

ALLAN MACHADO BARBOSA

**Viabilidade Econômico-Financeira na Geração Distribuída
Fotovoltaica**

SÃO PAULO

2024

ALLAN MACHADO BARBOSA

**Viabilidade Econômico-Financeira na Geração Distribuída
Fotovoltaica**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do diploma de Engenheiro de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

SÃO PAULO

2024

ALLAN MACHADO BARBOSA

**Viabilidade Econômico-Financeira na Geração Distribuída
Fotovoltaica**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do diploma de Engenheiro de Produção.

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

SÃO PAULO

2024

FICHA CATALOGRÁFICA

"A mudança é a lei da vida. Aqueles que olham apenas para o passado ou para o presente certamente perderão o futuro."

- John F. Kennedy

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todos que contribuíram para a realização deste trabalho de formatura.

Agradeço de coração à minha família e amigos pelo incentivo constante que me deram ao longo desta jornada.

Aos meus colegas de curso, agradeço pela troca de conhecimentos e pela colaboração mútua, que foram essenciais para o meu crescimento acadêmico e pessoal.

Ao professor Erik Eduardo Rego pela orientação do trabalho e dedicação fornecida ao longo do ano.

Não poderia deixar de expressar minha profunda gratidão à Universidade de São Paulo, aos professores, funcionários e à sociedade em geral, por todo o apoio e pela oportunidade de estudar em uma instituição pública.

Cada contribuição recebida foi fundamental e, por isso, deixo registrado neste trabalho meus agradecimentos.

Resumo

A geração distribuída fotovoltaica tem ganhado relevância na matriz elétrica brasileira devido ao seu crescimento acelerado ao longo dos últimos anos. Atualmente, abastece parte significativa do consumo cativo nacional. A perspectiva a longo prazo para esse mercado permanece positiva, embora com um ritmo de crescimento menor do que o observado em anos anteriores, especialmente no número de projetos executados. Nesse cenário, é possível antecipar que os players envolvidos enfrentarão maiores desafios na exploração do mercado, uma vez que o crescimento será inferior ao verificado até o momento, intensificando a competição por clientes e projetos fotovoltaicos. Diante disso, considerando que o autor atua na área de Planejamento de uma instituição brasileira cujo portfólio inclui o financiamento de projetos e placas solares fotovoltaicas, este trabalho buscou explorar os fatores que impactam a viabilidade econômico-financeira dos projetos fotovoltaicos no contexto brasileiro, um dos principais aspectos que influenciam o mercado de MMGD fotovoltaica. Ao longo dos capítulos, foi apresentado um panorama geral da capacidade instalada, considerando os diferentes aspectos que envolvem o segmento, o desenvolvimento nos estados e as pautas atuais sobre o tema. Posteriormente, realizou-se uma ampla revisão dos principais fatores que influenciam a viabilidade econômico-financeira dos projetos, incluindo regulação, estrutura tarifária, encargos e subsídios, consumo de energia elétrica, simultaneidade, localização, investimento e modelo de negócio. Por fim, para a realização das análises, foi estipulado um perfil médio dos consumidores dessa tecnologia e, com base nas premissas e nos dados levantados ao longo do estudo, projetaram-se os fluxos de caixa dos projetos, levando em consideração as características das unidades federativas do país. Com isso, buscou-se entender os diferentes cenários presentes e, assim, avaliar as melhores oportunidades que podem ser exploradas pela organização.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica. Planejamento Estratégico. Análise de Viabilidade Econômico-financeira. Mapeamento de Oportunidades Estratégicas.

ABSTRACT

Photovoltaic Distributed Generation has gained relevance in the Brazilian electric matrix due to its accelerated growth over the past few years. Currently, it supplies a significant portion of the national captive consumption. The long-term outlook for this market remains positive, although with a slower growth rate than that observed in previous years, especially in terms of the number of executed projects. In this scenario, it is possible to anticipate that the involved players will face greater challenges in market exploration, as the growth will be lower than previously experienced, intensifying competition for clients and photovoltaic projects. Given this, considering that the author works in the Planning area of a Brazilian institution whose portfolio includes financing solar photovoltaic projects and panels, this study aimed to explore the factors that impact the economic-financial viability of photovoltaic projects in the Brazilian context, which is one of the main aspects influencing the photovoltaic DG market. Throughout the chapters, a general overview of installed capacity was presented, considering different aspects of the segment, state development, and current issues related to the topic. Subsequently, a comprehensive review was conducted on the main factors influencing the economic-financial viability of the projects, including regulation, tariff structure, charges and subsidies, electricity consumption, simultaneity, location, CAPEX, and business model. Finally, for the analysis, an average profile of the consumers of this technology was established and, based on the assumptions and data gathered during the study, the cash flows of the projects were projected, considering the characteristics of the federal units of the country. With this, the aim was to understand the different present scenarios and, thus, assess the best opportunities that can be explored by the organization.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generation. Strategic Planning. Economic-Financial Feasibility Analysis. Strategic Opportunity Mapping.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes da estratégia empresarial.....	37
Figura 2 - Pirâmide organizacional e tipos de planejamento.....	38
Figura 3 - Etapas do planejamento estratégico.....	40
Figura 4 - Inversão de fluxo de potência	56
Figura 5 - Comercialização de energia elétrica	57
Figura 6 - Dilema do planejador.....	58
Figura 7 - Componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	65
Figura 8 - Componentes tarifários da Tarifa de Energia	66
Figura 9 - Componente tarifária e representação média na tarifa de energia da classe residencial.....	67
Figura 10 - Evolução acumulada dos componentes tarifário e inflação.....	70
Figura 11 - Espiral da morte das distribuidoras.....	72
Figura 12 - Inflação acumulada da energia elétrica vs IPCA Acumulado	74
Figura 13 - Simultaneidade em uma residência.....	75
Figura 14 - Total diário da irradiação global horizontal.....	77
Figura 15 - Representação do modelo de negócio próprio	86
Figura 16 - Representação do modelo de negócio para locação.....	87
Figura 17 - Distribuição de probabilidade do VPL para o PI.....	106
Figura 18 - Sensibilidade do VPL	107
Figura 19 - Distribuição de probabilidade do <i>Payback</i> Descontado para o PI.....	108
Figura 20 - Sensibilidade do <i>Payback</i> Descontado	109
Figura 21 - Distribuição de probabilidade do VPL para SC.....	110
Figura 22 - Sensibilidade do VPL às variáveis selecionadas	111
Figura 23 - Distribuição de probabilidade do <i>Payback</i> Descontado para SC.....	112
Figura 24 - Sensibilidade do <i>Payback</i> Descontado às variáveis selecionadas	113
Figura 25 – Cálculo da parcela e do valor total do financiamento	128
Figura 26 - Bloco 1: Identificação de UF e características de pagamento	132
Figura 27 - Bloco 2: Construção do fluxo de caixa em dois cenários	133
Figura 28 - Bloco 3: Construção do fluxo de caixa resumido e cálculo de indicadores de viabilidade	134

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Consumo de energia elétrica por setor em 2023	25
Gráfico 2 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2023.....	26
Gráfico 3 - Evolução da matriz elétrica brasileira em participação das fontes na oferta interna de energia elétrica.....	27
Gráfico 4 - Projeção de capacidade instalada por fonte	28
Gráfico 5 – Projeção de adotantes por ano em geração fotovoltaica.....	29
Gráfico 6 – Histórico da quantidade de contratos financiados	30
Gráfico 7 - Quantidade de contratos realizados e orçados em 2024	31
Gráfico 8 - Evolução do consumo de energia elétrica por Minigeração e Microgeração Distribuída	46
Gráfico 9 - Evolução da capacidade instalada em MMGD	47
Gráfico 10 - Evolução percentual da capacidade instalada por fonte de MMGD	47
Gráfico 11 - Capacidade instalada de MMGD histórica por classe de consumo	49
Gráfico 12 - Capacidade instalada histórica por faixa de potência em kW.....	50
Gráfico 13 - Capacidade instalada de MMGD histórica por localidade.....	51
Gráfico 14 - Capacidade instalada de MMGD histórica por modalidade	53
Gráfico 15 - Capacidade instalada histórica por subgrupo tarifário	54
Gráfico 16 - Capacidade instalada e % de penetração de MMGD por UF em 2023.....	55
Gráfico 17 - Total de subsídios no setor elétrico	71
Gráfico 18 - Comprometimento de renda com energia elétrica nas principais economias	74
Gráfico 19 - Histórico e projeção de preços do sistema fotovoltaico.....	82
Gráfico 20 - Variação de preço dos insumos em real.....	83
Gráfico 21 - Evolução da meta Selic	85
Gráfico 22 - Taxa de juros Selic acumulada entre 2000 e 2023.....	96
Gráfico 23 - Fluxo de caixa descontado acumulado projetado para PI e SC	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Crescimentos relativos ao número de adotantes.....	29
Tabela 2 - Características principais por tipo de planejamento	39
Tabela 3 - Categorias.....	48
Tabela 4 - Taxa de crescimento de MMGD por classe de consumo	49
Tabela 5 - Taxa de crescimento por faixa de potência	50
Tabela 6 - Taxa de crescimento por localidade	51
Tabela 7 - Taxa de crescimento por modalidade	53
Tabela 8 - Taxa de crescimento por subgrupo tarifário.....	54
Tabela 9 – Comparação de cérios projetados e realizados	59
Tabela 10 - Resumo das principais mudanças para unidades consumidoras de baixa tensão (Grupo B).....	63
Tabela 11 - Tarifa convencional e representatividade do Fio B da TUSD por distribuidora....	68
Tabela 12 - Sistema de compensação de energia elétrica nas modalidades de geração distribuída	69
Tabela 13 - Histórico do consumo de energia por classe	73
Tabela 14 - Simultaneidade média por segmento de geração	76
Tabela 15 - Irradiação global horizontal média por UF	78
Tabela 16 - Alíquota de ICMS em energia elétrica por UF.....	79
Tabela 17 - Cobrança de ICMS	80
Tabela 18 - Histórico de preços de sistemas fotovoltaicos para sistemas residenciais	82
Tabela 19 - Variação de preço entre 2019 e 2024 (em R\$).....	83
Tabela 20 - Variação de preço entre 2019 e 2024 (em USD).....	84
Tabela 21 - Custo efetivo total de financiamento	85
Tabela 22 - Consumo de Energia Elétrica per capita por Classes de Renda	89
Tabela 23 - Premissas e parâmetros	90
Tabela 24 - Dados por UF e Distribuidora	91
Tabela 25 - Potência, investimento e tarifa faturada por UF.....	92
Tabela 26 - Indicadores econômicos financeiros por UF	97
Tabela 27 – Relação entre <i>Payback</i> Descontado e dados por UF	99
Tabela 28 - <i>Payback</i> descontado por cenário de investimento e UF.....	100
Tabela 29 - Fluxo de caixa descontado acumulado por cenário de investimento e prazo para o PI.....	101

Tabela 30 - Fluxo de caixa descontado acumulado por cenário de investimento e prazo para SC	102
Tabela 31 - Valor presente líquido por cenário de investimento e UF.....	103
Tabela 32 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o VPL do PI.....	106
Tabela 33 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o <i>Payback</i> Descontado do PI....	108
Tabela 34 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o VPL de SC.....	110
Tabela 35 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o <i>Payback</i> Descontado de SC...	112
Tabela 36 - Matriz de decisão para priorização de potenciais oportunidades	114
Tabela 37 - Premissas por UF: características locais	129
Tabela 38 - Premissas por UF: distribuidoras e tarifas de energia	130
Tabela 39 - Premissas por UF: distribuidoras e tarifas no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	131

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCB	Banco Central do Brasil
BEN	Balanco Energético Nacional
BP	Balanco Patrimonial
CAPEX	Capital Expenditure
CARG	Compound Annual Growth Rate
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CET	Custo Efetivo Total
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
DFC	Demonstração de Fluxo de Caixa
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EMUC	Empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras
ESG	Environmental, Social and Governance (Ambiental, Social e Governança)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWh	Gigawatt-hora
IEA	International Energy Agency
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGH	Irradiação Global Horizontal
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
KPI	Key Performance Indicator
MMGD	Minigeração e Microgeração Distribuída
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Incentivo Social
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
REN	Resolução Normativa
ROI	Retorno sobre Investimento

SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TWh	Terawatt-hora
UF	Unidade Federativa
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UC	Unidade Consumidora
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	Weighted Average Capital Cost

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
1.2	CONTEXTO DO TRABALHO	28
1.3	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	31
1.4	MOTIVAÇÕES DO ESTUDO	32
1.5	OBJETIVOS DO TRABALHO	32
1.6	METODOLOGIA	32
1.7	ESTRUTURA	33
2	REVISÃO DA LITERATURA	35
2.1	PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO	35
2.1.1	Conceituação de Estratégia	35
2.1.2	Estratégia e Planejamento	37
2.1.2.1	Planejamento Estratégico em uma Organização	39
2.1.2.2	Planejamento Tático	40
2.1.2.3	Planejamento Operacional	41
2.1.2.4	Diagnóstico Estratégico no Planejamento	41
2.2	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA	42
2.2.1	Fluxo de Caixa	42
2.2.2	Payback Simples	43
2.2.4	Taxa Mínima de Atratividade	44
2.2.5	Valor Presente Líquido	44
3	MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	46
3.1	DEFINIÇÃO E RELEVÂNCIA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	46
3.2	PANORAMA NO BRASIL	48
3.2.1	Dados históricos por categoria	48
3.2.1.1	Classe de Consumo	48
3.2.1.2	Faixa de Potência	49
3.2.1.3	Localidade	51
3.2.1.4	Modalidade regulatória	52
3.2.1.5	Subgrupo Tarifário	53
3.2.2	Penetração da MMDG nos Estados	54

3.2.3	Pautas e Discussões Atuais	55
3.2.3.1	Inversão de Fluxo de Potencia.....	56
3.2.3.2	Mercado Cativo e Livre de Energia.....	57
3.3	EXPECTATIVA DE EXPANSÃO DE MMGD	58
3.3.1	Realizado Versus Projetado	59
3.4	FATORES RELEVANTES NA VIABILIDADE DA MMGD FOTOVOLTAICA	59
3.4.1	Histórico Regulatório da Geração Distribuída no Brasil	59
3.4.1.1	Resolução Normativa 482/2012	60
3.4.1.2	Resolução Normativa 517/2012	60
3.4.1.3	Resolução Normativa 687/2015	60
3.4.1.4	Lei 14.300/22 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída.....	61
3.4.2	Principais Mudanças Regulatórias da Geração Distribuída com o Novo Marco Legal	61
3.4.2.1	Compensação TUSD Fio B	62
3.4.2.2	Custos de Disponibilidade	63
3.4.3	Estrutura Tarifaria Brasileira	64
3.4.3.1	Tarifa por Concessionária.....	67
3.4.3.2	Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)	68
3.4.4	Encargos e Subsídios	69
3.4.4.1	Conta de Desenvolvimento Energético	70
3.4.4.2	Espiral da Morte das Distribuidoras	72
3.4.5	Consumo de Energia	73
3.4.5.1	Comprometimento do Orçamento com Energia.....	73
3.4.5.2	Histórico da Evolução da Tarifa de Energia Elétrica	74
3.4.6	Simultaneidade	75
3.4.7	Localização geográfica	76
3.4.7.1	Irradiação Solar.....	76
3.4.7.2	ICMS	78
3.4.7.3	Pis e Cofins.....	81
3.4.8	Investimento	81
3.4.8.1	Variação no Preço dos Insumos e no Cambio	82
3.4.8.2	Custo de Crédito	84
3.4.9	Modelo de Negócio	85

3.4.9.1	Vantagens e Desvantagens dos Modelos de Negócio	87
4	METODOLOGIA	88
4.1	DEFINIÇÃO DE PERFIL E DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA	88
4.2	DEFINIÇÃO DO SISTEMA	89
4.3	PREMISSAS.....	90
4.4	DADOS MÉDIOS POR UF	90
4.5	PROCEDIMENTOS DE CÁLCULOS	93
4.5.1	Cálculo de Fatura sem Sistema Fotovoltaico	93
4.5.2	Calculo de Fatura com o Sistema Fotovoltaico.....	93
4.5.3	Estimativa de Economia.....	94
4.5.4	Forma de Pagamento	94
4.5.5	Construção do Fluxo de Caixa	95
4.6	DEFINIÇÃO DE TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE.....	95
5	ANÁLISE DE DADOS	97
5.1	PROJEÇÃO DE VIABILIDADE.....	97
5.2	SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO.....	103
5.2.1	PI – Equatorial PI.....	105
5.2.2	SC – CELESC-DIS	109
5.3	MAPEAMENTO DE OPORTUNIDADES	113
6	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	116
6.1	CONTRIBUIÇÃO DO PROJETO PARA A ORGANIZAÇÃO	117
6.2	LIMITAÇÕES E PRÓXIMOS PASSOS	118
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
	APÊNDICE A – Calculo de parcela e valor total financiamento.....	128
	APÊNDICE B – Construção do modelo de fluxo de caixa dos projetos.....	129

1 INTRODUÇÃO

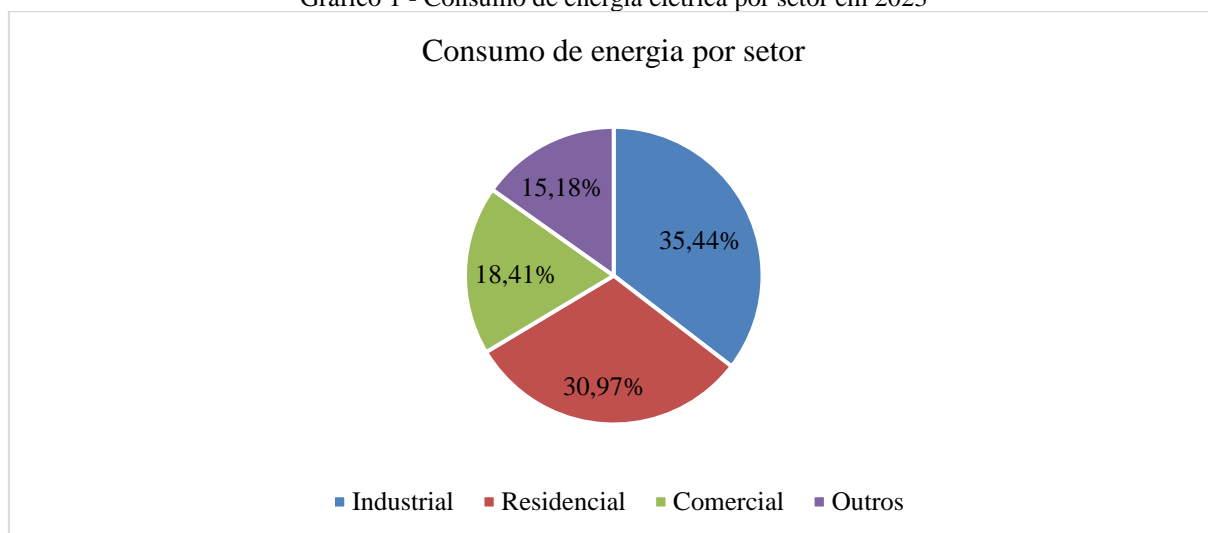
Este capítulo inicia apresentando um panorama do setor elétrico brasileiro, enfatizando sua evolução em direção às fontes de energia renovável à luz das crescentes preocupações globais com as mudanças climáticas e a necessidade de redução das emissões de carbono. Além disso, será explorado o papel dos subsídios nesse processo de transição energética, a relação dessa mudança com a geração distribuída e a definição de mini e micro geração distribuída.

Em seguida, serão delineados o contexto do trabalho, a definição do problema, as motivações que impulsionaram sua elaboração, os objetivos primários e secundários, a metodologia acadêmica adotada e a estrutura utilizada para abordar o problema e atingir os objetivos propostos.

1.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2024), o consumo de energia elétrica foi de 531,9 TWh em 2023, na proporção entre os segmentos industrial, residencial e comercial, conforme apresentado no gráfico 1.

Gráfico 1 - Consumo de energia elétrica por setor em 2023

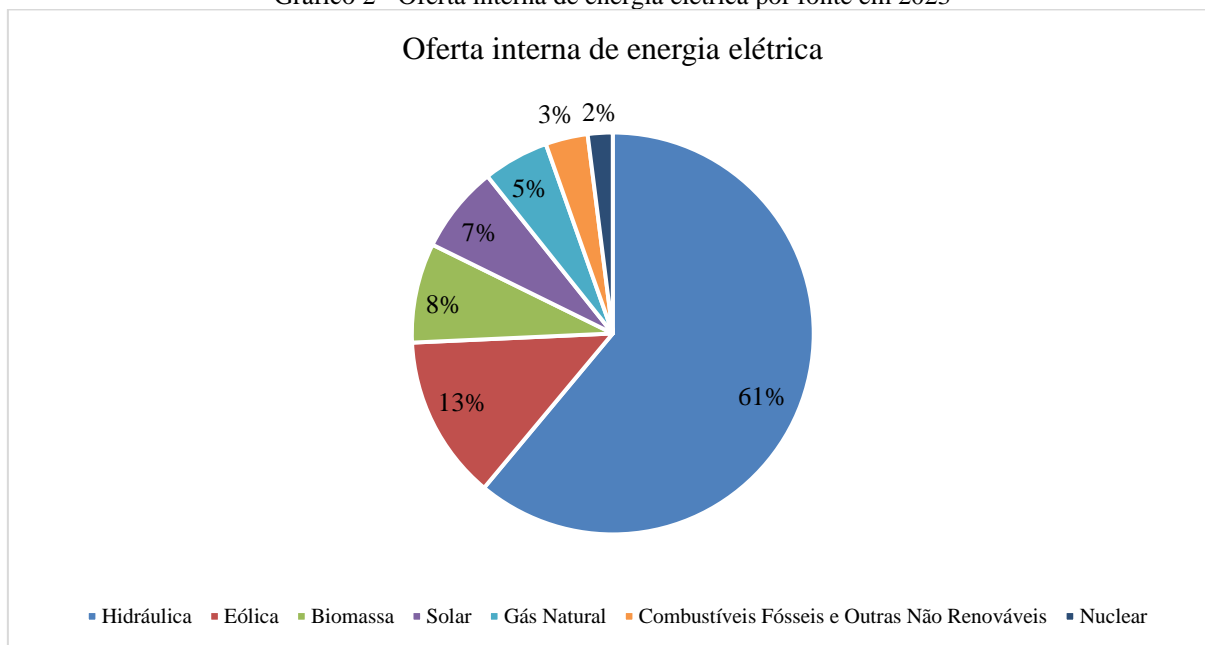


Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2024a

O setor é caracterizado por uma matriz elétrica em processo de diversificação, que inclui fontes como hidrelétricas, eólicas, solar, termelétricas e biomassa. Destaca-se pela predominância de energias renováveis, com importante contribuição da hidrelétrica que, historicamente, tem sido a fonte mais importante no país. Segundo o relatório de Balanço

Enérgico Nacional de 2024 - BEN 2024 (EPE, 2024b), as fontes renováveis foram responsáveis por 89,2% da oferta interna de energia elétrica, sendo que 61% foram apenas devido à hidráulica. O gráfico 2 apresenta a oferta de geração no ano de 2023.

Gráfico 2 - Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2023



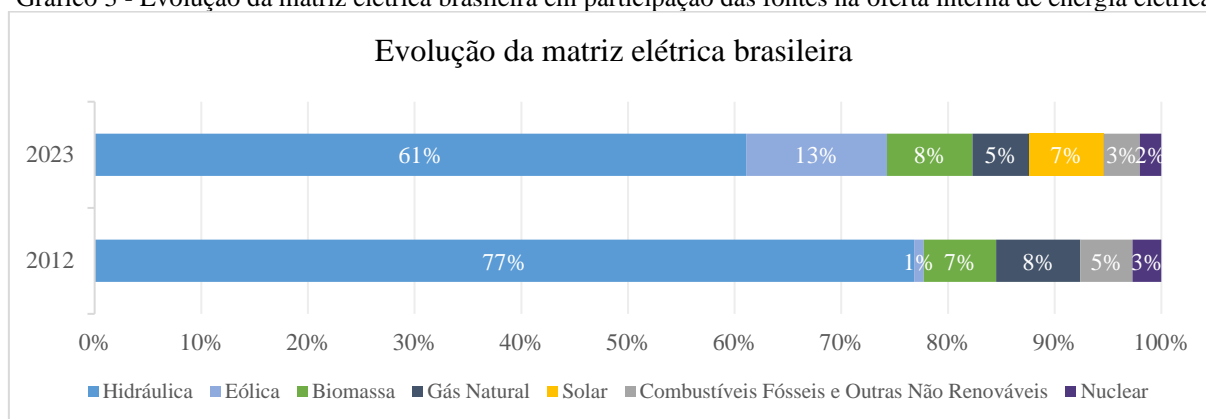
Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2024b

Observações: Hidráulica: inclui dados de produção no país e importada; Biomassa: inclui bagaço de cana, lixívia e licor negro e outras fontes renováveis; Combustíveis Fósseis e Outras Não Renováveis: inclui derivados de petróleo, carvão e seus derivados.

A diversificação foi mais intensa nos últimos 10 anos, em uma comparação do cenário de 2023 com o de 2012, observa-se uma movimentação importante da composição da matriz, com mudanças impulsionadas pelo avanço das fontes eólica e solar, principalmente, conforme indica o gráfico 3.

