p. 1448-1462, 2017.

SILVA, Moacir Gomes; CORRÊA, Victor Marcolino. **Estudo de caso sobre a viabilidade de migração da empresa Tubarão saneamento para o mercado livre de energia no ano de 2019.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2019.

SILVA, Patrícia Ferreira et al. **Análise de modelos e viabilidades para inserção de sistemas de geração fotovoltaica em universidades públicas brasileiras visando a sustentabilidade energética.** 2021. 90 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) - Itajubá, 2021.

SILVA, Rafael Igrejas da; Brandão, Luiz Eduardo Teixeira. **Um modelo geral para tomada de decisão sob incerteza e flexibilidade em parcerias público-privadas.** 2016. 120 p. Tese (Doutorado em Administração de Empresas) - Departamento de Administração, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

TEBERGE, Caio Rocha; SODRÉ, Eduardo. Estudo de Viabilidade: Mercado Livre vs Mercado Cativo. **Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada**, v. 4, n. 2, p. 81-89, 2019.

VILAS BOAS, Andre Dastre. **Modelagem para avaliação da viabilidade econômica e gerenciamento de riscos em contratos de construção e locação para geração de energia fotovoltaica distribuída na Unifei – Universidade Federal de Itajubá.** 2019. 106 f. Projeto de Pesquisa (Mestrado em Administração) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2021.

YORIYAZ, Hélio. Método de Monte Carlo: princípios e aplicações em Física Médica. **Revista Brasileira de Física Médica**, v. 3, n. 1, p. 141-149, 2009.