Essas mudanças ocorreram em contexto de dificuldade econômica e socioambiental de explorar novas usinas hidrelétricas e de crescentes preocupações ambientais, que favorecem políticas de transição para modelos menos poluentes e com menor impacto ambiental (Brasil 2021). Além disso, é importante destacar o papel estratégico da diversificação da oferta interna de energia elétrica, buscando reduzir a dependência da fonte hidrelétrica e, assim, mitigar os riscos associados. Um exemplo é a escassez hídrica, como a que o país está atravessando, que obriga a recorrer à geração termelétrica, poluente e cara.

Gráfico 3 - Evolução da matriz elétrica brasileira em participação das fontes na oferta interna de energia elétrica



Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE 2013 e EPE 2024b

Observações: Hidráulica: inclui dados de produção no país e importada; Biomassa: inclui bagaço de cana, lixívia e licor negro e outras fontes renováveis; Combustíveis Fósseis e Outras Não Renováveis: inclui derivados de petróleo, carvão e seus derivados.

As preocupações globais quanto as mudanças climáticas também são aspectos que incentivam uma transição para fontes renováveis. Exemplo disso, foi a 21ª Conferência das Partes (COP21) da UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) em Paris, no qual o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 37% abaixo dos níveis de 2005 até 2025 e 43% até 2030. Para se atingir esses objetivos, um dos pilares propostos foi a ampliação da participação de energias renováveis na matriz energética (Brasil, 2015a).

Nesse contexto, surgem os subsídios à geração renovável em conjuntura governamental para incentivar e alavancar o crescimento do segmento elétrico com pautas de sustentabilidade. Os subsídios as fontes incentivadas são custeadas por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), criada em 2002, que objetiva a viabilização da competitividade de fontes alternativas (MPO, 2019).

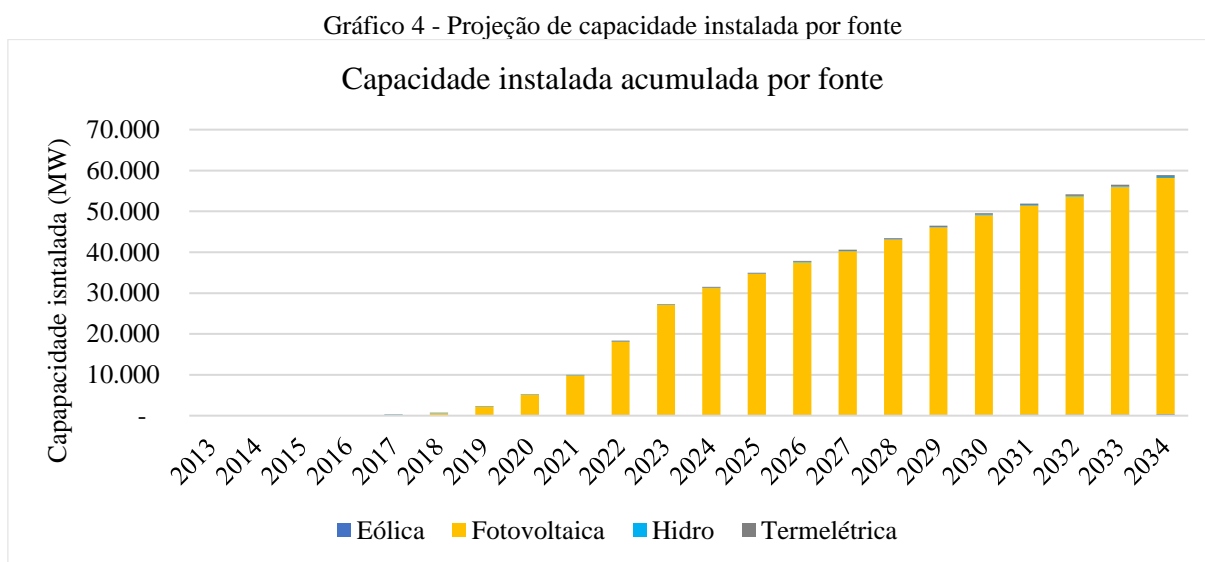
A transição para a geração renovável é acompanhada da descentralização da geração. No Brasil, a denominada Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD) refere-se à produção descentralizada de energia elétrica, ocorrendo próximo ou mesmo nas instalações de consumo. Essa modalidade contempla tanto sistemas de Microgeração Distribuída (geração de até 75 kW) quanto Minigeração Distribuída (geração acima de 75 kW e até 3 MW – podendo ser até 5MW para algumas situações) (ANEEL, 2022a). Este, é um segmento que tem se destacado pela importante contribuição para a matriz elétrica brasileira e pela mudança significativa no paradigma tradicional de geração centralizada, sendo, então, o foco deste trabalho.

1.2 CONTEXTO DO TRABALHO

Por motivos de confidencialidade, a empresa tratada no trabalho não terá seu nome divulgado, assim como haverá a multiplicação ou soma de um fator aleatório aos dados advindos da empresa. Para sua identificação, será utilizado o termo “Banco A”.

Este trabalho insere-se na Diretoria de Varejo de uma instituição financeira brasileira, especificamente abordando um produto de financiamento para projetos e placas solares voltado à geração de energia fotovoltaica. Este produto é parte integrante da agenda de sustentabilidade e negócios ESG do banco, que visa mobilizar recursos para fomentar negócios sustentáveis por meio de linhas de crédito verde.

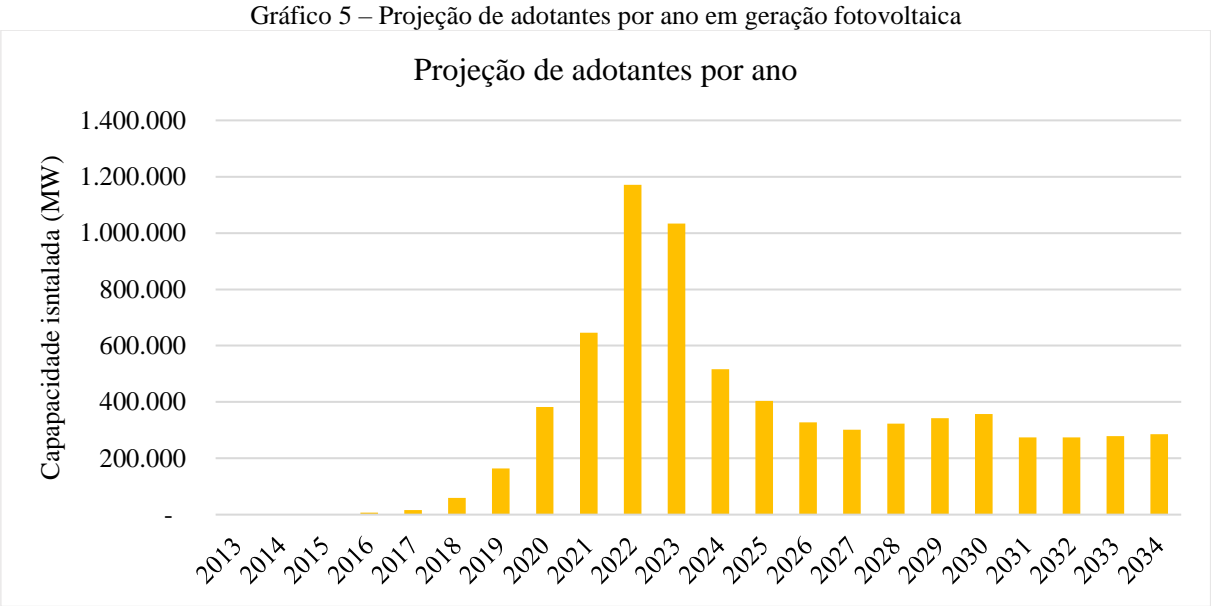
O negócio está enquadrado dentro do segmento de mercado de Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), com foco em energia solar fotovoltaica. Segundo dados do Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída (EPE, 2024e), estima-se que o Brasil atingirá 58,8 GW de capacidade instalada em 2034 em MMGD, sendo que 98% desse valor será apenas por fonte fotovoltaica. Comparado com sua capacidade instalada em 2023, que era de 26,6 GW, isso representa um crescimento de 121%, o que evidencia as boas perspectivas quanto a esse segmento. O gráfico 4 mostra as projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ano a ano por fonte geradora no âmbito regulatório da MMGD.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

Apesar da perspectiva positiva, a taxa de crescimento decai gradualmente. Segundo a EPE (2024e), o pico de adotantes aconteceu no ano de 2022, quando foi adicionado 1,17 milhões de adeptos (crescimento de 81% com relação a 2021). Até 2027, essa quantidade deve-

se reduzir até chegar a um total anual de 302 mil (queda de 8% com relação a 2026). O gráfico 5 reflete as estimativas até 2034.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

A tabela 1 evidencia a taxa de crescimento anual por número de adotantes estimados. Conforme pode-se observar, o crescimento esperado é decrescente ao longo do tempo.

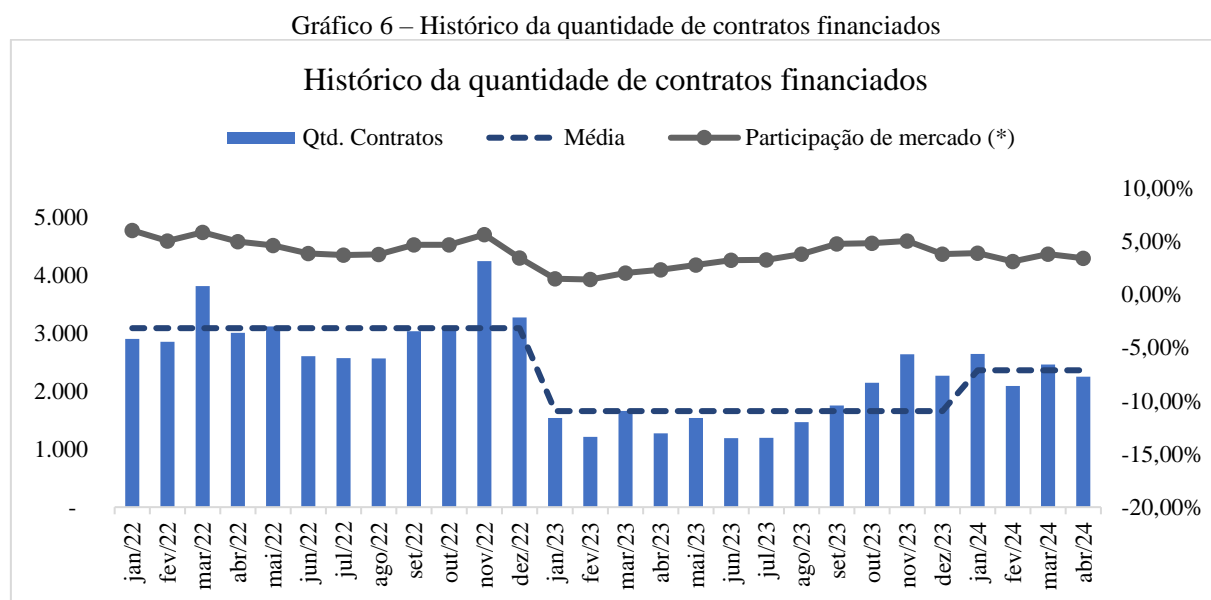
Tabela 1 - Crescimentos relativos ao número de adotantes

Ano	Adotantes Acumulado	CAGR a.a
2023	3.481.719	-
2024	3.997.655	15%
2025	4.401.505	10%
2026	4.729.139	7%
2027	5.031.000	6%
2028	5.354.464	6%
2029	5.696.841	6%
2030	6.054.356	6%
2031	6.328.606	5%
2032	6.602.616	4%
2033	6.881.072	4%
2034	7.167.218	4%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

Em resumo, o mercado apresenta uma perspectiva positiva a longo prazo, com tendência de crescimento, porém, com diminuição gradual da taxa de crescimento, o que tende a tornar o ambiente competitivo mais acirrado.

Passando para o ambiente interno da instituição, foi observada uma queda de 46,3% na quantidade de contratos efetivados entre 2022 e 2023. Dentre os motivos, pode-se citar como os principais influenciadores: redução na aprovação de crédito da instituição para os clientes desse produto financeiro fruto de um controle interno de inadimplência e melhoria do processo de identificação de fraudes, momento macroeconômico de maior restrição de crédito, maior custo de crédito (variação de 3 p.p) e, também, queda na demanda por instalações de projetos fotovoltaicos. No gráfico 6, pode ser observada a queda entre os anos citados, com sinais de recuperação nos primeiros meses de 2024. No mesmo gráfico apresenta-se uma estimativa de participação de mercado do banco neste segmento.

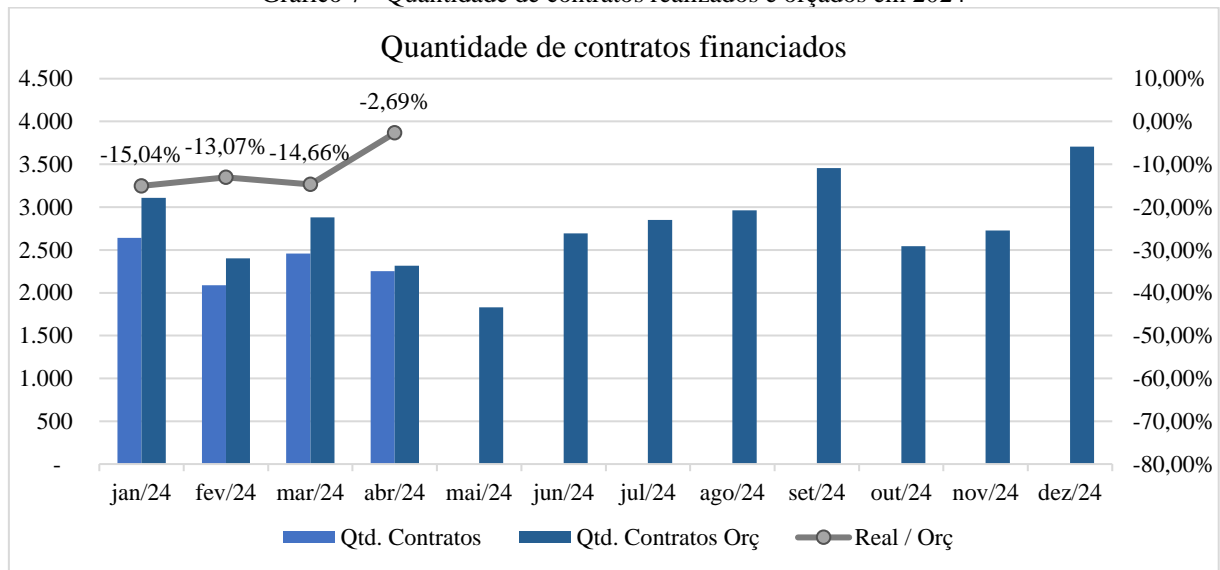


Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados modificados do Banco A.

(*) Mercado financiado e não financiado

Apesar dos sinais de recuperação no início de 2024, o produto ainda performa abaixo da expectativa corporativa. Comparando a quantidade de contratos financiados real versus o orçado (pode-se entender como projetado) até abril de 2024, o cenário realizado está 11,8% abaixo. O gráfico 7 demonstra as diferenças nos cenários até o mês de abril, assim como o orçamento/projetado para o restante do ano.

Gráfico 7 - Quantidade de contratos realizados e orçados em 2024



Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados do Banco A

O objetivo da organização quanto ao produto financeiro pode ser resumido em dois principais pontos: alcançar o orçamento de 2024 e, a médio prazo, recuperar a participação de mercado apresentado em 2022. Para isso, são necessárias estratégias que possam conduzir o negócio a explorar alternativas para prospectar novos clientes e/ou aumentar a conversão destes.

1.3 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

Tendo em vista os objetivos da organização e, que a decisão pela instalação de geração solar fotovoltaica para autoconsumo ocorre quando a redução de custos é superior ao investimento, este trabalho irá avaliar quais são os principais fatores que impactam na viabilidade econômico-financeira da decisão de investimento em geração própria fotovoltaica para que, assim, possam ser mapeadas as oportunidades existentes no mercado.

Desse modo, espera-se responder as seguintes perguntas:

1. Quais são os principais fatores que influenciam a viabilidade econômico-financeira de um projeto solar fotovoltaico para fins de autoprodução?
2. Quais são as oportunidades que podem ser exploradas pela organização visando prospectar novos potenciais clientes?

Com isso, o trabalho será capaz de oferecer subsídios para novas estratégias que podem ser exploradas pelo banco.

1.4 MOTIVAÇÕES DO ESTUDO

O autor desse trabalho faz parte da área de Planejamento, que tem como responsabilidades: definir estratégias com base em oportunidades e ameaças, planejamento operacional, gestão orçamentária, avaliação de desempenho com base em KPIs, coordenação e comunicação a fim de garantir alinhamento estratégico. Diante do contexto do produto de financiamento de projetos e placas solares e da influência da viabilidade econômico-financeira no mercado, o autor identificou que esta é uma oportunidade de aplicar ferramentas da engenharia de produção para analisar e propor planos de ações buscando oportunidades existentes no mercado de atuação da instituição.

1.5 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo principal deste trabalho é identificar os fatores que mais influenciam a viabilidade econômico-financeira de um projeto solar fotovoltaico no âmbito da regulação de MMGD e, assim, ser capaz de mapear potenciais oportunidades existentes no mercado que podem ser exploradas pela organização para prospectar novos potenciais clientes.

Além disso, tem-se como objetivos secundários:

- Entender e descrever o panorama atual da mini e micro geração distribuída fotovoltaica;
- Avaliar sua penetração nos diferentes estados do Brasil.
- Observar as principais projeções do segmento versus o que tem de fato realizado, apontando os desafios das projeções.

1.6 METODOLOGIA

O método utilizado para o desenvolvimento desse trabalho possui como primeiro passo a revisão bibliográfica sobre o planejamento estratégico em uma organização, as ferramentas para avaliação de viabilidade econômico-financeira e o entendimento do setor elétrico, com foco no segmento de mini e micro geração distribuída fotovoltaica.

Posteriormente, são coletados os dados relevantes para o desenvolvimento das análises. São utilizadas diversas fontes, das quais pode-se citar:

- Estudos, relatórios e publicações de órgãos do setor elétrico como a Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério De Minas e Energia (MME);

- Estudos, relatórios e publicações de órgãos governamentais de estatística e pesquisas espaciais como Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE);
- Relatórios e publicações de bancos, consultorias e entidades do mercado como o Banco Central do Brasil (BCB) e consultoria Greener
- Trabalhos acadêmicos e artigos relacionado a geração distribuída.

Em seguida, são realizadas as simulações de fluxo de caixa dos projetos por meio dos dados coletados e das premissas assumidas. O presente trabalho buscará avaliar o atual cenário de regulamentação, as diferentes localidades e concessionárias que atendem a distribuição de energia, o consumo de energia e a simultaneidade média das unidades geradoras, a variação de investimento e de custo de crédito, encargos das tarifas e modelo de negócio. Para isso, será considerado um perfil médio de cliente que consome e busca por tal tecnologia de modo a entender os impactos que as variáveis aos quais os projetos estão submetidos trazem a viabilidade. Sendo assim, o trabalho segue a metodologia de Estudo de Caso, porém simulando um perfil de cliente genérico.

Por fim, são discutidas as análises e considerações dos resultados obtidos.

1.7 ESTRUTURA

O trabalho foi organizado em seis capítulos.

No primeiro capítulo é apresentado o contexto do trabalho, a definição do problema, a motivação para o estudo, os objetivos do trabalho e a estrutura adotada.

No capítulo dois será realizada a revisão da literatura, permitindo melhor compreensão sobre o planejamento estratégico. Além disso, serão revisados os tópicos de viabilidade econômico-financeira.

No terceiro capítulo será realizada revisão bibliográfica sobre a mini e micro geração distribuída no Brasil, passando pela definição e relevância, o panorama atual no país, os desvios de projeções para o segmento e os fatores importantes que afetam a viabilidade dos projetos fotovoltaicos.

O quarto capítulo descreverá a metodologia adotada para a realização das análises, bem como apresentará os dados utilizadas para criar as simulações e projetar os cenários. Além disso, são abordadas as premissas, hipóteses e considerações das pesquisas que respaldam a criação do modelo de projeção de fluxo de caixa para cada unidade federativa.

No quinto capítulo serão apresentados os resultados práticos obtidos com as projeções, discutindo a influência dos fatores dentro dos indicadores de viabilidade. Adicionalmente, serão apontadas as melhores oportunidades mapeadas segundo os critérios elencados.

No sexto capítulo serão apresentadas as conclusões das análises de viabilidade dos projetos. Serão discutidas as oportunidades identificadas que podem ser exploradas pela instituição, assim como as limitações e os próximos passos que podem ser seguidos com base nos insumos fornecidos por este trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo serão abordados os conceitos de planejamento estratégico e análise de viabilidade econômico-financeira.

Primeiramente serão revisitados os conceitos que ajudam no entendimento do que é estratégia, planejamento e o que compõe, então, o planejamento estratégico de uma organização. Dada a definição, será abordada a relevância que o planejamento estratégico possui em uma estrutura organizacional e como está relacionado à gestão e performance da mesma.

Realizados os apontamentos referentes ao planejamento estratégico, será realizada revisão dos conceitos e indicadores de análise de viabilidade econômico-financeira, abordando desde fluxo de caixa até os indicadores de tempo para retorno do investimento.

2.1 PLANEJAMENTO ESTRATÉGICO

2.1.1 Conceituação de Estratégia

Os primeiros escritos referentes à ideia e conceito de estratégia remetem à Antiguidade. Um dos textos mais antigos que se tem conhecimento e que aborda o assunto é a obra “A Arte da Guerra”, de Sun Tzu, no século IV a.C. A palavra tem origem do grego “stratego”, que significa general, o que evidencia seu surgimento dentro do contexto militar (CARVALHO; LAURINDO, 2010). Nesse sentido, o conceito de estratégia, em sua origem, traduzia as habilidades psicológicas e comportamentais do comandante-chefe no exercício de sua função. Ao longo do tempo, como em 450 A.C., no tempo de Péricles, tal conceito foi adquirindo novas interpretações e abordando novas concepções, como a de habilidades relacionadas à administração, liderança, poder e oratória. À época de Alexandre Magno (356-323 a.C.), o conceito de estratégia estava relacionado à capacidade de dominar e superar a oposição e na habilidade de criar e manter um sistema unificado de governança global (MINTZBERG; QUIN, 2001).

No século XVIII, em meio à expansão do Iluminismo, nasce a noção de estratégia. Essa noção ainda tinha um enfoque em questões militares, na qual a estratégia representava a arte do general. Em meio à valorização da razão cultivada por esse movimento intelectual, estudiosos passaram a examinar e avaliar os sucessos militares com critérios definidos, buscando entender e levantar os princípios da estratégia. Entretanto, apenas no século XX as ideias relacionadas à

estratégia militar passaram a ser empregadas em um maior nível ao mundo dos negócios (CARVALHO; LAURINDO, 2010).

Henry Mintzberg e James Brian Quinn (2001) definem a estratégia empresarial como:

Estratégia é o padrão ou plano que integra as principais metas, políticas e sequência de ações de uma organização em um todo coerente. Uma estratégia bem-formulada ajuda a ordenar e alocar os recursos de uma organização para uma postura singular e viável, com base em suas competências e deficiências internas relativas, mudanças no ambiente antecipadas e providências contingentes realizadas por oponentes inteligentes. (MINTZBERG; QUINN, p.20)

No âmbito organizacional, segundo Jay R. Galbraith, a estratégia pode ser entendida como a direção para a qual a organização pretende e quer ir. Em sua obra “*Projeto de organizações dinâmicas*”, a estratégia define quais são os produtos e mercados que a instituição quer oferecer e participar, sendo de grande importância, também, a definição dos produtos que não quer oferecer e dos mercados que não almeja participar. Isso permite a ela possuir uma definição clara de qual é o projeto da organização¹, sendo necessário o consenso das lideranças, pois é isso que irá definir quais os objetivos que a empresa possui e quais serão os caminhos tomados para atingi-los.

Chiavenato (2000) considera que toda organização está vulnerável ao ambiente de tarefa² ao qual está inserida, sendo a estratégia empresarial o fator principal que permite uma reação para tais ameaças. As constantes mudanças ocorridas no ambiente impõem pressão sobre ela, o que exige a capacidade de antecipá-las. Se a estratégia é bem desenvolvida, a resposta da reação é rápida e flexível, o que permite também explorar novas oportunidades que surgirão dado os novos cenários. Para o autor, existem três componentes básicos que compõe a estratégia empresarial: Ambiente, Empresa e Adequação entre ambos. Segue abaixo uma breve descrição desses.

1. Ambiente: relaciona-se as oportunidades identificadas no mercado no qual a empresa está inserida, as limitações e ameaças, assim como as incertezas existentes.
2. Empresa: refere-se ao conjunto de recursos disponíveis ou não na empresa, suas qualidades e capacidades, fortalezas e fraquezas, assim como seus objetivos como organização.

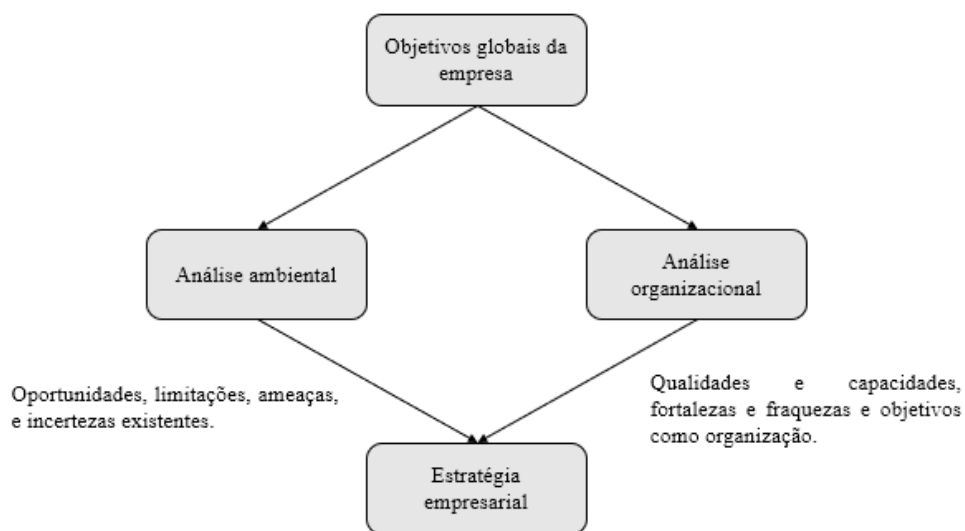
¹ Projeto da organização é um processo estruturado que abrange as cinco pontas do modelo estrela de Galbraith e que, se alinhadas e equilibradas, definem uma organização eficiente.

² Ambiente de tarefa corresponde ao contexto ambiental do segmento no qual a empresa está inserida. Esse ambiente é constituído de outras empresas e instituições, indivíduos e grupos de pessoas com as quais a empresa se relaciona direta ou indiretamente.

3. Adequação entre ambos: refere-se ao comportamento da empresa frente ao ambiente, respeitando suas limitações e reconhecendo suas capacidades e habilidades de forma a extrair a maior quantidade de resultados positivos dadas as oportunidades existentes, assim como minimizando as ameaças e incertezas ao qual está exposta.

A figura 1 demonstra como os três componentes básicos da estratégia empresarial se relacionam entre si.

Figura 1 - Componentes da estratégia empresarial



Fonte: Adaptado de Chiavenato (2000)

2.1.2 Estratégia e Planejamento

Segundo Chiavenato (2000), a estratégia empresarial se encarrega de relacionar e avaliar as vantagens que a empresa apresenta dentro do cenário em que atua, definindo quais serão os seus objetivos. Logo, a estratégia preocupa-se com “o que fazer”, porém não fica sob sua incumbência avaliar e projetar “como será feito”. Nesse sentido, para que a estratégia possa ser implementada, cabe ao planejamento criar o plano de organização dos processos para isso. Para o autor, o planejamento é a primeira função da administração, pois é ela que deve determinar qual é o objetivo da organização e como esse objetivo será alcançado. Em outras palavras, toda ação e tomada de decisão parte de um planejamento (CHIAVENATO, 2000).

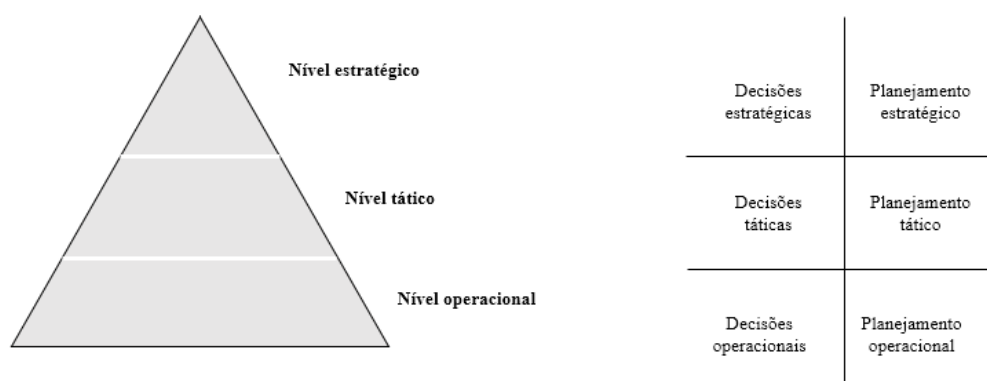
Oliveira (2001) define o planejamento como:

Desenvolvimento de processos, técnicas e atitudes administrativas, as quais proporcionam uma situação viável de avaliar as implicações futuras de decisões presentes em função dos objetivos empresariais que facilitarão a tomada de decisão no futuro, de modo mais rápido, coerente, eficiente e eficaz. (OLIVEIRA, 2001, p.22)

Nesse sentido, o planejamento pode ser entendido como um processo ou plano que visa organizar as tomadas de decisões de forma sistemática visando orientar a organização quanto ao o que precisa ser feito para que se possa concretizar a estratégia e, portanto, possibilitar que a organização tenha êxito no que almeja para seu futuro (OLIVEIRA, 2001).

Segundo Oliveira (2001), o planejamento pode ser distinguido em três tipos: estratégico, tático e operacional, sendo cada um deles específico para cada segmento da pirâmide organizacional, conforme representado na figura 2:

Figura 2 - Pirâmide organizacional e tipos de planejamento



Fonte: Adaptado de Oliveira (2000)

Portanto, o planejamento em nível estratégico não é suficiente para coordenar os processos dentro da organização e, sobretudo, nos diferentes escalões e hierarquias da empresa, o que demanda um alinhamento e adequação desde o nível estratégico até o operacional (OLIVEIRA, 2001). As principais características de cada tipo de planejamento podem ser observadas na tabela 2:

Tabela 2 - Características principais por tipo de planejamento

Nível organizacional	Tipo de planejamento	Conteúdo	Tempo	Amplitude
Institucional	Estratégico	Genérico e sintético	Longo prazo	Macro orientado, abordando a organização como um todo
Intermediário	Tático	Menos genérico e mais detalhado	Médio prazo	Aborda cada unidade organizacional em separado
Operacional	Operacional	Detalhado e analítico	Curto prazo	Micro orientado, abordando cada operação em separado

Fonte: Adaptado de Chiavenato (2000).

Fica claro, portanto, que o planejamento parte do pensamento sistêmico da organização, considerando os aspectos importantes que permitem a ela estar presente no mercado de modo competitivo e respeitando seus princípios básicos e o porquê de existir. Definido e entendido o ponto de início, o planejamento permite à empresa projetar as ações que serão tomadas por ela para que se possa alcançar os objetivos traçados, respeitando seus limites e capacidades.

2.1.2.1 Planejamento Estratégico em uma Organização

O planejamento estratégico é um processo decisório de alto nível hierárquico. Os executivos, ao definirem a estratégia da organização, formulam quais serão as ações necessárias para ser possível executá-la e alcançar o que foi definido, respeitando as premissas básicas da organização e do ambiente no qual está inserida. Ou seja, as ações levam em consideração as condições e ambientes internos e externos à empresa (OLIVEIRA, 2001).

Para Chiavenato (2000), “[...] a empresa toda deve ser envolvida no planejamento estratégico: todos os seus níveis, recursos, potencialidades e habilidades, para se obter efeitos sinérgicos da interação de todos esses aspectos”. Para o autor, o planejamento estratégico é um processo contínuo de tomadas de decisões que se preocupa com as implicações futuras de cada ação e decisão tomada. (CHIAVENATO, 2000).

Além da abrangência total da empresa, pode-se citar também o horizonte de tempo para o qual é projetado, sendo ele de longo prazo. Este tipo de planejamento também se diferencia dos outros pelo grau de incertezas com que lida, dado o grande espaço de tempo que busca projetar, as constantes mudanças e imprevisibilidades de seu ambiente de tarefa (CHIAVENATO, 2000).

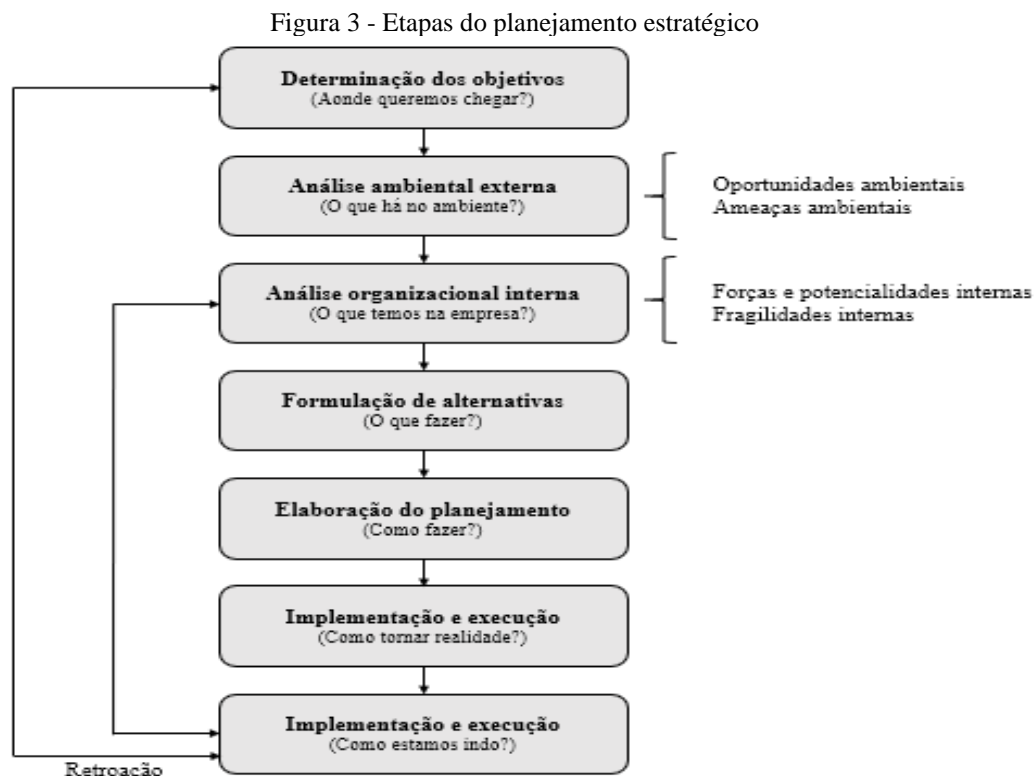
O planejamento estratégico, por ser um processo genérico e demasiadamente abrangente, necessita do auxílio de novos desdobramentos de planejamentos que sejam mais

objetivos e específicos para cada departamento. Desse modo, o planejamento estratégico se desdobra para o planejamento tático e este para o operacional, sendo cada um deles específicos para cada nível hierárquico abaixo da alta gerência (CHIAVENATO, 2000).

Para Chiavenato (2000), o planejamento estratégico é composto por seis etapas, sendo elas:

1. Determinação dos objetivos empresariais
2. Análise ambiental externa
3. Análise organizacional interna
4. Formulação das alternativas estratégicas e escolha da estratégia empresarial
5. Elaboração do planejamento estratégico
6. Implementação por meio de planos táticos e planos operacionais

A figura 3 exemplifica o fluxo de interação entre cada uma das etapas.



Fonte: Adaptado de Chiavenato (2000)

2.1.2.2 Planejamento Tático

O planejamento tático está voltado a um nível hierárquico inferior ao do planejamento estratégico, o nível intermediário dentro da pirâmide organizacional. Este, responsabiliza-se por desmembrar o planejamento estratégico em diferentes frentes para que se possa otimizar os

resultados. Essa decomposição dos objetivos permite uma melhor utilização dos recursos e capacidades internas existentes (OLIVEIRA, 2001).

O planejamento tático é o que permite à organização realizar a comunicação entre o nível estratégico (ou institucional) e o nível operacional, funcionando, então, como um elo. Enquanto o nível estratégico lida com as incertezas e as forças e variáveis do ambiente, o nível operacional opera com maiores níveis de certeza, programação e organização de suas atividades. Logo, por lidarem com condições diferentes, as decisões estratégicas precisam ser traduzidas ou refinadas antes de chegar ao nível operacional, ficando esta responsabilidade sob o nível intermediário das organizações (CHIAVENATO, 2000).

Para Chiavenato (2000), o planejamento tático se diferencia do estratégico em três principais pontos: nível de decisões, dimensão temporal e amplitude de efeitos. Ao nível de decisões, pois está voltado às gerências (intermediário). Em dimensão temporal, pois suas ações são dimensionadas para o médio prazo. E em amplitude dos efeitos, já que abrange áreas específicas, como um departamento, por exemplo.

2.1.2.3 Planejamento Operacional

O planejamento operacional está voltado ao menor nível hierárquico da organização. Nele, os planos táticos são colocados em ação de maneira objetiva, ou seja, com formalização dos métodos e ferramentas que serão utilizados para se cumprir cada um dos planos, formalização dos recursos necessários, procedimentos a serem adotados, resultados esperados, cronograma, prazos, distribuição das responsabilidades de execução e implementação (OLIVEIRA, 2001).

Nesse nível, o objetivo maior é a execução das atividades de forma eficaz e eficiente, ou seja, as atividades devem satisfazer um fim determinado e serem realizadas de maneira correta, com qualidade, a fim de otimizar e maximizar os resultados. (CHIAVENATO, 2000).

O planejamento operacional difere dos outros, pois sua abrangência está para uma atividade específica, sua atuação é de caráter imediatista e o grau de incertezas é muito baixo, já que existe uma programação e racionalizações da operação a ser executada (CHIAVENATO, 2000).

2.1.2.4 Diagnóstico Estratégico no Planejamento

Segundo Oliveira (2001), existe uma primeira fase no processo de desenvolvimento de um planejamento, o diagnóstico estratégico. Essa fase inicial está voltada ao entendimento real

da situação atual da empresa, tanto em aspectos internos quanto externos. Ao entender o cenário atual real da empresa, pode-se levantar o que há de pontos positivos, negativos ou neutros no que tange ao processo administrativo, e, a partir disso, antecipar os desafios estratégicos e tomada de consciência dos problemas existentes, evitando situações traumáticas para a empresa como a queda de vendas, lucros e obsolescência de produtos (OLIVEIRA, 2001).

Dada as mudanças constantes que ocorrem no ambiente de negócios, as empresas podem ser afetadas por ameaças de concorrentes, tornando mais complexa a disputa por clientes, fatias de mercado e entrega de valor por meio de seus produtos, assim como também existe a possibilidade de uma saturação do mesmo, o que leva a uma queda de demanda. Visto isso, é de fundamental importância para a organização a existência de mecanismos de diagnósticos de informações internas e externas que permitam antecipar, analisar e projetar próximos passos (OLIVEIRA, 2001).

Para Oliveira (2001), o diagnóstico estratégico deve focar o momento atual e buscar antecipar o próximo desafio, para assim proporcionar bons resultados a organização. Segundo autor, o diagnóstico apresenta as seguintes premissas:

- Considerar o ambiente em que a empresa está inserida e suas variáveis relevantes;
- O ambiente proporciona a empresa oportunidades que deverão ser usufruídas e ameaças que deverão ser evitadas;
- Para lidar com o ambiente e suas incertezas e desafios, a empresa deverá ter pleno conhecimento de seus pontos fortes e fracos;
- O processo de análise de informações interna e externa deverá ser integrado, contínuo e sistêmico.

2.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

2.2.1 Fluxo de Caixa

Segundo Marion (2018), a Demonstração de Fluxo de Caixa (DFC) é uma demonstração dinâmica de apuração de resultado. Ao contrário da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE), que faz a apuração no regime de competência, a DFC ocorre no regime de caixa, ou seja, quando existe entrada ou saída do caixa. Dessa forma, o objetivo principal da Demonstração do Fluxo de Caixa é evidenciar as movimentações de entradas e saídas de caixa de uma empresa em um determinado período.

A DFC é uma ferramenta que complementa outras visões de gestão e acompanhamento de resultado, como a DRE e o Balanço Patrimonial (BP), já que consegue capturar as variações que acontecem no caixa da empresa, o que pode explicar os resultados que se observa no BP, por exemplo (MARION, 2018).

O fluxo de caixa pode ser representado pelos métodos direto e indireto. No método direto, o fluxo de caixa é elaborado listando todas as entradas e saídas de dinheiro de forma detalhada. As entradas incluem receitas provenientes das atividades operacionais, como vendas de produtos e serviços, enquanto as saídas incluem todos os pagamentos relacionados às atividades operacionais, como salários, fornecedores, despesas operacionais, entre outros. No método indireto, o fluxo de caixa é derivado dos dados da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) e do Balanço Patrimonial. Nesse, as entradas ajustam o lucro líquido para refletir os recebimentos efetivos provenientes das atividades operacionais, enquanto as saídas ajustam as despesas não relacionadas a caixa para refletir os pagamentos efetivos (MARION, 2018).

Segundo o autor, normalmente as DFC são agregadas em Fluxos das operações, Fluxo de financiamentos e Fluxo dos investimentos. O fluxo das operações está relacionado aos fluxos gerados pelas atividades da empresa, sem financiamento e sem investimentos. O fluxo de financiamentos está relacionado às decisões de financiamento, empréstimos e/ou de outras atividades que podem aumentar o capital da empresa. Por fim, o fluxo de caixa dos investimentos representa as compras de bens não circulantes e o que há de vendas de bens.

2.2.2 Payback Simples

O *payback* simples é uma métrica financeira amplamente utilizada para avaliar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial em um projeto. Este método é considerado simples, porém eficaz, oferecendo uma visão rápida da liquidez de um investimento (REGO, 2017a).

Uma das principais vantagens dessa métrica é sua simplicidade e facilidade de interpretação. O resultado é expresso em unidades de tempo (geralmente em anos), indicando o tempo necessário para recuperar o capital investido. Além disso, normalmente, as empresas utilizam frequentemente o *payback* simples para decisões rápidas de investimento. Projetos com *payback* mais curto são considerados mais atrativos, pois indicam uma recuperação mais rápida do capital.

Apesar de sua simplicidade, possui limitações, como não considerar o valor do dinheiro no tempo e não oferecer insights sobre a rentabilidade a longo prazo (REGO, 2017a).

2.2.3 Payback Descontado

O *payback* descontado é uma extensão do método de *payback* simples, incorporando o conceito de valor temporal do dinheiro. Essa abordagem leva em consideração que o dinheiro tem um valor diferente ao longo do tempo, e um real recebido no futuro vale menos do que um real recebido hoje (REGO, 2017a).

Ao descontar os fluxos de caixa futuros, o *payback* descontado oferece uma visão mais precisa da realidade financeira, reconhecendo que dinheiro no presente é mais valioso do que no futuro. Além disso, este método é particularmente útil quando se lida com projetos de longo prazo, onde a incerteza e o risco devem ser levados em conta na análise de viabilidade. Por fim, as empresas podem tomar decisões mais informadas sobre a aceitabilidade de um projeto ao considerar o *payback* descontado, garantindo uma análise mais completa do retorno sobre o investimento (REGO, 2017a).

2.2.4 Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade (TMA) pode ser considerada um indicador que demonstrará a remuneração mínima desejada para um determinado produto. Em outras palavras, representa a taxa de retorno exigida pelos investidores para considerar um projeto atrativo. Essa taxa é importante, pois reflete o custo de oportunidade do capital e o risco associado aos investimentos (COSTA, 2009).

A TMA é utilizada como critério para determinar se um investimento é viável. Se o retorno esperado do projeto excede a TMA, pode ser considerado atrativo. Além disso, permite a comparação de projetos distintos, sendo útil na priorização de investimentos, uma vez que fornece uma base uniforme para análise. Por fim, a TMA considera o risco associado a um investimento. Projetos mais arriscados geralmente exigirão uma TMA mais elevada (COSTA, 2009).

2.2.5 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido (VPL) é uma ferramenta que auxilia na avaliação de investimentos, ajudando as organizações e gestores a tomar decisões financeiramente sólidas (REGO, 2017b). O VPL representa a diferença entre os fluxos de caixa presentes e os

investimentos iniciais, descontados pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Este método é fundamental na tomada de decisões de investimento, proporcionando uma visão clara da viabilidade financeira do projeto.

Alguns dos componentes principais para se calcular o VPL são:

- Fluxos de Caixa Futuros: representam os benefícios e custos esperados ao longo do tempo, sendo esses valores estimados para a vida do projetado;
- Investimento Inicial: refere-se ao custo inicial do projeto, incluindo despesas de capital e outros custos associados ao seu início;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA): a taxa de desconto que reflete o custo de oportunidade do capital e o risco associado ao investimento.

O VPL pode ser entendido da seguinte forma: se o VPL for positivo, o projeto é considerado atrativo, indicando que os benefícios futuros excedem os custos presentes. Por outro lado, caso o VPL seja negativo, o projeto não é economicamente viável. Caso o VPL seja nulo, o investimento não gera lucro e nem prejuízo. Adicionalmente, um dos benefícios da métrica do VPL está relacionado à comparação entre diferentes projetos, sendo especialmente útil quando há limitação de recursos financeiros. O VPL, por considerar o valor do dinheiro no tempo, desconta os fluxos de caixa futuros, reconhecendo a preferência pelo consumo imediato, também conhecido como custos de oportunidade (REGO, 2017b).

O cálculo do VPL deve ser feito somando os fluxos de caixa futuros da aplicação descontados pela taxa de desconto (TMA), subtraindo o investimento inicial, de modo que a expressão do VPL é:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TMA)^j} - I_i \quad (1)$$

Onde:

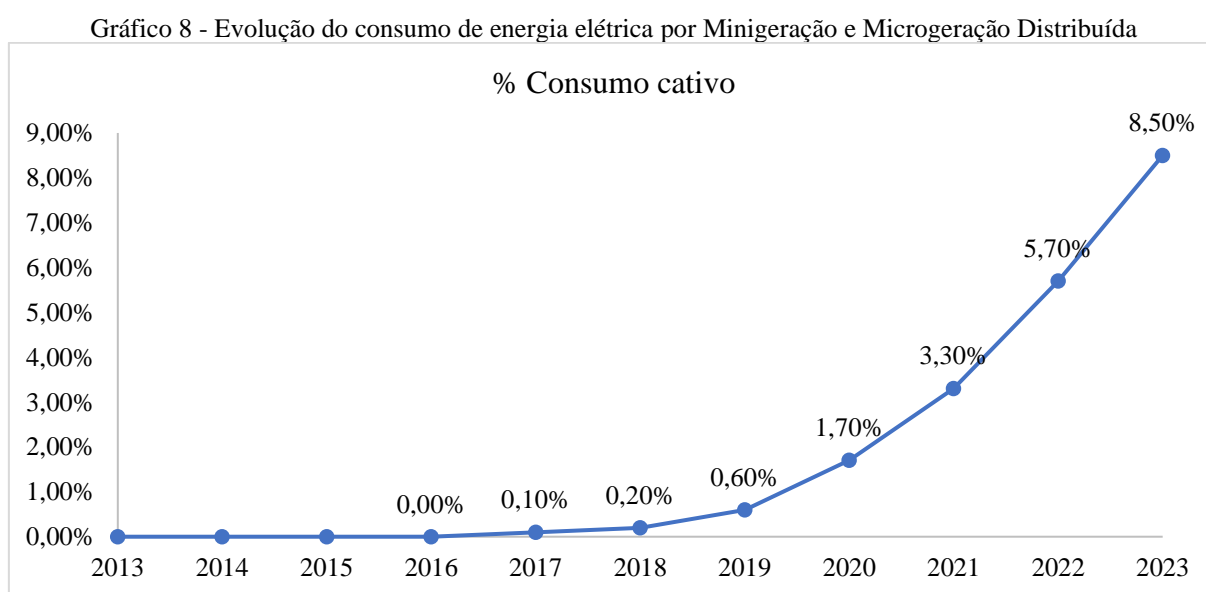
- FC_j é o fluxo de caixa;
- n o número de lançamentos;
- TMA a taxa mínima de atratividade;
- j o período de cada fluxo de caixa;
- I_i o investimento inicial.

3 MINI E MICRO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

3.1 DEFINIÇÃO E RELEVÂNCIA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Conforme citado na introdução desse trabalho, a Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD) refere-se à produção descentralizada de energia elétrica, ocorrendo próximo ou mesmo nas instalações de consumo. Essa modalidade contempla tanto sistemas de Microgeração Distribuída (geração de até 75 kW) quanto Minigeração Distribuída (geração acima de 75 kW e até 3 MW – podendo ser até 5MW para algumas situações) (ANEEL, 2022a).

No cenário atual do setor elétrico, a MMGD emerge como protagonista em termos de expansão da capacidade instalada no Brasil. Além do destaque em capacidade, a MMGD também se consolida como uma contribuinte significativa para a matriz energética, atendendo aproximadamente 8,5% do consumo cativo³ nacional e alcançando 20% em algumas distribuidoras brasileiras (EPE, 2024c). O gráfico 8 mostra a evolução do consumo de energia por MMGD no país.

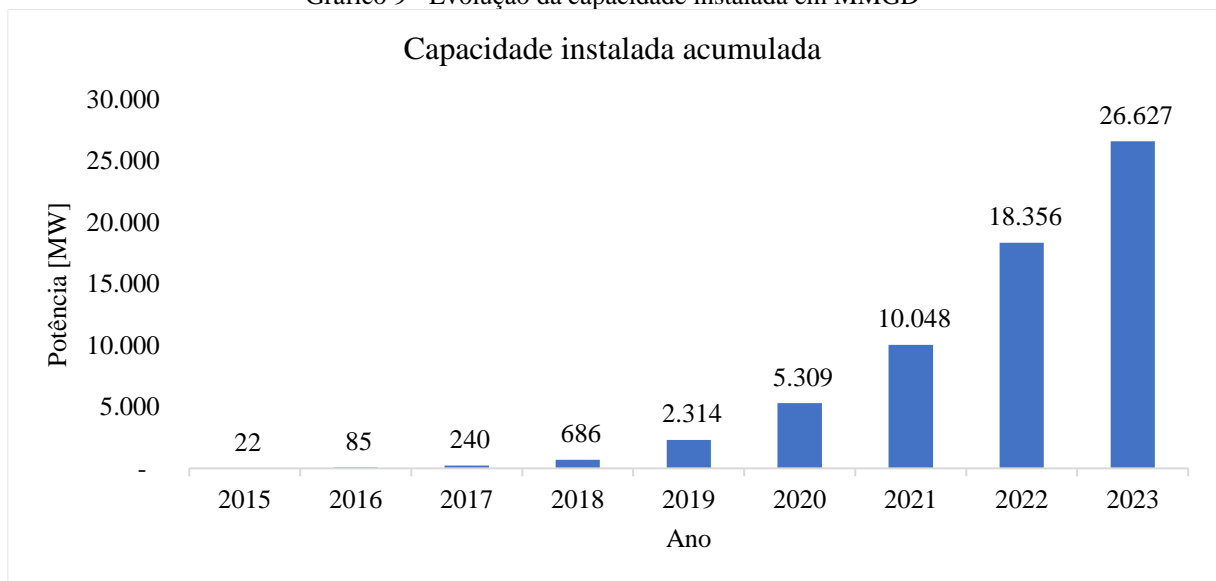


Fonte: Elaborado pelo autor com base em EPE, 2024c

A EPE aponta para um crescimento de 121% em potência instalada até 2034, sendo a geração fotovoltaica a grande responsável por isso. O gráfico 9 evidencia a evolução da capacidade instalada no Brasil ao longo dos últimos anos, o que demonstra o crescimento acelerado desse mercado.

³ Consumo cativo: refere-se ao consumo de energia elétrica por parte dos consumidores que estão vinculados a uma única distribuidora de energia em uma determinada região.

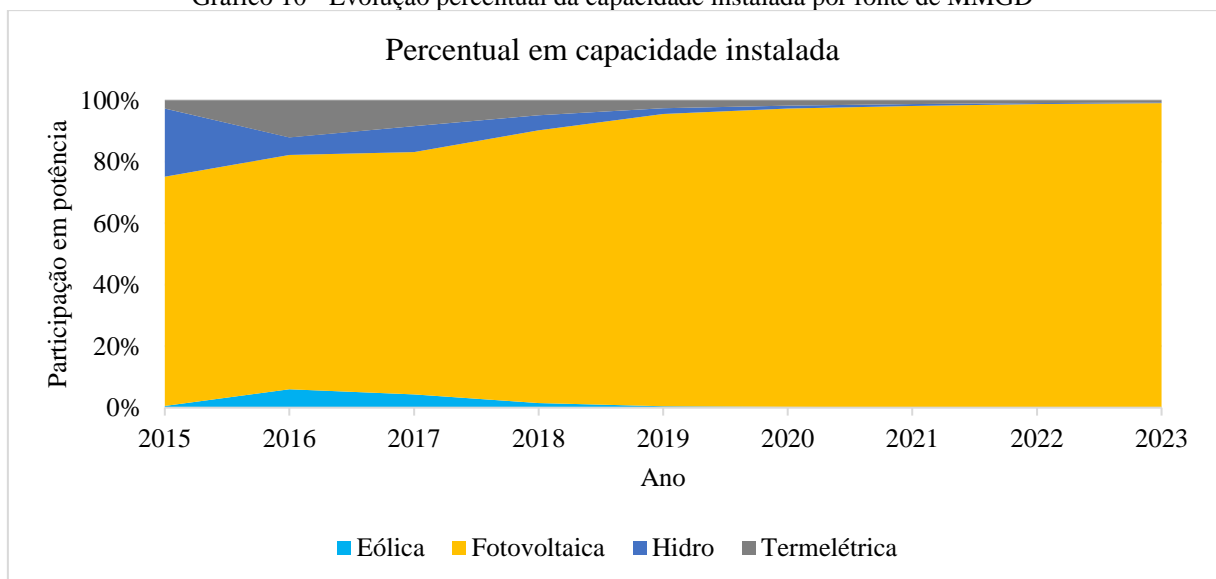
Gráfico 9 - Evolução da capacidade instalada em MMGD



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

Expandindo essa visão em termos de fonte geradora no âmbito da regulamentação de MMGD, é possível perceber a predominância daquela advinda da fotovoltaica, que desde 2015 tem aumentado sua participação no total geral, conforme pode ser visto no gráfico 10.

Gráfico 10 - Evolução percentual da capacidade instalada por fonte de MMGD



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

A geração distribuída fotovoltaica apresenta benefícios tanto em termos de sustentabilidade, descentralização e diversificação da matriz, por outro lado, impõe alguns desafios ao operador, mas que não serão tratados neste trabalho.

3.2 PANORAMA NO BRASIL

3.2.1 Dados históricos por categoria

No desenvolvimento de um projeto de MMGD fotovoltaico algumas características devem ser consideradas: classe de consumo, faixa de potência, localidade, modalidade regulatória de geração e subgrupo tarifário. Cada uma dessas categorias possui segmentações específicas, conforme indica a tabela 3.

Tabela 3 - Categorias

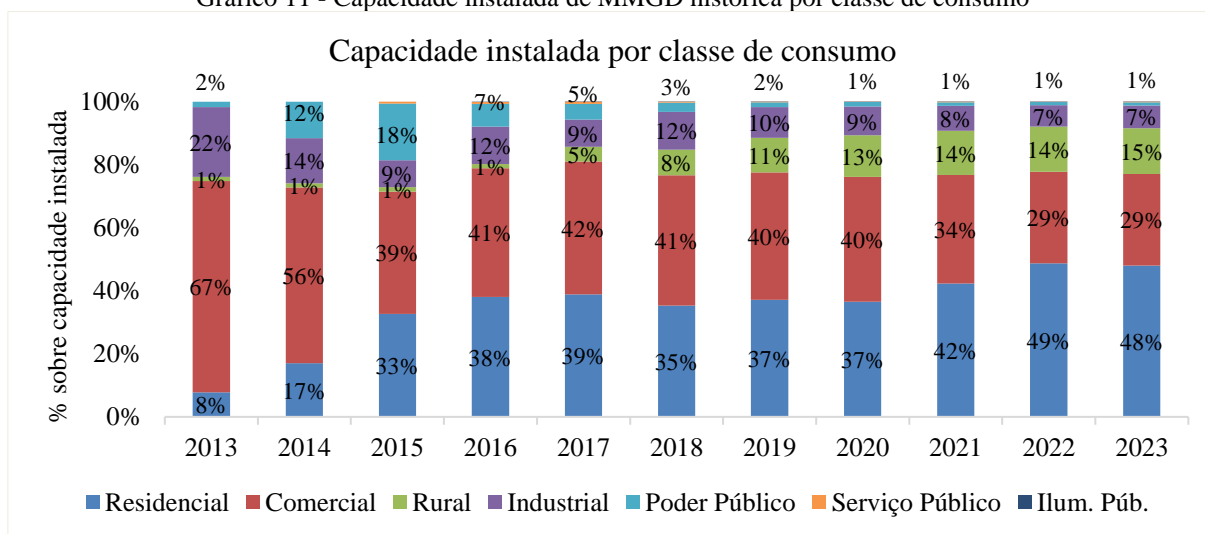
Classe de consumo	Grupo Faixa Potencia	Modalidade	Subgrupo Tarifário	Localidade
Comercial	0-4	Autoconsumo remoto	A1	SP
Ilum. Púb.	4-6	Condomínios	A2	MG
Industrial	6-10	Geração compartilhada	A3	RS
Poder Público	10-20	Geração na própria UC	A3a	PR
Residencial	20-40		A4	SC
Rural	40-75		AS	MT
Serviço Público	75-300		B1	BA
	300-1000		B2	GO
	1000-5000		B3	RJ
			B4	Outros

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

3.2.1.1 Classe de Consumo

As classes de consumo podem ser segmentadas em sete setores: comercial, iluminação pública, industrial, poder público, residencial, rural e serviços públicos. Atualmente, os segmentos residencial, comercial e rural juntos representam 92% de toda a capacidade instalada de MMGD, sendo que o setor rural apresenta crescimento significativo desde 2017. O gráfico 11 ilustra a representatividade por setor.

Gráfico 11 - Capacidade instalada de MMGD histórica por classe de consumo



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

A taxa de crescimento das diferentes classes pode apresentar comportamentos distintos ao longo dos períodos analisados. Para entender melhor essas variações, foi calculada a taxa de crescimento anual composta (CAGR) em três períodos diferentes: 2019 a 2023 (últimos 5 anos), 2021 a 2023 (últimos 3 anos) e 2022 a 2023 (último ano). Ao avaliar o CAGR nos diferentes momentos, observa-se que a classe residencial demonstra consistência em seu crescimento, frequentemente superando ou igualando-se ao segmento MMGD (total geral), apesar de já possuir uma capacidade instalada significativa desde 2019. Além disso, o setor rural se destaca pelo crescimento superior à média em todos os cenários. A Tabela 4 apresenta as taxas de crescimento de instalação de MMGD nos três períodos analisados.

Tabela 4 - Taxa de crescimento de MMGD por classe de consumo

Classe de consumo	CAGR % (2019-2023)	CAGR % (2021-2023)	CAGR % (2022-2023)
Residencial	98%	74%	44%
Comercial	71%	50%	45%
Rural	100%	67%	49%
Industrial	72%	55%	52%
Poder Público	70%	62%	60%
Serviço Público	89%	60%	106%
Ilum. Púb.	60%	43%	30%
Total Geral	86%	64%	46%

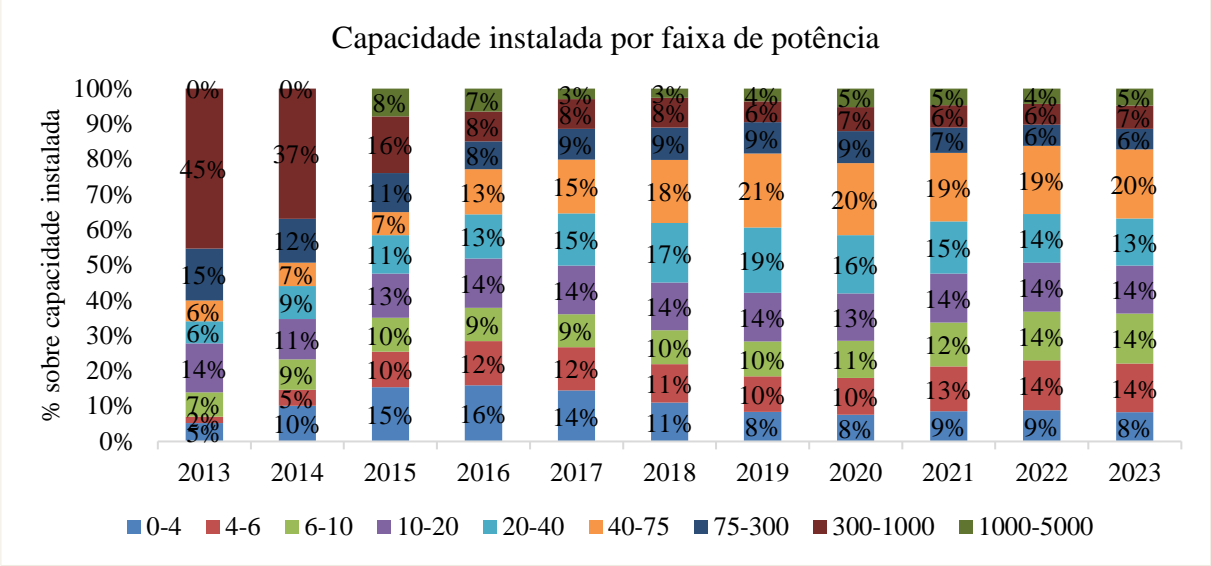
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

3.2.1.2 Faixa de Potência

Como o enquadramento regulatório de MMGD pode ser de até 5 MW, as faixas de potência serão segmentadas por grupos de potência, sendo considerados 9 grupos neste trabalho: 0-4, 4-6, 6-10, 10-20, 20-40, 40-75, 75-300, 300-1000, 1000-5000 kW.

Em termos de representatividade, percebe-se uma concentração relevante em potências até 75kW (que se enquadram como micro geração distribuída), que somam 83% de toda capacidade instalada, conforme pode ser visto no gráfico 12.

Gráfico 12 - Capacidade instalada histórica por faixa de potência em kW



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

A tabela 5 evidencia o crescimento acelerado das faixas até 75kW, sobretudo daquelas entre 4 e 10kW e 40 a 75 kW que, ao longo do tempo, passaram a ter maiores representatividades na capacidade instalada total. Os CAGRs apresentados nos três períodos foram superiores ou próximos à média da MMGD fotovoltaica.

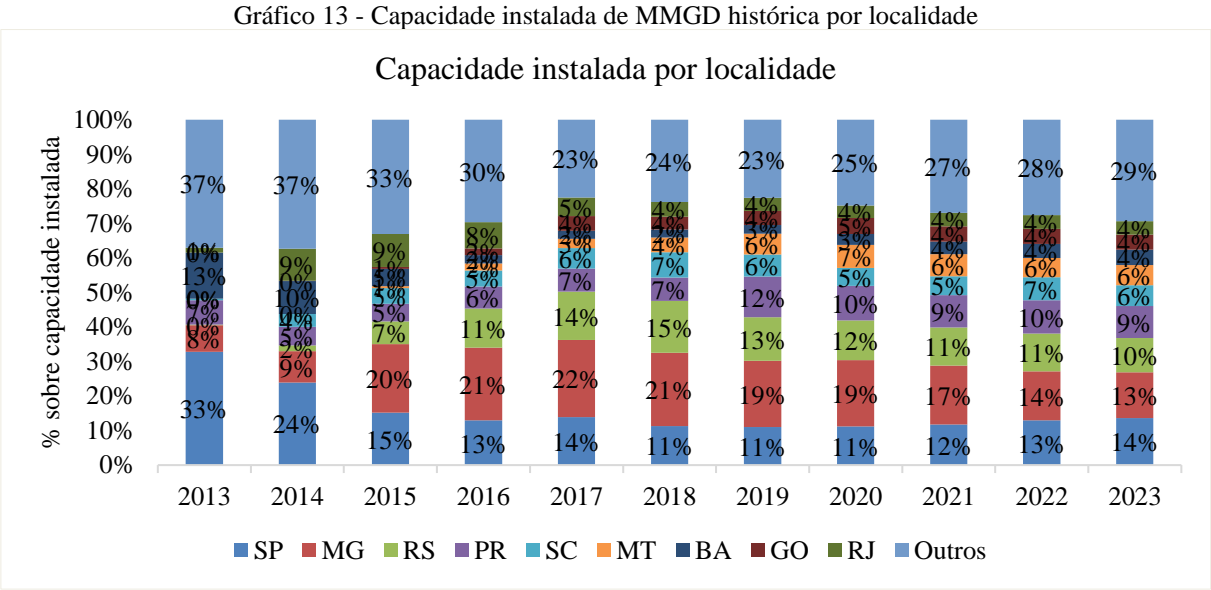
Tabela 5 - Taxa de crescimento por faixa de potência

Faixa de Potência (kW)	CAGR % (2019-2023)	CAGR % (2021-2023)	CAGR % (2022-2023)
0-4	85%	61%	36%
4-6	101%	70%	42%
6-10	104%	75%	50%
10-20	85%	62%	43%
20-40	71%	55%	41%
40-75	83%	64%	47%
75-300	67%	47%	42%
300-1000	91%	67%	63%
1000-5000	100%	66%	61%
Total Geral	86%	64%	46%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

3.2.1.3 Localidade

A categoria localidade refere-se à unidade de federação (UFs) onde estão localizados os empreendimentos fotovoltaicos. O gráfico 13 mostra a representatividade das nove UF's com maior contribuição, sendo as outras consolidadas em “outros”. Conforme pode ser observado, os estados do Sudeste e Sul do país possuem grande relevância no total instalado. Apenas SP, MG, RS, PR e SC concentram mais da metade da potência instalada de MMGD.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

Apesar da atual concentração em alguns estados, percebe-se que algumas UF's e regiões do país têm apresentado crescimento relevante. Aquelas classificadas como “outros”, em 2019 representavam 23%, enquanto em 2023 esse valor é de 29%, apresentando CAGRs superiores ou igual a 55% a.a em todos os momentos.

Tabela 6 - Taxa de crescimento por localidade

Localidade	CAGR % (2019-2023)	CAGR % (2021-2023)	CAGR % (2022-2023)
SP	96%	76%	53%
MG	70%	44%	37%
RS	75%	55%	32%
PR	75%	62%	40%
SC	83%	71%	31%
MT	85%	57%	54%
BA	115%	81%	58%
GO	89%	63%	46%
RJ	88%	63%	43%
Outros	98%	71%	55%
Total Geral	86%	64%	46%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

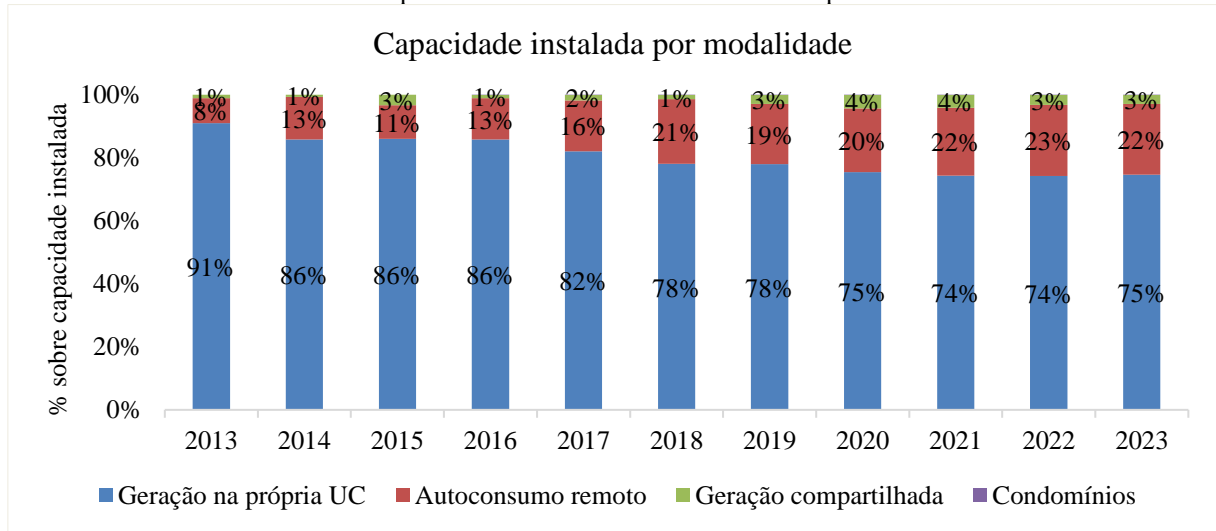
3.2.1.4 Modalidade regulatória

As modalidades regulatórias de geração de energia fotovoltaica por MMGD são: autoconsumo remoto, condomínios, geração compartilhada e geração na própria unidade consumidora (UC). Segue abaixo as definições:

- Autoconsumo Remoto: modelo em que a energia elétrica gerada por uma unidade consumidora com sistema de geração distribuída é utilizada para abater o consumo de outras unidades consumidoras, desde que todas as unidades estejam sob a mesma titularidade (CPF ou CNPJ) e dentro da área de concessão da mesma distribuidora de energia elétrica.
- Condomínios: conhecido também como Empreendimentos com Múltiplas Unidades Consumidoras, nesta modalidade, um sistema de geração distribuída é instalado em um condomínio (residencial ou comercial), e a energia gerada é compartilhada entre as unidades consumidoras do condomínio. A distribuição dos créditos de energia gerados é feita proporcionalmente segundo a fração de cada unidade no condomínio.
- Geração compartilhada: modalidade em que consumidores, pessoas físicas ou jurídicas, se agrupam em consórcios ou cooperativas para instalar um sistema de geração distribuída. A energia gerada é compartilhada entre os participantes, e os créditos de energia são distribuídos proporcionalmente à participação de cada consorciado ou cooperado.
- Geração na própria UC: Nesta modalidade, o sistema de geração distribuída é instalado no local onde a energia será consumida, ou seja, na própria unidade consumidora. A energia gerada é utilizada primeiramente para atender o consumo local, e qualquer excedente é injetado na rede elétrica, gerando créditos para a unidade consumidora.

O gráfico 14 mostra a concentração da capacidade em dois modelos: geração na própria UC e autoconsumo remoto. Tais modelos representam 97% de toda potência instalada em 2023. Ao longo do tempo, é possível observar o crescimento da relevância do autoconsumo remoto no segmento, o qual saiu de 8% em 2013 para 22% em 2023.

Gráfico 14 - Capacidade instalada de MMGD histórica por modalidade



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

Entre 2019 e 2023, o autoconsumo remoto apresentou um crescimento de 94% contra 84% aquele gerado na UC, porém, nos recortes de tempo mais recentes, percebe-se uma proximidade entre esses crescimentos em termos anuais. A tabela 7 elucida tais cenários.

Tabela 7 - Taxa de crescimento por modalidade

Modalidade	CAGR % (2019-2023)	CAGR % (2021-2023)	CAGR % (2022-2023)
Geração na própria UC	84%	64%	47%
Autoconsumo remoto	94%	67%	44%
Geração compartilhada	87%	38%	31%
Condomínios	67%	39%	55%
Total Geral	86%	64%	46%

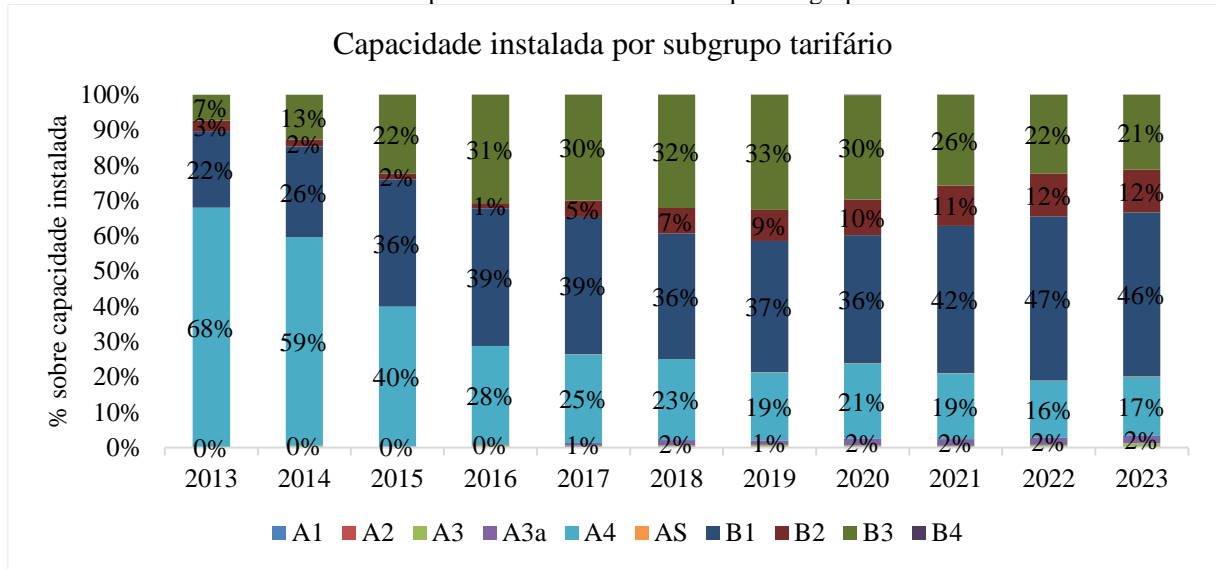
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

3.2.1.5 Subgrupo Tarifário

Os subgrupos tarifários compreendem dois grupos principais: grupo A e grupo B. As unidades enquadradas como grupo A podem ser consumidoras de alta tensão (A1, A2 e A3), média tensão (A3a e A4) ou de sistemas subterrâneos (AS), enquanto aquelas do grupo B são enquadradas com base na classe ao qual pertencem, que podem ser: residencial (B1), rural (B2), demais classes (B3) e iluminação pública (B4).

Tomando como referência o ano de 2023, percebe-se uma concentração dos projetos fotovoltaicos no grupo B, somando 80% da capacidade instalada, sendo que os principais subgrupos são B1 (Residencial), B3 (demais classes) e B2 (Rural). Do grupo A, destaca-se o subgrupo A4 (média tensão).

Gráfico 15 - Capacidade instalada histórica por subgrupo tarifário



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

Em termos de taxa de crescimento, do grupo B, destacam-se nos diferentes momentos os subgrupos tarifários B1 e B2, os quais tiveram CAGRs acima da média do segmento MMGD fotovoltaica. Em contrapartida, o subgrupo A4 apresenta um crescimento abaixo da média, justificando a queda de representatividade ao longo do tempo.

Tabela 8 - Taxa de crescimento por subgrupo tarifário

Subgrupo tarifário	CAGR % (2019-2023)	CAGR % (2021-2023)	CAGR % (2022-2023)
A1	129%	123%	35%
A2	86%	60%	16%
A3	108%	176%	169%
A3a	111%	73%	62%
A4	79%	55%	50%
AS	148%	117%	120%
B1	97%	73%	45%
B2	102%	69%	47%
B3	67%	48%	38%
B4	57%	25%	16%
Total Geral	86%	64%	46%

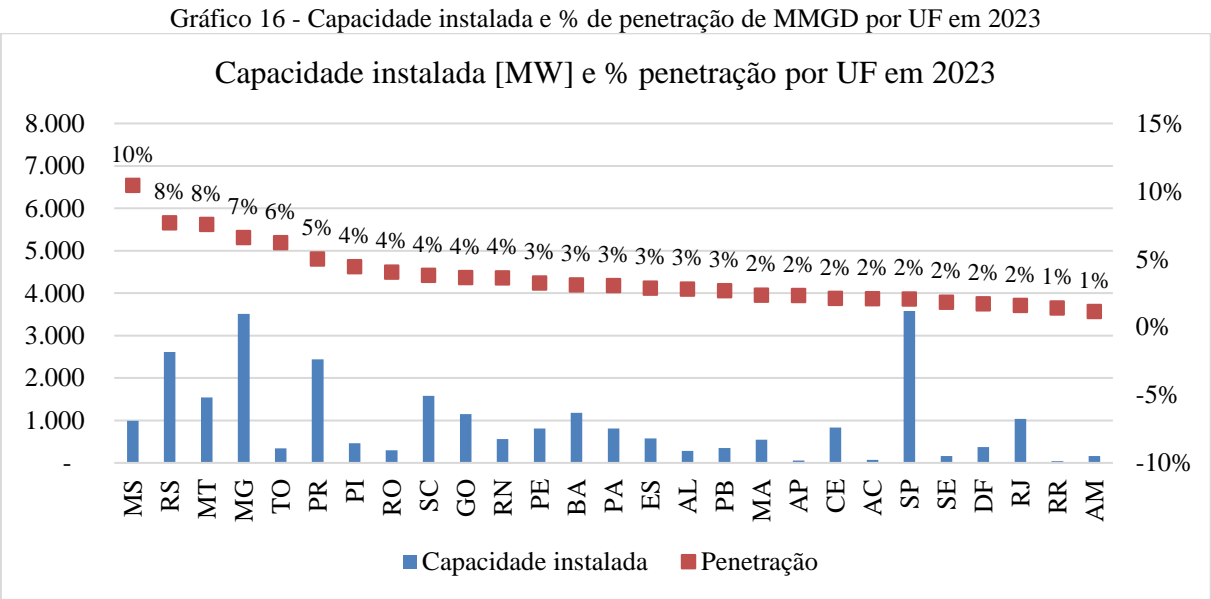
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e)

3.2.2 Penetração da MMGD nos Estados

A penetração de MMGD por estado mostra a proporção de unidades consumidoras que geraram energia por meio da fonte fotovoltaica sobre o total de unidades que consumiram energia naquela localidade. Unidades federativas que possuem maior percentual podem apresentar maiores dificuldades para expansão, dada sua eventual saturação e possível resistência das distribuidoras em aprovar novas conexões visto o risco sobre a resiliência da

rede, enquanto aquelas com menor proporção podem apresentar maiores probabilidades de crescimento (DANTAS, 2021).

As cinco maiores unidades federativas em termos de % penetração de MMGD são: MS, RS, MT, MG e TO, cujos percentuais são 10,4%, 7,7%, 7,6%, 6,6% e 6,2%, respectivamente. De maneira oposta, os cinco menores estados são: SE, DF, RJ, RR e AM, com percentuais de 1,8%, 1,7%, 1,6%, 1,4% e 1,2%, respectivamente. O gráfico 16 apresenta a capacidade instalada por UF e o % de penetração de MMGD por unidade consumidora.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Painel de dados de Mini e Micro Geração (EPE, 2024e) e Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe, (EPE, 2024a)

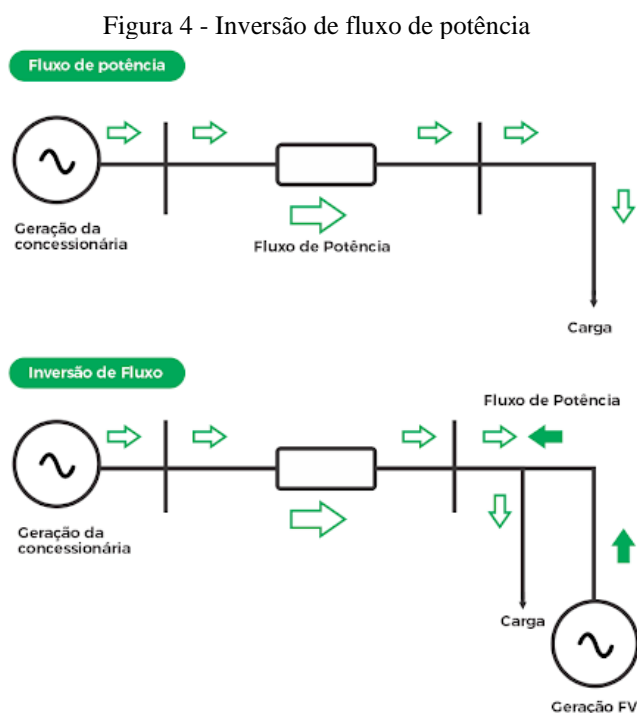
Por meio do gráfico, percebe-se que existem poucas UF's com penetração acima de 4%, sendo apenas 6 no total, a maioria está entre 4 e 3%. SP e RJ, apesar de possuírem capacidade instalada elevada em termos absolutos, possuem penetração abaixo da média (3,6%).

3.2.3 Pautas e Discussões Atuais

Dentre as pautas e discussões atuais acerca da MMGD fotovoltaica, será destacado nesse trabalho dois principais assuntos: inversão de fluxo de potência e mercado cativo e livre de energia. O primeiro trata dos desafios atuais vivenciados pelas distribuidoras, já o segundo refere-se aos mercados de comercialização.

3.2.3.1 Inversão de Fluxo de Potência

Com a ampliação da geração própria de energia por parte dos prossumidores e a necessidade de utilizar a infraestrutura da distribuidora para injetar a energia excedente, segundo LASTE (2019) houve aumento significativo de problemas relacionados ao que se denomina de “inversão de fluxo de potência”. Esse fenômeno é causado quando existe uma mudança no fluxo natural de alimentação das cargas conectadas em uma rede elétrica, ocorrendo da geração para a carga. Porém, com o advento das injeções por parte das gerações distribuídas, o fluxo passou a ser também do consumidor para a rede. Tal condição pode ocasionar distúrbios operacionais, como elevação de tensão, sobrecorrentes e necessidade de elevar a capacidade dos transformadores para o carregamento da energia gerada e da injetada (LASTE, 2019). A figura 4 busca exemplificar o fluxo de potência comum da rede e aquele com inversão.



Fonte: Adaptado de Minha Casa Solar

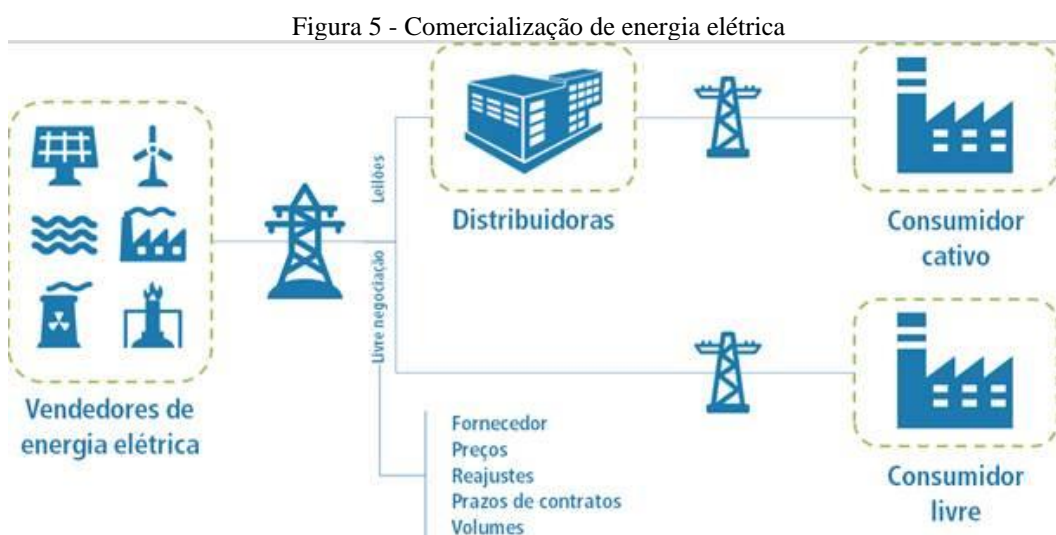
Ao diagnosticar a presença ou a possibilidade de ocorrências de inversão de fluxo, as distribuidoras passam a negar os pedidos de acessos de conexão dos projetos a rede. Estima-se que entre 2023 até o mês de maio de 2024 houve mais de 3.000 projetos reprovados, o que representaria entre R\$ 2,7 e 4,9 bilhões em projetos (ABSOLAR, 2024).

Para o mercado de MMGD, tal cenário implica em uma incerteza quanto à expansão no número de projetos fotovoltaicos já que um novo risco passa a ser computado dentro da decisão de investimento.

3.2.3.2 Mercado Cativo e Livre de Energia

O mercado cativo de energia é a modalidade no qual os consumidores são atendidos pelas distribuidoras locais. Nesse modelo, a própria distribuidora é responsável por realizar a compra da energia que será distribuída aos consumidores por meio de leilões públicos, sendo posteriormente revendida aos consumidores por meio das tarifas de energia. As tarifas, por sua vez, são reguladas por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através de metodologias de cálculo dos preços (IFSC, 2017)

Diferentemente do cativo, o mercado livre de energia permite aos consumidores escolherem os fornecedores de energia, podendo negociar e contratar a compra da energia que será consumida, assim como outras variáveis envolvidas nessa transação (prazos contratuais, volumes, reajustes e etc). Atualmente, apenas consumidores que se enquadram como alta tensão podem participar dessa modalidade, ficando os consumidores de médias e baixas tensões limitados ao mercado cativo. A figura 5 exemplifica a segmentação do mercado de energia brasileiro (ABRADEE, 2023a).



Fonte: ABRADEE, 2023a

O modelo regulatório de MMGD aplica-se somente aos consumidores cativos, desta forma, a decisão de investimento tem como referência a tarifa aplicada pela distribuidora. Atualmente, apenas consumidores conectados em alta tensão podem optar pelo mercado livre

de energia, porém discute-se a ampliação deste mercado pela inclusão dos consumidores de baixa e média tensão. Essa mudança é um risco ao modelo de negócios da MMGD, vez que os preços praticados no mercado livre são inferiores ao do modelo regulado.

3.3 EXPECTATIVA DE EXPANSÃO DE MMGD

No Brasil, a projeção de expansão energética é de responsabilidade de órgãos governamentais, sendo o Ministério de Minas e Energia (MME) o principal órgão que rege as políticas para o setor e que coordena o planejamento. Os estudos são elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de acordo com diretrizes do MME (EPE, 2019a).

Com o objetivo de orientar como deverá se desenvolver o setor nos próximos dez anos, anualmente são elaborados os relatórios de Plano Decenal de Expansão de Energia. Nesse, são estimados os crescimentos dos diferentes segmentos do setor elétrico com base em diferentes modelos técnicos (EPE, 2023).

Dentro de um contexto de predominância de operadores de grande porte e de gerenciamento centralizado, a projeção do crescimento do segmento de geração distribuída torna-se cada vez mais importante na medida em que passa a balizar as decisões estratégicas dos tomadores de decisões do setor elétrico brasileiro. De modo simplificado, os potenciais resultados em caso de erro de projeções pode ser: problema de suprimento ou sobreinvestimento na matriz. A figura 6 exemplifica os cenários em caso de acerto ou erro no planejamento.



Fonte: EPE, 2023

3.3.1 Realizado Versus Projetado

Nos últimos anos, as projeções de crescimento de MMGD tem sido abaixo do realizado, evidenciando os desafios em prever cenários de um mercado que está em evolução em diversos segmentos da sociedade. A comparação das projeções oficiais realizadas e os cenários reais recentes demonstram o desafio. A tabela 9 resume a comparação das projeções mais recentes versus o cenário efetivamente realizado.

Tabela 9 – Comparação de cérios projetados e realizados

Publicação	Ano publicação	Primeiro ano de projeção	Projeção (GW)	Realizado (GW)	Diferença
PDE 2029	2019	2020	2	5,15	157%
PDE 2030	2020	2021	6,8	9,85	45%
PDE 2031	2021	2022	11,5	18,11	58%
PDE 2032	2022	2023	17	26,37	55%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em publicações de Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2024d)

Nos últimos três anos, a diferença média é de 52%, mesmo considerando os anos mais próximos aos anos das publicações.

3.4 FATORES RELEVANTES NA VIABILIDADE DA MMGD FOTOVOLTAICA

Segundo pesquisa elaborada pelo Banco A, dos consumidores interessados pelos projetos solares fotovoltaicos, 83% possuíam motivações financeiras para realizar o investimento, das quais, pode-se citar: preço elevado da conta de luz, aumento recorrente das bandeiras tarifárias e a possibilidade de reduzir as despesas com energia para utilizar o orçamento para outras prioridades (Banco A, 2022).

Dado que a viabilidade financeira é um forte condicionante na decisão de instalar projetos de geração distribuída, é fundamental entender os fatores que afetam o retorno financeiro. Esse entendimento permite mapear os elementos que mais influenciam a decisão, facilitando a identificação de oportunidades de mercado no contexto brasileiro.

Sendo assim, neste tópico serão abordados os seguintes fatores que permeiam esse assunto: regulação, estrutura tarifária, encargos e subsídios, consumo de energia elétrica, simultaneidade, localização, investimento e modelo de negócio.

3.4.1 Histórico Regulatório da Geração Distribuída no Brasil

O arcabouço regulatório que respalda o mercado de geração distribuída no Brasil teve sua evolução marcada por uma série de marcos legais e regulamentações. A primeira

regulamentação ocorreu em 2004 por meio da Lei nº 10.848/2004, a qual introduziu o conceito de geração distribuída (SANTOS et al., 2017). Posteriormente, o Decreto Nº 5.163/2004 trouxe mudanças quanto à comercialização da energia elétrica, os procedimentos para a outorga de concessões e da geração de energia própria (SANTOS et al., 2017). Após isso, algumas regulações entraram em vigor, das quais se pode citar: REN 482/2012, REN 517/2012, REN 687/2015 e, por fim, a lei 14.300/2022.

3.4.1.1 Resolução Normativa 482/2012

O marco inicial significativo para a MMGD no Brasil foi a Resolução Normativa 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e de compensação da energia gerada por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (SANTOS et al., 2017). Nessa, estabeleceu-se que os limites entre micro (até 100kW) e minigeração (de 100kW até 1MW), assim como foi determinado a possibilidade de compensação de energia, o chamado sistema de créditos de energia (conhecido como net-metering), onde o excedente gerado pelo prosumidor é cedido a distribuidora, havendo posteriormente a compensação por esse crédito gerado (ANEEL, 2012).

3.4.1.2 Resolução Normativa 517/2012

Ainda em 2012, foi editada a resolução normativa 517/2012, alterando a resolução 482/2012, buscando esclarecer e complementar alguns pontos sobre o sistema de compensação. Com essa, foi determinado que os créditos gerados pelo prosumidor seriam válidos por até 36 meses, assim como poderiam ser utilizados por outras unidades consumidoras, desde que estivessem sob o mesmo titular e na área de controle da concessionária. Esse modelo foi chamado de Autoconsumo Remoto. (SANTOS et al., 2017).

3.4.1.3 Resolução Normativa 687/2015

Posteriormente, a Resolução Normativa 687, de 2015, veio como atualização da REN 482, promovendo ajustes importantes. Essa resolução trouxe mudanças nos limites de capacidade instalada de micro e minigeração, passando para até 75kW para a primeira e entre 75kW e 5MW para a segunda - ou 3MW em caso de pequenas centrais hidrelétricas. A validade dos créditos gerados foi expandida, passando de 36 para 60 meses. Houve a criação de duas novas modalidades de consumo, além do Autoconsumo Remoto:

- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: existência de um único sistema para atender mais de um usuário ou área comum, como um condomínio vertical/horizontal, shopping e imóveis comerciais.
- Geração compartilhada: por meio de um consórcio ou cooperativa, um grupo de consumidores pode gerar a energia elétrica para ser compensada em locais diferentes, respeitando a área de concessão e permissão compensatória.

Além disso, ocorreu a simplificação dos processos de conexão, com redução no tempo máximo para aprovação do sistema fotovoltaico, que passou de 82 para 34 dias (FERREIRA, 2022).

3.4.1.4 Lei 14.300/22 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída

No dia 7 de janeiro de 2022, foi promulgada a Lei 14.300/22, que instituiu o marco legal da micro e minigeração de energia. A lei permitiu às unidades consumidoras já existentes, e a todas que protocolassem solicitação de acesso até o final de 2022, a continuação, até 2045, dos benefícios concedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa 482. Houve a determinação de uma transição de sete a nove anos no pagamento dos encargos de distribuição por aqueles que começarem a gerar após 12 meses da nova lei. Esses pagamentos são relativos à remuneração da infraestrutura do serviço de distribuição, incluindo a depreciação dos equipamentos e do custo da operação e manutenção do serviço. Para as unidades que protocolassem as solicitações de acesso entre o 13º e o 18º mês a partir da publicação da lei, as novas regras entrariam em vigor a partir de 2031 (BRASIL, 2022a).

3.4.2 Principais Mudanças Regulatórias da Geração Distribuída com o Novo Marco Legal

Nesse sentido, as principais mudanças foram a determinação da cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) dos prosumidores e a dinâmica de pagamento do custo de disponibilidade, conhecido popularmente como “taxa mínima” (AMARAL et al., 2024). Eles serão explorados nos tópicos a seguir.

Adicionalmente, como uma das principais mudanças, pode-se citar a maior segurança jurídica que a lei traz ao mercado, pois é hierarquicamente superior a uma resolução normativa, uma vez que impede mudanças significativas na regulação (GREENER, 2023a).

3.4.2.1 Compensação TUSD Fio B

Antes da promulgação da Lei 14.300, a compensação de energia por geração distribuída seguia um modelo arbitrário e variado, dependendo das políticas adotadas pelas concessionárias de energia. Existiam dois principais modelos de compensação: o de compensação total e o de compensação variável.

No modelo de compensação total, 1 kWh gerado equivale a 1 kWh consumido, simplificando a relação sem considerar a incidência de ICMS. Já no modelo de compensação variável, 1 kWh gerado correspondia a uma fração de 1 kWh consumido, podendo resultar em uma relação mais complexa e menos favorável para o consumidor de energia gerada (OLIVEIRA, 2022).

Com a entrada em vigor da Lei 14.300, a partir de 7 de janeiro de 2023, ocorreram mudanças significativas no sistema de compensação de energia por geração distribuída. A principal alteração foi a introdução do sistema de compensação parcial. Agora, além da produção de energia, os consumidores que geram sua própria eletricidade também precisam pagar a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B). Essa tarifa, em média, representa cerca de 30% do total da tarifa (GREENER, 2024).

No tópico 3.4.3 será detalhado a representação de cada componente na tarifa brasileira para melhor compreensão sobre os benefícios que a geração própria proporciona ao prosumidor.

Portanto, após a Lei 14.300, a compensação de energia por geração distribuída não é mais total. A quantidade de energia gerada que pode ser compensada varia conforme as tarifas escalonadas estabelecidas na legislação, que serão:

- 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- A regra disposta desta Lei a partir de 2029.

Esse escalonamento na cobrança da TUSD Fio B possui papel relevante na compensação dos créditos da unidade geradora, podendo influenciar no tempo estimado de retorno do investimento.

3.4.2.2 Custos de Disponibilidade

Segundo a Câmara dos Deputados, o custo de disponibilidade é a taxa mínima cobrada pelas concessionárias aos consumidores por manter sua infraestrutura e os serviços de eletricidade até a residência desses. O valor cobrado leva em consideração o tipo de instalação, podendo ser ele: monofásico, bifásico ou trifásico. Os valores cobrados são referentes a 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh, respectivamente para cada um dos tipos de instalação (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2022).

Na Resolução Normativa 482/2012 (REN 482), para os consumidores enquadrados no Grupo B (Unidades Consumidoras de Baixa Tensão), o custo de disponibilidade era o custo mínimo que o consumidor deveria pagar à concessionária, independentemente se houvesse geração própria total ou não. Convencionalmente, passou-se a considerar que a cobrança ocorria em “duplicidade” nessa regra, pois, mesmo se houvesse geração total da quantidade de energia consumida, ainda assim ocorria a cobrança pelo custo de disponibilidade, não gerando créditos daquilo. Com a Lei 14.300, ficou determinada a seguinte condição: caso o consumo da rede seja maior que o valor de referência, será cobrado o consumo. Se o valor for menor que o custo de disponibilidade, o valor cobrado será esse último.

Em resumo, as principais mudanças entre as regras até então vigentes e as propostas pela lei 14.300 foram simplificadas por meio da tabela 10.

Tabela 10 - Resumo das principais mudanças para unidades consumidoras de baixa tensão (Grupo B)

(Continua)

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022
Potência Instalada	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW	Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis ⁴ e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis ⁵ .
Valor da compensação	Compensação considerando todas as componentes da tarifa de eletricidade	Compensação considerando todas as componentes, exceto a TUSD Fio B de maneira gradativa, iniciando em 15% no ano de 2023 até 90% em 2028

⁴ Fonte despachável: fontes de energia elétrica com capacidade de controle para atender a demanda em determinados períodos.

⁵ Fonte não despachável: fontes de energia elétrica na qual não é possível haver o controle de sua geração, sendo considerado uma geração intermitente dada sua dependência por fatores externos.

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022
Custo de disponibilidade	<p>Para o Grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência:</p> <p>Ligação Monofásica: 30 kWh Ligação Bifásica: 50 kWh Ligação Trifásica: 100 kWh</p>	<p>O custo de disponibilidade continua com os valores mínimos de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação. Para projetos com direito adquirido (GD I):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se o consumo medido for maior do que o valor de referência, a compensação ocorre somente até o valor de referência que é cobrado na conta. • Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. <p>Para projetos na regra de transição (GD II):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se a compensação do Fio B for maior que o valor de referência, é pago o valor referente ao Fio B. • Se a compensação do Fio B for menor que o valor de referência, é pago o valor de referência. <p>Exceção: o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores de até 1,2 kW com compensação no mesmo local da geração deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes.</p>

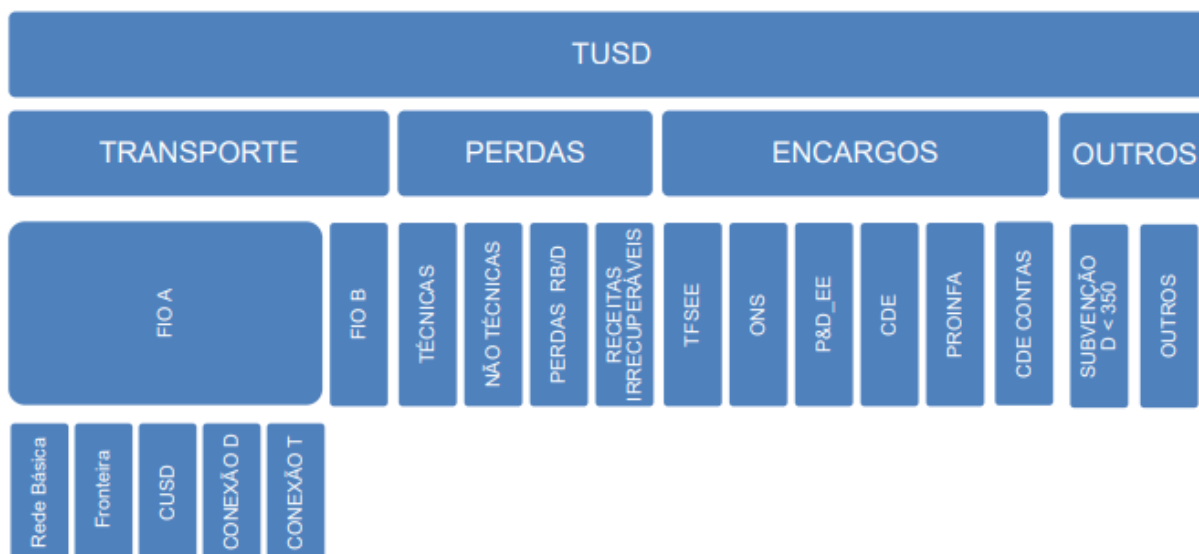
Fonte: Adaptado de Grenner, 2023a

3.4.3 Estrutura Tarifaria Brasileira

A estrutura tarifária brasileira pode ser definida como um conjunto de tarifas que se destinam a custear todos os serviços importantes que interagem entre si para que seja possível disponibilizar a energia elétrica ao consumidor. De modo resumido, a estrutura abrange todos os segmentos do negócio: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é quem determina as normas e diretrizes que respaldam a estrutura da tarifa das concessionárias.

O modelo de faturamento da energia elétrica, ou seja, a tarifa de fornecimento, é dividida em duas: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e tarifa de energia (TE). Cada uma dessas tarifas é decomposta em funções de custos, que são: Encargos, Energia comprada para revenda, Transporte e Perdas. A soma das funções de custos determina o valor de cada tarifa. As figuras 7 e 8 exemplificam os componentes tarifários da TUSD e TE, respectivamente.

Figura 7 - Componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição



Fonte: ANEEL, 2023

A função de custo de Transporte da TUSD é composta pelos custos do Fio A e Fio B, cujas definições são:

- TUSD Fio A – relativo a custo de utilização de propriedade de terceiros. Os custos são devido a manutenção e operação das linhas de transmissão
- TUSD Fio B – relativo a custo de utilização de estrutura própria da distribuidora. É um custo relativo à distribuidora

A parcela referente a Perdas inclui os custos com perdas técnicas do sistema (perdas durante a transmissão, por exemplo), não técnicas (furtos e fraudes), perdas da rede básica e receitas irre recuperáveis.

A função de Encargos visa recuperar os custos com os encargos e subsídios do setor elétrico. Dentre eles, pode-se citar: Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (CDE CONTAS).

Por fim, a parcela ‘Outros’ inclui a subvenção paga aquelas distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 350 GWh.

Figura 8 - Componentes tarifários da Tarifa de Energia



Fonte: ANEEL, 2023

A função de custo Energia refere-se aos custos de compra de energia para revenda ao consumidor.

A parcela de Transporte da TE é composta pelos custos de transporte de Itaipu e a rede básica de Itaipu.

A componente de Perdas inclui os custos com perdas na rede básica.

A função de Encargos visa recuperar os custos com os encargos e subsídios do setor elétrico. Dentre eles, pode-se citar: Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH), Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (CDE CONTAS), Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras (CDE ELET) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD).

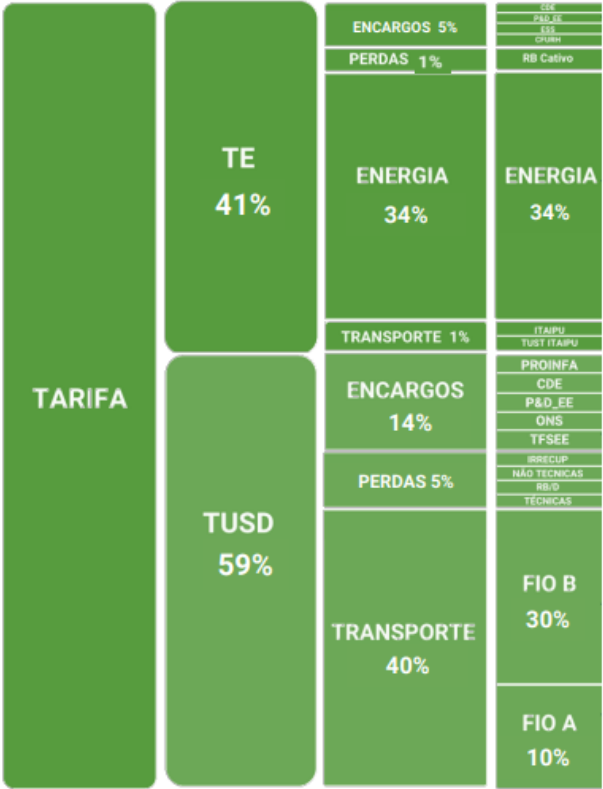
Por último, a parcela ‘Outros’ inclui a subvenção paga aquelas distribuidoras com mercado próprio anual inferior a 350 GWh.

As tarifas de energia são calculadas de acordo com o perfil de consumidor. Esse perfil é caracterizado pelo nível de tensão no qual é atendido, podendo ser de alta ou baixa tensão, e pela classe de consumo: residencial, comercial, industrial, rural, poder público e etc.

Tomando como referência o perfil de baixa tensão da classe residencial, a TE e a TUSD representam, respectivamente, 41% e 59% da tarifa de energia, sendo que os principais custos são devido a compra de energia, (34%), Fio B (30%) e os encargos (19%). A figura 9

exemplifica os componentes e a representação de cada função custo no total da tarifa de energia da classe residencial.

Figura 9 - Componente tarifária e representação média na tarifa de energia da classe residencial



Fonte: Adaptado de Grenner, 2024

3.4.3.1 Tarifa por Concessionária

Conforme apontado no tópico 3.4, a principal motivação para a instalação de projetos fotovoltaicos é a redução dos valores gastos com a conta de energia elétrica. Quanto maior a tarifa cobrada, maior a despesa com a fatura de energia, e consequentemente, maior é a economia que os projetos de MMGD são capazes de trazer ao consumidor.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica variam significativamente entre as diferentes concessionárias e regiões. Apesar das tarifas serem reguladas pela ANEEL, existem diversos fatores que podem impactar o valor final das tarifas, como custos com a infraestrutura, custo operacional e condições econômicas locais, implicando em tarifas divergentes entre as distribuidoras.

Para esse trabalho, além da tarifa por distribuidora, também é de grande importância o levantamento da representatividade do Fio B da TUSD nessa tarifa, visto que, pela Lei 14.300, é o fator que não será compensado pela geração distribuída. Nesse sentido, a tabela 11 considera as principais distribuidoras em termos de unidade consumidoras atendidas, assim como a

composição da sua tarifa convencional e a respectiva representação da TUSD fio B no total da tarifa.

Tabela 11 - Tarifa convencional e representatividade do Fio B da TUSD por distribuidora

UF	Distribuidora	Número de Ucs	Tarifa convencional	TE	TUSD	TUSD Fio B
PA	EQUATORIAL PA	2.364.639	0,9351	0,2910	0,6442	41,3%
RJ	ENEL RJ	2.766.570	0,9129	0,2932	0,6197	37,3%
MS	Energisa MS	1.146.357	0,8702	0,3305	0,5397	36,3%
AL	EQUATORIAL AL	1.119.021	0,8629	0,3072	0,5557	34,6%
AM	Amazonas Energia	1.065.509	0,8572	0,3871	0,4701	20,2%
PI	EQUATORIAL PI	1.304.073	0,8537	0,2849	0,5688	39,7%
MT	Energisa MT	1.557.764	0,8474	0,3582	0,4893	35,5%
RJ	LIGHT	4.490.356	0,8417	0,3644	0,4773	23,4%
AC	Energisa AC	313.752	0,8282	0,2911	0,5371	42,6%
TO	Energisa TO	643.502	0,8230	0,2647	0,5583	46,9%
BA	Neoenergia Coelba	6.359.992	0,8207	0,2931	0,5276	39,2%
MG	CEMIG-D	9.835.494	0,7997	0,3135	0,4862	31,0%
DF	Neoenergia Brasília	1.113.922	0,7662	0,4129	0,3533	15,6%
SP	Neoenergia Elektro	2.771.904	0,7538	0,3099	0,4439	26,6%
PE	Neoenergia Pernambuco	4.037.670	0,7443	0,3338	0,4105	30,3%
RN	Neoenergia Cosern	1.584.315	0,7441	0,3333	0,4109	33,1%
CE	ENEL CE	3.669.240	0,7222	0,2729	0,4493	37,5%
AP	CEA Equatorial	222.982	0,7217	0,2245	0,4972	38,9%
RS	RGE	3.000.526	0,7200	0,2848	0,4352	29,0%
MA	Equatorial MA	2.365.546	0,7188	0,2612	0,4576	37,1%
GO	ENEL GO	3.130.138	0,7106	0,2823	0,4283	36,7%
RO	Energisa RO	831.107	0,7094	0,2399	0,4695	40,8%
SP	CPFL PAULISTA	4.669.674	0,7023	0,3280	0,3744	26,8%
SP	EDP SP	1.963.350	0,6979	0,2997	0,3983	26,8%
ES	EDP ES	1.634.590	0,6845	0,3010	0,3835	27,5%
SP	CPFL PIRATININGA	1.822.183	0,6774	0,3399	0,3375	27,7%
SE	Energisa SE	815.827	0,6659	0,2768	0,3891	37,6%
RR	RORAIMA ENERGIA	175.609	0,6606	0,3202	0,3404	27,8%
RS	CEEE Equatorial	1.754.348	0,6431	0,2786	0,3645	25,6%
SP	ENEL SP	8.234.376	0,6362	0,2631	0,3732	32,2%
PR	COPEL-DIS	5.224.635	0,6300	0,2902	0,3398	24,3%
PB	Energisa PB	1.478.641	0,6022	0,2362	0,3659	35,3%
SC	CELESC-DIS	3.041.851	0,5930	0,2926	0,3004	20,8%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Mapa das Distribuidoras (ANEEL, 2024b)

3.4.3.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

O sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), também conhecido pelo termo “Net Metering” em inglês, é o nome dado ao mecanismo de injeção de energia elétrica ativa na rede elétrica quando existe um excedente no momento de geração. Essa injeção ocorre de maneira gratuita a título de empréstimos, gerando créditos de energia, o qual, posteriormente, poderá ser utilizado para abater o consumo da rede daquela unidade consumidora.

Tendo como referência a Lei 14.300, o SCEE incide de acordo com a modalidade de transição da geração distribuída. A tabela 12 resume as compensações por modalidade.

Tabela 12 - Sistema de compensação de energia elétrica nas modalidades de geração distribuída

Modalidade	Lei 14.300/2022
GD I	Compensação considerando todas as componentes tarifárias.
GD II	Compensação considerando todas as componentes, exceto a TUSD Fio B de maneira gradativa, iniciando em 15% no ano de 2023 até 90% em 2028.
GD III	Compensação de todas as componentes tarifárias, exceto TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TUSD P&D_EE e TUSD TFSEE.

Fonte: Adaptado de Grenner, 2023a

Os percentuais aptos a compensação em 2024 pelas modalidades GD I, GD II e GD III são, respectivamente, 100%, 91% e 86%. Ressalta-se que tais percentuais não são fixos e, portanto, a cada ano deverão ocorrer mudanças nos valores compensados e não compensados de acordo com as regras e regulamentações vigentes. Em 2028, por exemplo, estima-se que os valores não compensados deverão ser de 27% na GD II e 32% na GD III.

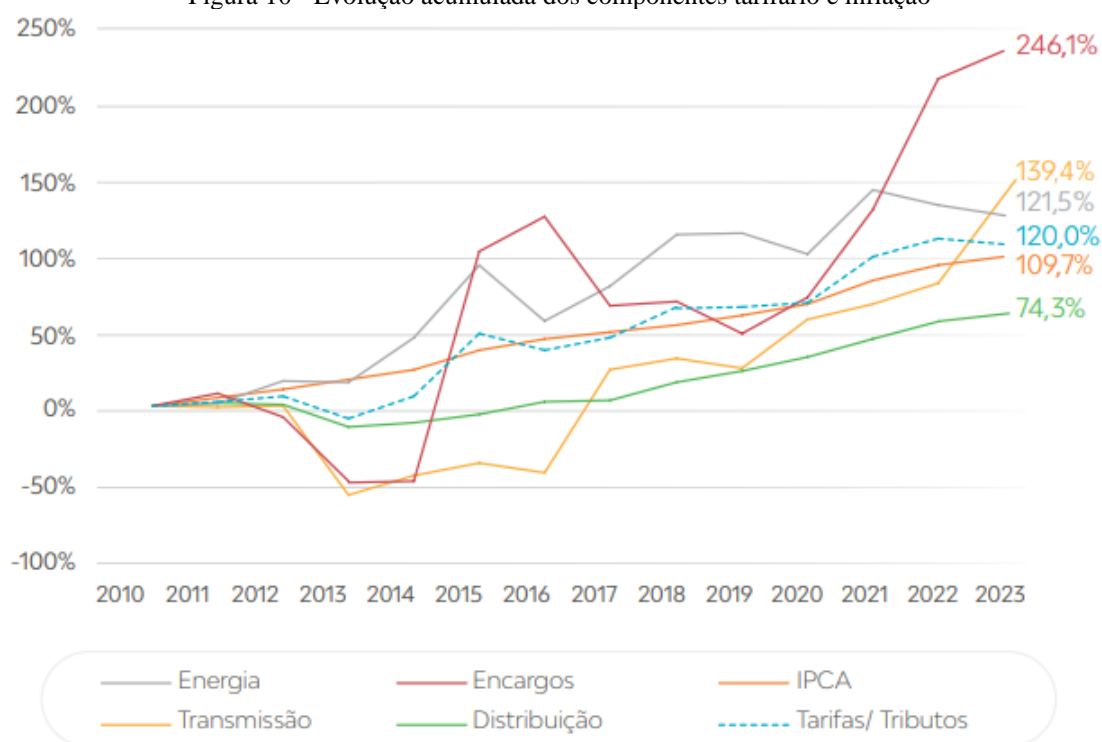
3.4.4 Encargos e Subsídios

De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), as contas de energia são compostas pela energia efetivamente consumida, encargos e tributos. No contexto do setor elétrico, destaca-se os encargos setoriais, que são incentivos governamentais cujos valores arrecadados objetivam a viabilização de implantação de políticas públicas (ABRADEE, 2023b).

Os subsídios, que compõe os encargos setoriais, originam-se através das regulamentações do mercado de geração distribuída e são meios de estimular o desenvolvimento do mercado.

Segundo o Relatório de Sustentabilidade do Segmento de Distribuição 2023 da ABRADEE, dos componentes tarifários, os encargos foram aqueles que tiveram os maiores aumentos acumulados desde 2010, somando 246,1% até 2023 conforme pode ser visto na figura 10.

Figura 10 - Evolução acumulada dos componentes tarifário e inflação



Fonte: Relatório de Sustentabilidade do Segmento de Distribuição 2023 (ABRADEE, 2023b)

Nos próximos tópicos serão abordados o principal encargo setorial, chamado de “Conta de Desenvolvimento Energético”, e o impacto causado pelo aumento significativo dos encargos e subsídios no setor.

3.4.4.1 Conta de Desenvolvimento Energético

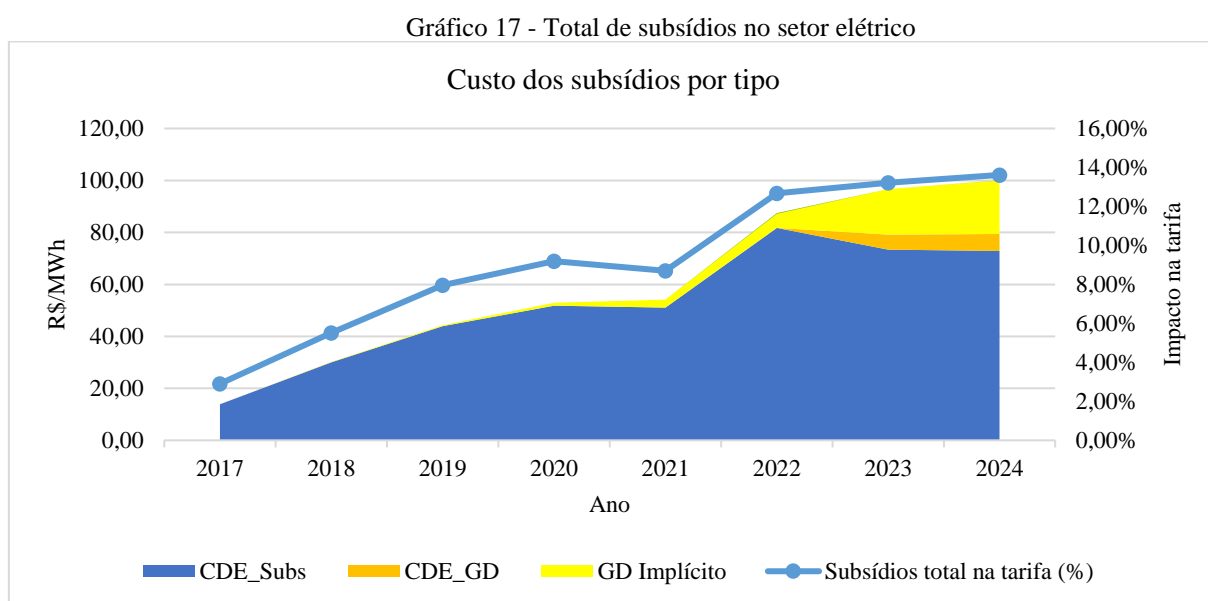
A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é um fundo setorial criado em 2002 através da Lei 10.438 e é administrado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Inicialmente, o fundo objetivava o desenvolvimento energético dos diferentes estados, atendimento a demanda sociais como universalização dos serviços de energia elétrica, garantir subsídios para consumidores de baixa renda, promover a competitividade de fontes renováveis e não renováveis na geração elétrica, fornecimento de recursos compensatórios devido a descontos nos serviços de distribuição e subsidiar os custos de geração em área não integradas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (CCEE, 2023).

Para 2024, o orçamento anual aprovado foi de R\$ 37,52 bilhões (CCEE, 2023). Dentre as previsões para saída de recursos, destaca-se:

- Fonte incentivadas: incentivos financeiros dados a geradores e consumidores de pequenas centrais que utilizam recursos renováveis

- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): subsidia o custo de geração de energia elétrica em sistemas isolados, não conectados ao SIN (Sistema Interligado Nacional)
- Geração Distribuída: perdas ou despesas geradas às distribuidoras pelos subsídios dados aos consumidores que possuem geração própria de energia
- Tarifa social: subsídios para consumidores de baixa renda

O valor total devido aos subsídios do setor e que integra as tarifas de energia elétrica é mostrado no gráfico 17.



O agrupamento GD implícito refere-se a perda de receita e/ou custo gerado as distribuidoras pelos benefícios tarifários concedidos aos consumidores que possuem sistema de geração de energia. Esse benefício é internalizado no processo de construção e revisão da tarifa de energia e por esse motivo é considerado como implícito. Essa parcela corresponde aos custos das unidades consumidoras que conectaram os sistemas até o dia 07/01/2023.

A parcela do CDE_GD corresponde ao benefício tarifário das unidades consumidoras conectadas após o dia 07/01/2023, visto as novas regras de faturamento estipuladas pela Lei 14.300.

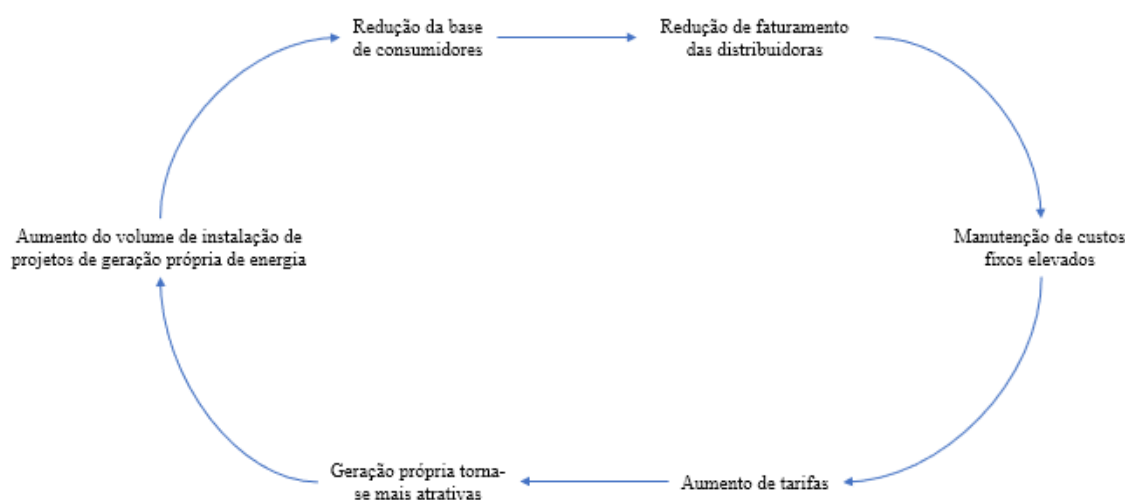
Os demais subsídios são agrupados na categoria CDE_Sub, dos quais pode-se citar Água-esgoto-saneamento, Carvão e Óleo Combustível, CCC, Distribuidora Pequeno Porte, Fonte Incentivada, Irrigação e Aquicultura, Rural, Tarifa Social e Universalização.

Em 2023, a geração distribuidora representou 24% de todo o subsídio do fundo CDE. Por sua vez, os benefícios tarifários em sua totalidade representaram 13,21% do total da fatura de energia elétrica (ANEEL, 2024d).

3.4.4.2 Espiral da Morte das Distribuidoras

Dada a evolução apresentada pelo segmento de geração distribuída, sobretudo pós 2012, fruto de um ambiente que incentivava esse desenvolvimento por meio de benefícios regulados, como o da paridade tarifária definido pelo Sistema de Compensação de Energia Elétrica através da REN 482, foi identificada a necessidade de limitar o que os autores do artigo “Nova Regulamentação para Geração Distribuída” (CASTRO; BRANDÃO; OLIVEIRA, 2019) denominam de subsídio cruzado, que é a transferência dos custos de infraestrutura da rede elétrica aos consumidores que não dispõem do sistema fotovoltaico dada a isenção vigente para aqueles que possuíam. Segundo os autores, o montante gerado pelo subsídio cruzado poderia alcançar entre R\$ 11 bilhões e R\$ 13 bilhões em 2025. Tal condição implicaria em custos cada vez maiores as distribuidoras que, por sua vez, repassariam aos clientes sem isenção, o que poderia gerar o incentivo de mais instalações de MMGD devido aos custos elevados da rede, acarretando no paradoxo da “espiral da morte” dado o acúmulo de repasse de custos a um público cada vez menor (FERREIRA, 2022a). Nesse sentido, por estar em momento de maior solidez e com nível de maturidade acima do que se previa, a Lei 14.300 trouxe mudanças no sistema de compensação que reduzem gradativamente os incentivos dados ao segmento (Portal Solar, 2023).

Figura 11 - Espiral da morte das distribuidoras



Fonte: Elaborado pelo autor com base em CASTRO; CÂMARA; MOSZKOWICZ., 2021

3.4.5 Consumo de Energia

Com base nos dados públicos de Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas) da EPE, o crescimento de consumo de energia elétrica entre 2004 e 2023 foi de 60%, o que representa um crescimento médio de 2,51% a.a. As classes apresentaram aumentos diferentes entre si. A tabela 13 reflete o crescimento das diferentes classes e do total do setor ao longo desse período.

Tabela 13 - Histórico do consumo de energia por classe

Ano	Total	Residencial	Industrial	Comercial	Outros
2004	331,9	78,5	156,3	49,7	47,4
2005	345,3	82,6	159,7	53,0	50,0
2006	356,1	85,8	163,2	55,4	51,8
2007	377,0	89,9	174,4	58,6	54,1
2008	388,5	94,7	175,8	61,8	56,1
2009	384,3	100,8	161,8	65,3	56,5
2010	415,7	107,2	179,5	69,2	59,8
2011	433,0	112,0	183,6	73,5	64,0
2012	448,1	117,6	183,4	79,2	67,8
2013	463,1	124,9	184,7	83,7	69,8
2014	474,8	132,3	179,1	89,8	73,6
2015	466,0	131,2	169,6	90,8	74,5
2016	462,1	132,9	165,7	87,9	75,7
2017	467,5	134,4	167,8	88,3	77,1
2018	476,0	137,7	170,1	88,7	79,5
2019	482,6	142,4	167,8	92,1	80,3
2020	476,7	148,2	166,5	82,5	79,4
2021	502,6	151,3	182,2	87,8	81,3
2022	509,4	152,8	184,5	92,5	79,6
2023	531,9	164,7	188,5	97,9	80,7
CAGR	60%	110%	21%	97%	70%
CAGR a.a	2,51%	3,98%	0,99%	3,63%	2,84%

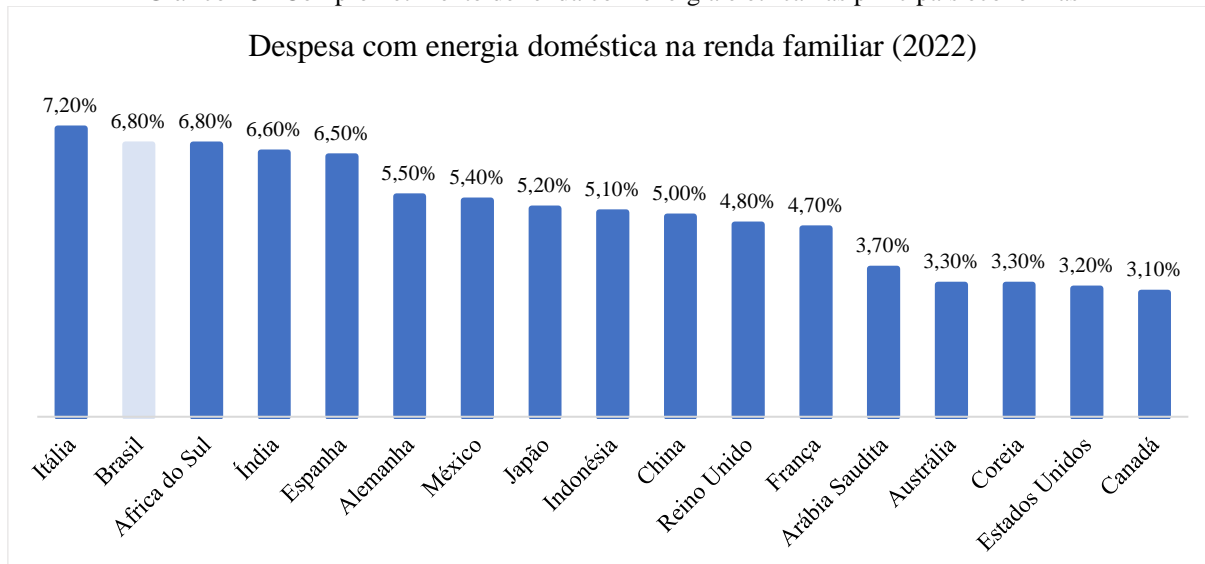
Fonte: Elaborado pelo autor com base em Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas) (EPE, 2024a)

3.4.5.1 Comprometimento do Orçamento com Energia

Segundo o International Energy Agency (IEA), em 2022, o Brasil possuía um dos maiores comprometimentos de renda entre as principais economias do mundo. Em média, as famílias brasileiras comprometem 6,8% do orçamento apenas com energia elétrica (IEA, 2023). Diante desse cenário, os sistemas fotovoltaicos emergem como potenciais soluções para uma

redução da representatividade do custo de energia nas despesas domésticas. O gráfico 18 elenca as principais economias e a despesa com energia doméstica na renda familiar.

Gráfico 18 - Comprometimento de renda com energia elétrica nas principais economias

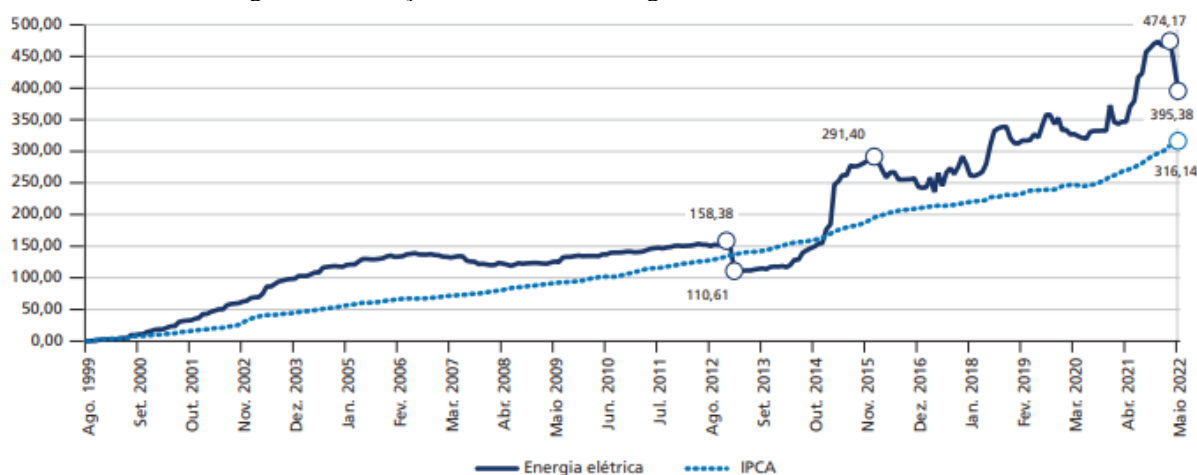


Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados do IEA, 2023

3.4.5.2 Histórico da Evolução da Tarifa de Energia Elétrica

Segundo Fioravante (2022), de agosto de 1999 a maio de 2022, o preço da energia elétrica no sistema nacional apresentou uma variação percentual acumulada de 395,38%. Esse valor supera a variação do IPCA acumulado dentro desse período, assim como performa acima dos índices gerais de inflação ampla na maioria do período analisado, como pode ser visto na figura 12.

Figura 12 - Inflação acumulada da energia elétrica vs IPCA Acumulado

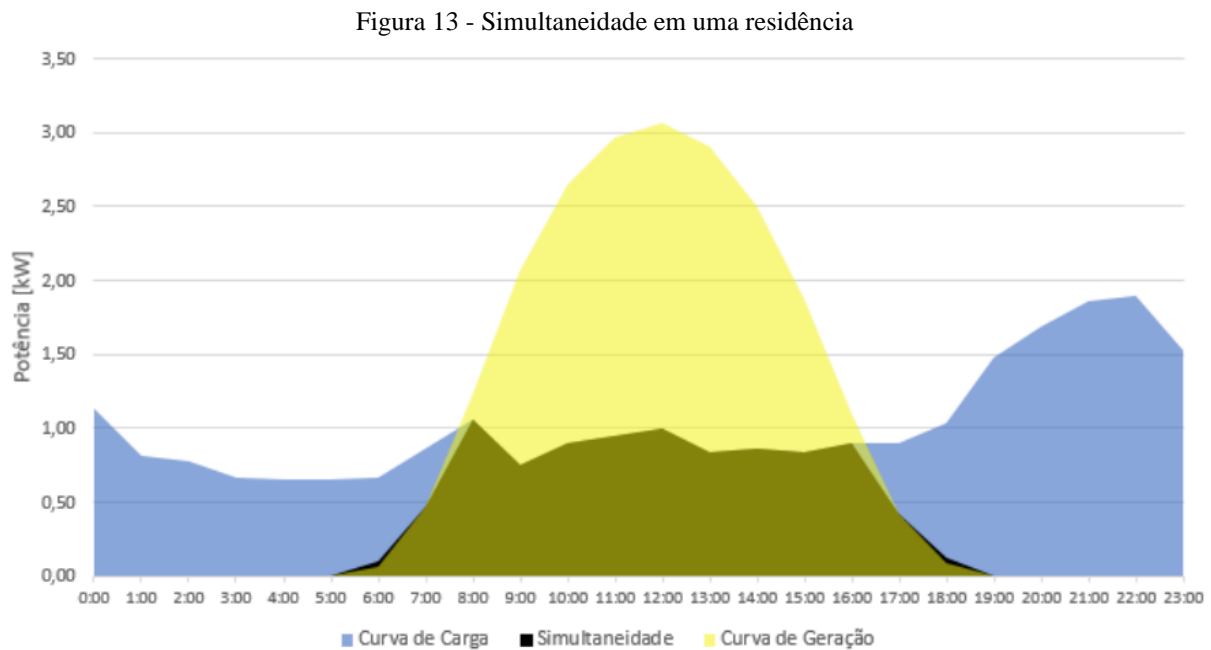


Fonte: FIORAVANTE, 2022

Anualizando o crescimento observado nesse período, estima-se um crescimento médio de 7,29% a.a. dos preços da energia.

3.4.6 Simultaneidade

Em sistemas fotovoltaicos, a quantidade de energia consumida e a gerada normalmente não ocorrem no mesmo instante de tempo, ou seja, não existe 100% de simultaneidade entre a energia gerada e a consumida, o que acarreta um excedente. Aquilo que não é consumido é transferido para a rede da distribuidora para não sobrecarregar a instalação elétrica residencial. A figura 13 exemplifica o perfil de consumo de uma residência ao longo de um dia, assim como a energia gerada pelo sistema fotovoltaico. A simultaneidade é a interseção entre ambas as curvas. As áreas azul e amarela tem o mesmo valor.



Fonte: Adaptado de NOGUEIRA, L. P. (2021)

Desse modo, a razão entre a energia gerada e aquela consumida é o que se chama de simultaneidade (NOGUEIRA, L. P., 2021). A equação a seguinte exemplifica a relação:

$$F_{Simultaneidade} = \frac{E_{Consumida}}{E_{Gerada}} * 100\% \quad (5)$$

Onde:

- $F_{Simultaneidade}$ = Fator de simultaneidade
- $E_{Consumida}$ = Energia consumida
- E_{Gerada} = Energia gerada

Segundo a EPE, na modalidade de autoconsumo local, estima-se que o percentual de simultaneidade em residências seja de 40%, sendo os outros 60% injetados na rede. Em caso de autoconsumo remoto, estima-se um percentual de 20%. A tabela 14 resume os percentuais estimados pela EPE para os segmentos residenciais e comerciais por diferença de tensão e modalidade de consumo.

Tabela 14 - Simultaneidade média por segmento de geração

Segmento	Fotovoltaica
Comercial_at	80%
Comercial_at_remoto	0%
Comercial_bt	50%
Residencial	40%
Residencial_remoto	20%

Fonte: Adaptado de EPE, 2023

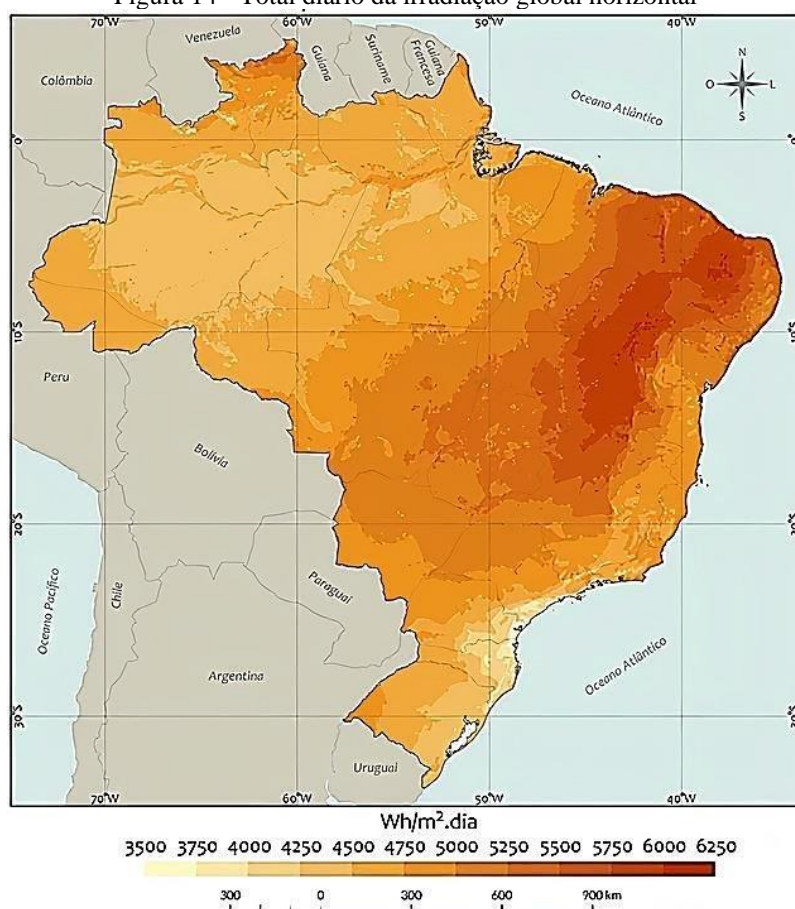
3.4.7 Localização geográfica

A localização geográfica pode ser um fator relevante na viabilidade de projetos fotovoltaicos se considerados aspectos como irradiação solar e poder de decisão das unidades federativas na determinação do ICMS que é cobrado dos prosumidores. Por esse motivo, nesse tópico serão abordados esses dois aspectos.

3.4.7.1 Irradiação Solar

A irradiação solar é um dos principais fatores que influencia a quantidade de energia produzida por um painel solar. Quanto maior a irradiação solar, maior é a quantidade de energia gerada. Dos diferentes tipos de irradiação, aquela de maior interesse na geração de energia elétrica por fonte fotovoltaica é a irradiação global horizontal, que quantifica a irradiação recebida por uma superfície plana (MIG, 2012). No Brasil, segundo o relatório Atlas Brasileiro de Energia Solar publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), a irradiação varia de 3500 a 6250 Wh/m².dia em média durante o ano. A figura 14 apresenta a oscilação em território nacional.

Figura 14 - Total diário da irradiação global horizontal



Fonte: INPE, 2017a

É possível observar que os maiores valores se encontram no Nordeste do país, enquanto os menores se concentram na região Sul. Mesmo com os menores valores sendo observados no Sul, essa irradiação ainda é maior que a região mais ensolarada da Alemanha, o que evidencia as condições naturais positivas que o Brasil apresenta para a geração por fonte fotovoltaica (INPE, 2017). A tabela 15 resume os valores de irradiação global horizontal por unidade federativa tornando mais clara as distinções entre as regiões do país.

Tabela 15 - Irradiação global horizontal média por UF

UF	Estado	GHI Média (Wh/m².dia)
AC	Acre	4.602
AL	Alagoas	5.327
AM	Amazonas	4.493
AP	Amapá	4.705
BA	Bahia	5.245
CE	Ceará	5.665
DF	Distrito Federal	5.252
ES	Espírito Santo	4.821
GO	Goiás	5.298
MA	Maranhão	5.201
MG	Minas Gerais	4.999
MS	Mato Grosso do Sul	4.992
MT	Mato Grosso	5.026
PA	Pará	4.806
PB	Paraíba	5.649
PE	Pernambuco	5.427
PI	Piauí	5.717
PR	Paraná	4.747
RJ	Rio de Janeiro	4.719
RN	Rio Grande do Norte	5.742
RO	Rondônia	4.603
RR	Roraima	4.899
RS	Rio Grande do Sul	4.503
SC	Santa Catarina	4.305
SE	Sergipe	5.316
SP	São Paulo	4.916
TO	Tocantins	5.213

Fonte: Elaborado pelo autor com base em INPE, 2017b

3.4.7.2 ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) é um imposto estadual que incide sobre a circulação de mercadorias, prestações de serviços de transportes interestaduais ou intermunicipais, de comunicações, energia elétrica, assim como de mercadorias importadas e serviços prestados no exterior. A aplicação do ICMS é uma decisão de competência dos estados federativos do Brasil, os quais definem os percentuais que serão cobrados por meio desse imposto, desde que respeitado os órgãos legislativos superiores (COFIMT).

O entendimento da cobrança de tal imposto, assim como os respectivos valores, é dinâmico, sofrendo alterações de tempos em tempos. Até o momento da execução desse

trabalho e, no que tange a cobrança sobre a energia elétrica, a última atualização a nível nacional foi respaldada pela Lei Complementar 194/2022, que trata tal recurso como essencial e indispensável e, por isso, passível da aplicação do imposto pelo piso da alíquota (Brasil, 2022b). A tabela 16 contém as alíquotas aplicadas para consumos acima de 300kWh.

Tabela 16 - Alíquota de ICMS em energia elétrica por UF

UF	Estado	ICMS
AC	Acre	19,00%
AL	Alagoas	20,00%
AM	Amazonas	20,00%
AP	Amapá	18,00%
BA	Bahia	20,50%
CE	Ceará	20,00%
DF	Distrito Federal	20,00%
ES	Espírito Santo	17,00%
GO	Goiás	17,00%
MA	Maranhão	20,00%
MG	Minas Gerais	18,00%
MS	Mato Grosso do Sul	17,00%
MT	Mato Grosso	17,00%
PA	Pará	19,00%
PB	Paraíba	20,00%
PE	Pernambuco	20,50%
PI	Piauí	27,00%
PR	Paraná	19,00%
RJ	Rio de Janeiro	22,00%
RN	Rio Grande do Norte	18,00%
RO	Rondônia	19,50%
RR	Roraima	20,00%
RS	Rio Grande do Sul	17,00%
SC	Santa Catarina	17,00%
SE	Sergipe	19,00%
SP	São Paulo	18,00%
TO	Tocantins	20,00%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Tax Group, 2024

Vale ressaltar que, apesar da determinação apontada pela Lei Complementar 194/2022, que impõe a aplicação do imposto pelo piso da alíquota, entre 18% e 20%, alguns estados apresentam valores superiores a esse, como é o caso do PI, BA, PE e RJ. Não foram encontrados subsídios técnicos com base em fontes governamentais que ajudassem a esclarecer as cobranças acima dos patamares indicados, sobretudo para o PI.

A cobrança do ICMS sobre a fatura de energia elétrica ocorre por intermédio da distribuidora, que são responsáveis por recolher os valores e repassá-los ao estado. Dado que se trata de um imposto de competência estadual, as cobranças respeitam as particularidades existentes em cada localidade. Dessa forma, não há um padrão no valor cobrado nas operações, seja em termos de classe (residencial, rural, comercial, industrial e autarquias), subgrupo (A ou B) ou faixa de consumo. A tabela 17 ilustra as diferenças das alíquotas cobradas para o segmento residencial em território nacional.

Tabela 17 - Cobrança de ICMS

Distribuidora	Classes	Faixa de consumo (kWh)	Alíquota de ICMS
CPFL Energia SP	Residencial	0 a 90	Isento
		91 a 200	12%
		Acima de 200	18%
Light	Residencial	Até 50	Isento
		51 a 300	18%
		Acima de 301	18% + FECF de 4%
Equatorial PA	Residencial - Monofásico	Até 100	Isento
		101 a 150	15%
		Acima de 151	19%
	Residencial - Demais fases	Até 100	19%
		101 a 150	19%
		Acima de 151	19%

Fonte: Elaborado pelo autor com base em CPFL Energia SP, Light e Equatorial PA, 2024

No contexto da MMGD fotovoltaica, o ICMS é um fator relevante na viabilidade dos projetos, dado sua influência no custo de oportunidade. Localidades que possuem um alto percentual de ICMS sobre a energia apresentam retornos potenciais maiores, uma vez que os projetos proporcionariam uma economia superior nessa circunstância se comparado com aquelas cujo ICMS é menor sobre as faturas de energia elétrica. Em 2015, houve a publicação do Convênio do ICMS n.º 15/16 pelo CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária), órgão colegiado formado pelas Fazendas dos Estados e Ministro da Fazenda para discussão e deliberação de concessões ou suspensão de isenções que envolvem a aplicação do ICMS, que passou a autorizar a concessão de isenção de ICMS sobre toda energia injetada pela unidade consumidora na rede da distribuidora e que, posteriormente, poderá ser objeto de compensação (CONFAZ, 2015).

Entretanto, na atualização do tema em 2024, existe o entendimento por parte do poder judiciário brasileiro que o componente tarifário TUSD deverá constituir a base de cálculo para a incidência do ICMS, ficando, assim, apenas a componente TE isenta do ICMS para o caso de

prossumidores. Neste trabalho, será considerado como decisão vigente essa última atualização sobre o tema, no qual apenas a TE é isenta de ICMS para os consumidores enquadrados na SCEE (STJ, 2024).

3.4.7.3 Pis e Cofins

O PIS (Programa de Incentivo Social) e a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) são contribuições sociais que visam custear seguridade social e auxílios trabalhistas e são destinadas as empresas que atuam no Brasil (exceto micro e pequenas empresas atuantes no Simples Nacional). No contexto elétrico, tais tributos são aplicados sobre o faturamento das distribuidoras, as quais, repassam o custo ao consumidor.

Dentro do contexto da cobrança dos tributos e considerando os benefícios financeiros decorrentes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), foi sancionada a lei 13.169 em outubro de 2015 que determinou a isenção da cobrança do PIS e Cofins das operações de compensação de energia elétrica, não havendo alíquota aplicada sobre a energia injetada e posteriormente consumida pelo prossumidor (BRASIL, 2015b).

Adicionalmente, a Lei nº 14.300/2022 permitiu aos projetos de minigeração distribuída o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) almejando a suspensão da cobrança dos tributos PIS e Cofins nas aquisições de ativos para a construção das usinas, o que impacta positivamente o investimento das operações.

Atualmente, as alíquotas de PIS e COFINS são apuradas de acordo com o regime não cumulativo nas operações das distribuidoras, sendo praticados os percentuais de 1,65% e 7,6%, respectivamente (ANEEL, 2005).

3.4.8 Investimento

Para se estimar o valor do investimento em um sistema fotovoltaico, considerou-se o estudo ‘Estudo Estratégico 2024 - Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico’ da Greener (GREENER, 2024), em que são levantados os valores unitários por Wp para estimar o preço do kit fotovoltaico (Módulos FV + Inversor + Sistema de Montagem + Sistema de Cabeamento + Sistema de Proteção) e do serviço de integração, sendo esses dois os principais componentes de um sistema fotovoltaico. Tais valores resumem os preços praticados no mercado nacional para os sistemas residenciais (até 4kWp).

A tabela 18 contém o histórico de preços que os sistemas e seus componentes apresentaram desde junho de 2016:

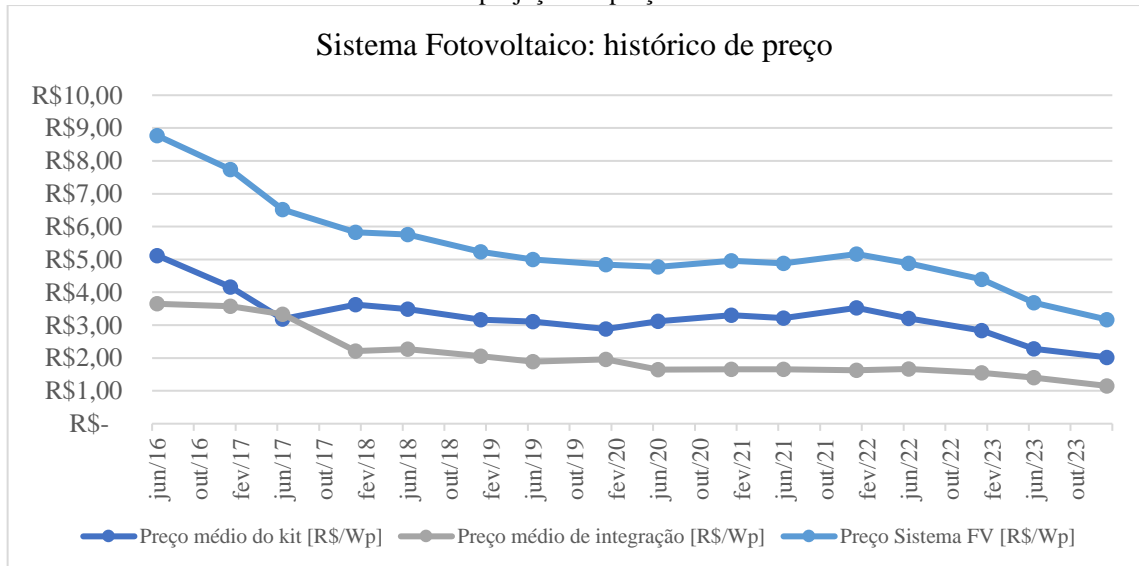
Tabela 18 - Histórico de preços de sistemas fotovoltaicos para sistemas residenciais

MêsAno	Preço médio do kit	Preço médio de integração	Preço Sistema FV
jun/16	R\$ 5,12	R\$ 3,65	R\$ 8,77
jan/17	R\$ 4,16	R\$ 3,58	R\$ 7,74
jun/17	R\$ 3,19	R\$ 3,33	R\$ 6,52
jan/18	R\$ 3,62	R\$ 2,21	R\$ 5,83
jun/18	R\$ 3,49	R\$ 2,27	R\$ 5,76
jan/19	R\$ 3,17	R\$ 2,06	R\$ 5,23
jun/19	R\$ 3,11	R\$ 1,89	R\$ 5,00
jan/20	R\$ 2,88	R\$ 1,96	R\$ 4,84
jun/20	R\$ 3,12	R\$ 1,65	R\$ 4,77
jan/21	R\$ 3,30	R\$ 1,66	R\$ 4,96
jun/21	R\$ 3,22	R\$ 1,66	R\$ 4,88
jan/22	R\$ 3,53	R\$ 1,63	R\$ 5,16
jun/22	R\$ 3,21	R\$ 1,67	R\$ 4,88
jan/23	R\$ 2,84	R\$ 1,55	R\$ 4,39
jun/23	R\$ 2,28	R\$ 1,40	R\$ 3,68
jan/24	R\$ 2,02	R\$ 1,15	R\$ 3,17

Fonte: Adaptado de Greener, 2024

O gráfico 19 mostra a evolução temporal dos preços dos sistemas fotovoltaicos entre junho de 2016 e janeiro de 2024.

Gráfico 19 - Histórico e projeção de preços do sistema fotovoltaico

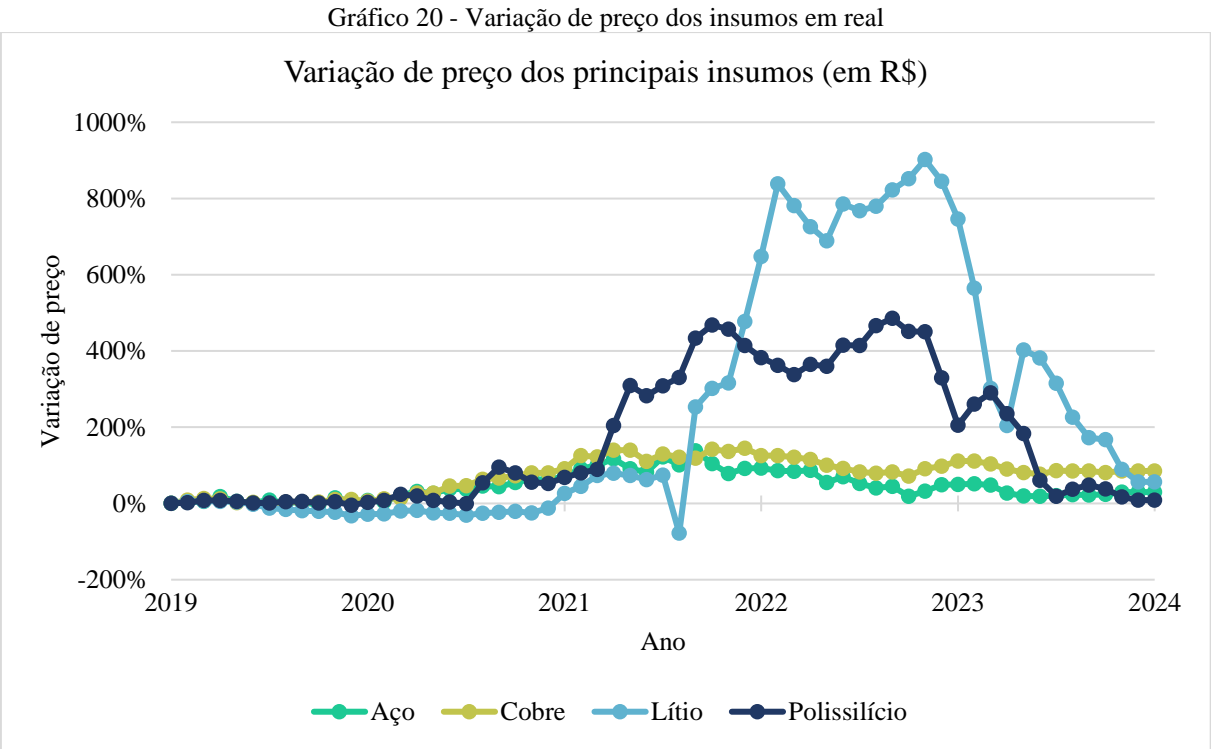


Fonte: Adaptado de Greener, 2024

3.4.8.1 Variação no Preço dos Insumos e no Cambio

O investimento está diretamente relacionado com a variação de preço dos principais insumos dos sistemas de geração. Componentes como inversores e painéis fotovoltaicos são

exemplos de equipamentos essenciais e que não são fabricados no Brasil ou precisam ser importados em escadas ainda relevantes. Esses equipamentos dependem de insumos como aço, cobre, lítio e polissilício, os quais seguem preços internacionais de comercialização. Além do preço desses insumos, a variação cambial também é um fator importante, pois se o dólar está apreciado frente ao real o investimento tende a aumentar. O gráfico 20 mostra a variação de preço dos insumos (aço, cobre, lítio e polissilício) com a conversão em reais.



Fonte: Bernreuter Research, 2024 (Adaptado); Greener, 2024 (Adaptado); Trading Economics, 2024 (Adaptado)

Pela ilustração, percebe-se uma variação importante ao longo do tempo para o lítio e polissilício, chegando a 900% e 485%, respectivamente, de aumento frente ao valor base de 2019. No início de 2024 os valores encontram-se acima daqueles de 2019, conforme ilustrado pela tabela 19.

Tabela 19 - Variação de preço entre 2019 e 2024 (em R\$)

Insumos (R\$/kg)	jan/19	jan/24	Δ
Aço	2,07	2,68	29,55%
Cobre	22,41	41,51	85,27%
Lítio	42,11	65,93	56,55%
Polissilício	35,71	38,82	8,70%

Fonte: Bernreuter Research, 2024 (Adaptado); Greener, 2024 (Adaptado); Trading Economics, 2024 (Adaptado)

O polissilício, insumo mais importante em termos de representação de valor do modulo fotovoltaico (aproximadamente 60%), apresentou um aumento de 8,70% sobre o preço de 2019. Componentes como aço, cobre e lítio apresentaram variações acima de 29%.

O dólar, por sua vez, apresentou grande influência sobre os valores em reais dado o crescimento de 33,16% sobre os valores de 2019, conforme pode-se observar pela tabela 20.

Tabela 20 - Variação de preço entre 2019 e 2024 (em USD)

Insumos	jan/19	jan/24	Δ
Aço (USD)	568,37	553,06	-2,69%
Cobre (USD)	2,79	3,88	39,14%
Lítio (USD)	11.555,25	13.587,20	17,58%
Polissilício (USD)	9,80	8,00	-18,37%
Dólar (USD em R\$)	3,64	4,85	33,16%

Fonte: Bernreuter Research, 2024 (Adaptado); Greener, 2024 (Adaptado); Trading Economics, 2024 (Adaptado); Receita Federal, 2024b

É importante ressaltar que, mesmo com os aumentos de preços dos insumos em reais, o valor do sistema fotovoltaico apresentou queda significativa de valor, conforme apontado pelo gráfico 19. Fatores como ganho de escala de produção global, formação de estoques e redução de preço de integração auxiliaram nesse cenário (Grenner, 2024).

3.4.8.2 Custo de Crédito

O custo de crédito pode ser entendido como o custo de tomar um empréstimo ou financiamento junto a instituições financeiras. O investimento, por ser uma despesa com o capital, ou seja, o gasto ou investimento feito para se adquirir bens materiais, é afetado pelo custo de crédito quando esse é uma alternativa de se adquirir o capital necessário para concluir a operação de compra dos bens. O custo de crédito é definido pela taxa de juros cobrado pela instituição financeira ao ceder o empréstimo ou financiamento. Esse, por sua vez, depende do spread bancário.

Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), o spread bancário é a diferença entre o juro cobrado pelas instituições bancárias em um empréstimo ou financiamento e o custo de captar o dinheiro no mercado. Essa diferença permite à instituição obter o lucro da operação. Por meio de séries históricas de spread médio das operações de crédito disponibilizados pelo Banco Central do Brasil, é possível identificar que o percentual médio praticado no mercado é de 17,8% (BCB, 2017).

A taxa de juros de financiamento média por ser estimada considerando o spread médio praticado no mercado e a taxa básica de juros da economia, que no Brasil é denominado de Taxa Selic.



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Banco Central do Brasil, 2024

Considerando o spread médio praticado no mercado e a taxa básica de juros mais atual (10,5% a.a), chega-se a seguinte estimativa de taxa de financiamento para 2024, exposta na tabela 21.

Tabela 21 - Custo efetivo total de financiamento

Ano	Selic	Spread	CET a.a	CET a.m
2024	10,50%	17,80%	28,30%	2,10%

Fonte: Elaborado pelo autor

3.4.9 Modelo de Negócio

A regulamentação da MMGD permite quatro modalidades de compensação de geração de energia: autoconsumo local, autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (EMUC). Diferentemente das modalidades, existem os modelos de negócios, que são as formas como as empresas criam e entregam valor aos seus clientes (OSTERWALDER; PIGNEUR, 2011).

Segundo a Greener (2023b), pode-se elencar dois principais modelos existentes: sistema próprio e sistema para locação. No primeiro, o próprio consumidor do sistema fotovoltaico é o investidor, sendo então o proprietário da usina. No sistema para locação, o consumidor não é o

proprietário do ativo de geração, porém, por meio de contrato de locação, adquire o direito de usufruir da energia gerada pela usina (Greener, 2023b).

A figura 15 exemplifica o modelo de sistema próprio. Nesse, o consumidor, que será o proprietário do sistema, realiza o investimento para se construir a usina. Em contrapartida, possui o direito sobre a totalidade da energia gerada.

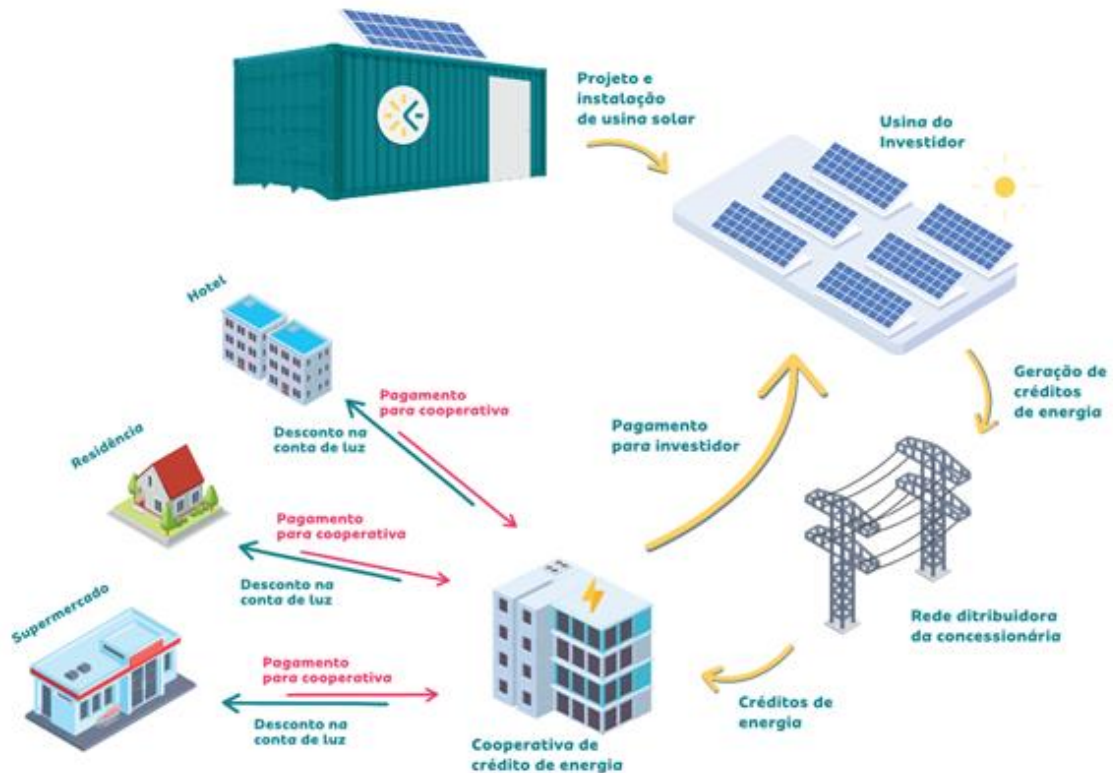
Figura 15 - Representação do modelo de negócio próprio



Fonte: Greener, 2023b

A figura 16 ilustra o modelo de sistema para locação através de uma cooperativa ou consórcio. Nesse, o consumidor não é o proprietário do sistema, pois a construção da usina foi realizada por um investidor terceiro. Através de contratos, passam a locar parte dos sistemas geradores, podendo usufruir dos créditos gerados pela usina, tendo como contrapartida o pagamento de aluguel por essa locação. Nesse modelo, normalmente existe a intermediação de uma cooperativa ou consórcio entre os consumidores interessados pela locação e as usinas geradoras.

Figura 16 - Representação do modelo de negócio para locação



Fonte: Adaptado de Alba Energia, 2022

3.4.9.1 Vantagens e Desvantagens dos Modelos de Negócio

Por possuírem características específicas, cada modelo de negócio pode apresentar vantagens e desvantagens quando comparados entre si. No modelo de negócio de sistema próprio, podem ser elencados como pontos positivos a propriedade sobre todo o crédito gerado pelo sistema fotovoltaico, apresentando como ponto negativo a necessidade de investimento para se construir todo o projeto e a exposição ao risco regulatório do país.

No modelo de negócio de sistema para locação, a vantagem está relacionada a econômica gerada pela falta do investimento que precisaria ser realizado caso optasse por ser proprietário do sistema de geração. Além disso, pode-se citar a menor exposição ao risco regulatório do mercado. Porém, como fator negativo, está a menor economia que o sistema locado poderá trazer. Em média, considera-se 15% de economia na tarifa de energia para aqueles consumidores que optam pela locação (Greener, 2023b).

4 METODOLOGIA

Este tópico tem como objetivo esclarecer as premissas adotadas para as análises de viabilidade, abrangendo a definição do perfil do cliente médio, o qual permitirá determinar um consumo base de energia elétrica para os cálculos. Além disso, serão consideradas as premissas de desempenho e as características do sistema fotovoltaico para estimar a energia gerada, juntamente com os dados de irradiação solar, distribuidora e tarifa por UF, bem como os procedimentos de cálculo necessários para a construção do fluxo de caixa.

Devido ao mercado de atuação do Banco A, que atualmente se limita a classe residencial e cuja modalidade é de geração na própria UC, as premissas e simulações se baseiam nesse tipo de público.

4.1 DEFINIÇÃO DE PERFIL E DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para analisar a viabilidade econômico-financeira da geração distribuída fotovoltaica, será simulado um cenário médio que represente o perfil do consumidor dessa tecnologia segundo dados de mercado. Para isso, identificou-se por meio de pesquisa bibliográfica qual a classe social dos potenciais clientes, o consumo de energia elétrica por faixa de renda no Brasil e, por fim, foi estimado o consumo de energia elétrica de uma família.

Segundo o Portal Solar, a classe média é a mais interessada pela alternativa da geração própria de energia por meio de placas fotovoltaicas. Dentre os motivos pela procura, pode-se citar o preço elevado da conta de luz no território nacional, os aumentos subsequentes da tarifa de energia, fruto das mudanças nas bandeiras tarifárias, e a possibilidade de destinar o valor economizado para outras despesas (Banco A, 2022).

Segundo dados do IBGE (2023), o número médio de moradores por residência brasileira é de 2,79 pessoas. Tomando esse valor como referência, os potenciais clientes são uma família com 3 pessoas (maior inteiro de 2,79).

Utilizando como parâmetro a classificação do Centro de Políticas Sociais da Fundação Getúlio Vargas para a designação de classe social através dos rendimentos familiares, identifica-se que a classe média (classe C) estaria entre os limites de R\$ 3.574 e R\$ 15.402, o que resulta em faixas de 3 a 11 salários-mínimos no valor de referência do salário-mínimo em 2024, cujo valor é de R\$ 1412. Para identificar os limites, foi realizada a correção dos valores pela inflação entre o período da divulgação do estudo da FGV (Jan/2014) e janeiro de 2024.

Tomando como referência o estudo “Consumo Residencial de Energia Elétrica por Classes de Renda” elaborado pela EPE referente a dados de 2019, o qual estima o consumo de

energia elétrica per capita com base na classe de renda das famílias, pode-se aferir um consumo de energia elétrica per capita para essa família de 1290 kWh (corrigindo o valor médio de 1.062 kWh pelo CAGR de 21,55% - crescimento de 3,98% a.a. entre 2019 e 2024). O consumo médio de 1.062 foi obtido pela média entre 534 e 1590, valores apresentados nas faixas de 2-3 SM e 10-20 SM, conforme a tabela 22.

Tabela 22 - Consumo de Energia Elétrica per capita por Classes de Renda

Classe de renda	Consumo de energia elétrica per capita (kWh)
Até 1 SM	371
1-2 SM	422
2-3 SM	534
3-5 SM	689
5-10 SM	965
10-20 SM	1590
+20 SM	2221

Fonte: Adaptado de EPE 2019b

Logo, em termos de consumo familiar anual, o consumo estimado é de 3.870 kWh (1.290 kWh * 3 = 3.870 kWh / família), o que resulta em um consumo médio mensal de 322,5 kWh.

4.2 DEFINIÇÃO DO SISTEMA

Para este trabalho, está sendo considerado que a vida útil de pleno funcionamento das placas solares fotovoltaicas é de 25 anos (DANTAS; POMPERMAYER., 2018) e que o custo de manutenção (Opex) ao longo desse tempo será de 0,50% a.a. em relação ao investimento inicial (DELUNARDO, 2022). Será considerado uma performance ratio de 75% (EPE 2012), uma taxa de decaimento de eficiência de 0,8% a.a. (JORDAN; KURTZ, 2012) e um fator de potência máximo de 1000 W/m² (SILVA, 2022).

No Brasil, os tipos de ligações da rede elétrica residencial podem variar entre modelo monofásico, bifásico e trifásico, a depender de fatores como demanda de potência, tipo de equipamentos utilizados, infraestrutura, e etc. Para esse trabalho, considerou-se uma unidade consumidora cuja a rede de energia elétrica é bifásica, com custo de disponibilidade de 50 kWh/mês.

4.3 PREMISSAS

Visto o que foi apontado nos subtópicos 4.1 e 4.2, assim como o que foi levantado nos subtópicos do capítulo 3 desse trabalho, resume-se as premissas adotadas para as projeções na tabela 23.

Tabela 23 - Premissas e parâmetros

Premissas			
Parâmetro	Abreviação	Valor	Unidade de medida
CAGR consumo energia	CAGRConsumoEnergia	3,98%	a.a
CAGR tarifa energia	CAGRTarifaEnergia	7,29%	a.a
Consumo mínimo	ConsumoMín	50,00	kW h/mês
Opex	Opex	0,50%	a.a.
Custo Efetivo Total (CET)	CETAnual	28,30%	a.a
Custo Efetivo Total (CET)	CETMensal	2,10%	a.m
Energia mensal	Emensal	322,50	kW h/mês
Fator de potência máxima	Fpotência	1000	W/m2
Fator simultaneidade	FSimultaneidade	40,00%	-
Perda	PE	25%	-
Performance ratio	PR	75%	-
Preços sistema FV	PreçoSFV	3,17	R\$/Wp
Selic	Selic	10,50%	a.a
Spread médio	SpreadMed	17,80%	a.a
Taxa de decaimento	η	0,80%	a.a

Cobrança TUSD Fio B

Ano	Cobrança TUSD Fio B
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
Demais anos	90%

PIS e Cofins

Regime	PIS	COFINS	Total
Não Cumulativo	1,65%	7,60%	9,25%

Fonte: Elaborado pelo autor

4.4 DADOS MÉDIOS POR UF

Dado que o objetivo principal deste trabalho é a identificação dos fatores que mais influenciam a viabilidade econômico-financeira de um projeto solar fotovoltaico no contexto brasileiro visando o mapeamento de oportunidades existentes no mercado, as análises de viabilidade considerarão a irradiação global horizontal (IGH) de cada unidade federativa (UF), a alíquota de ICMS na energia elétrica e as principais distribuidora em termos de quantidade de consumidores por localidade, assim como sua respectiva tarifa de energia e a representatividade

do TUSD Fio B no total da tarifa. Os dados utilizados são aqueles levantados nos subtópicos do capítulo 3.

Adicionalmente, foi estimado o PIB per capita por UF, sendo esse um dado relevante para estimar o potencial de renda da localidade. Os dados foram resumidos na tabela 24.

Tabela 24 - Dados por UF e Distribuidora

UF	PIB per capita *	IGH	ICMS	Distribuidora	Tarifa	TE	TUSD	TUSD Fio B
AC	26.018	4.602	19,00%	Energisa AC	0,8282	0,2911	0,5371	42,62%
AL	24.389	5.327	20,00%	EQUATORIAL AL	0,8629	0,3072	0,5557	34,57%
AM	33.715	4.493	20,00%	Amazonas Energia	0,8572	0,3871	0,4701	20,23%
AP	27.603	4.705	18,00%	CEA Equatorial	0,7217	0,2245	0,4972	38,93%
BA	24.953	5.245	20,50%	Neoenergia Coelba	0,8207	0,2931	0,5276	39,25%
CE	22.232	5.665	20,00%	ENEL CE	0,7222	0,2729	0,4493	37,51%
DF	102.630	5.252	20,00%	Neoenergia Brasília	0,7662	0,4129	0,3533	15,59%
ES	48.958	4.821	17,00%	EDP ES	0,6845	0,3010	0,3835	27,50%
GO	38.728	5.298	17,00%	ENEL GO	0,7106	0,2823	0,4283	36,72%
MA	18.489	5.201	20,00%	Equatorial MA	0,7188	0,2612	0,4576	37,13%
MG	41.916	4.999	18,00%	CEMIG-D	0,7997	0,3135	0,4862	30,96%
MS	52.091	4.992	17,00%	Energisa MS	0,8702	0,3305	0,5397	36,32%
MT	64.792	5.026	17,00%	Energisa MT	0,8474	0,3582	0,4893	35,51%
PA	32.563	4.806	19,00%	EQUATORIAL PA	0,9351	0,2910	0,6442	41,31%
PB	19.578	5.649	20,00%	Energisa PB	0,6022	0,2362	0,3659	35,28%
PE	24.435	5.427	20,50%	Neoenergia Pernambuco	0,7443	0,3338	0,4105	30,28%
PI	19.652	5.717	27,00%	EQUATORIAL PI	0,8537	0,2849	0,5688	39,69%
PR	48.424	4.747	19,00%	COPEL-DIS	0,6300	0,2902	0,3398	24,30%
RJ	59.147	4.719	22,00%	LIGHT	0,8417	0,3644	0,4773	23,41%
RJ	59.147	4.719	22,00%	ENEL RJ	0,9129	0,2932	0,6197	37,28%
RN	24.362	5.742	18,00%	Neoenergia Cosern	0,7441	0,3333	0,4109	33,13%
RO	36.825	4.603	19,50%	Energisa RO	0,7094	0,2399	0,4695	40,82%
RR	29.425	4.899	20,00%	RORAIMA ENERGIA	0,6606	0,3202	0,3404	27,79%
RS	53.490	4.503	17,00%	RGE	0,7200	0,2848	0,4352	28,97%
RS	53.490	4.503	17,00%	CEEE Equatorial	0,6431	0,2786	0,3645	25,57%
SC	57.247	4.305	17,00%	CELESC-DIS	0,5930	0,2926	0,3004	20,77%
SE	23.597	5.316	19,00%	Energisa SE	0,6659	0,2768	0,3891	37,59%
SP	61.617	4.916	18,00%	ENEL SP	0,6362	0,2631	0,3732	32,18%
SP	61.617	4.916	18,00%	CPFL PAULISTA	0,7023	0,3280	0,3744	26,77%
SP	61.617	4.916	18,00%	Neoenergia Elektro	0,7538	0,3099	0,4439	26,58%
SP	61.617	4.916	18,00%	EDP SP	0,6979	0,2997	0,3983	26,85%
SP	61.617	4.916	18,00%	CPFL PIRATININGA	0,6774	0,3399	0,3375	27,70%
TO	34.512	5.213	20,00%	Energisa TO	0,8230	0,2647	0,5583	46,86%

(*) Elaborado pelo autor com base em dados de população e PIB Estadual de 2021 – IPEADATA, 2024

Fonte: Elaborado pelo autor

A irradiação global horizontal (IGH) é expressa em Wh/m².dia enquanto as tarifas (Tarifa, TE e TUSD) são expressas em R\$/kWh.

As análises de viabilidade consideraram as particularidades de cada UF conforme apontado na tabela 24, partido das premissas bases que foram sinalizadas no tópico 4.3 e que são comuns para todas as localidades.

De posse dessas informações, é possível estimar a potência que o sistema fotovoltaico deverá apresentar em cada uma das localidades, assim como o investimento necessário. Para apurar a economia gerada nesse tipo de investimento, deve-se considerar a tarifa faturada pelas distribuidoras, incluindo os impostos estaduais e federais recolhidos. Sendo assim, foram utilizadas as seguintes fórmulas para se obter os valores de potência, investimento e tarifa para cada UF. Os resultados por UF foi consolidado na tabela 25.

$$Potência\ SFV = \frac{F_{Potencial} * E_{Mensal}}{30\ dias * \left(\frac{IGH}{1000}\right) * PR} [Wp] \quad (6)$$

$$Investimento\ SFV = Potência\ SFV * Preço_{SFV} [R\$] \quad (7)$$

$$Tarifa\ faturada = \frac{Tarifa}{1 - (ICMS + PIS + Cofins)} [R\$ / kWh] \quad (8)$$

Tabela 25 - Potência, investimento e tarifa faturada por UF

UF	Potência SFV	Investimento SFV	Distribuidora	Tarifa faturada	TE faturada	TUSD faturada
AC	3.115	9.873	Energisa AC	1,1542	0,4057	0,7486
AL	2.691	8.530	EQUATORIAL AL	1,2197	0,4342	0,7855
AM	3.190	10.113	Amazonas Energia	1,2116	0,5471	0,6645
AP	3.046	9.657	CEA Equatorial	0,9920	0,3086	0,6834
BA	2.733	8.663	Neoenergia Coelba	1,1683	0,4173	0,7510
CE	2.530	8.021	ENEL CE	1,0208	0,3857	0,6350
DF	2.729	8.651	Neoenergia Brasília	1,0830	0,5837	0,4993
ES	2.973	9.425	EDP ES	0,9281	0,4081	0,5200
GO	2.705	8.576	ENEL GO	0,9636	0,3828	0,5807
MA	2.756	8.736	Equatorial MA	1,0160	0,3692	0,6468
MG	2.867	9.089	CEMIG-D	1,0992	0,4309	0,6683
MS	2.871	9.102	Energisa MS	1,1799	0,4481	0,7318
MT	2.852	9.040	Energisa MT	1,1491	0,4856	0,6634
PA	2.982	9.454	EQUATORIAL PA	1,3033	0,4055	0,8978
PB	2.537	8.043	Energisa PB	0,8511	0,3339	0,5172
PE	2.641	8.372	Neoenergia Pernambuco	1,0595	0,4752	0,5843
PI	2.507	7.948	EQUATORIAL PI	1,3392	0,4469	0,8922
PR	3.019	9.572	COPEL-DIS	0,8781	0,4044	0,4736
RJ	3.037	9.628	LIGHT	1,2243	0,5300	0,6943
RJ	3.037	9.628	ENEL RJ	1,3278	0,4264	0,9014
RN	2.496	7.913	Neoenergia Cosern	1,0229	0,4581	0,5648
RO	3.114	9.871	Energisa RO	0,9956	0,3368	0,6589
RR	2.926	9.275	RORAIMA ENERGIA	0,9337	0,4526	0,4811
RS	3.183	10.090	RGE	0,9763	0,3861	0,5901
RS	3.183	10.090	CEEE Equatorial	0,8719	0,3777	0,4942
SC	3.329	10.554	CELESC-DIS	0,8040	0,3967	0,4073
SE	2.696	8.547	Energisa SE	0,9281	0,3858	0,5423
SP	2.916	9.243	ENEL SP	0,8746	0,3616	0,5130
SP	2.916	9.243	CPFL PAULISTA	0,9654	0,4508	0,5146
SP	2.916	9.243	Neoenergia Elektro	1,0361	0,4259	0,6102
SP	2.916	9.243	EDP SP	0,9594	0,4119	0,5475
SP	2.916	9.243	CPFL PIRATININGA	0,9312	0,4672	0,4639
TO	2.750	8.716	Energisa TO	1,1633	0,3742	0,7891

Fonte: Elaborado pelo autor

Possuindo os valores que deverão ser investidos pelo consumidor e as tarifas efetivas para cada localidade, segue-se com os cálculos para apuração das entradas e saídas do fluxo de caixas do projeto. No tópico seguinte, serão detalhados os procedimentos de cálculos utilizados no trabalho.

4.5 PROCEDIMENTOS DE CÁLCULOS

A projeção dos fluxos de caixa para cada perfil de cliente nas diferentes UF seguiram cinco macro etapas:

1. Cálculo de fatura sem sistema fotovoltaico
2. Cálculo de fatura com o sistema fotovoltaico
3. Estimativa de economia
4. Forma de pagamento
5. Construção de fluxo de caixa

4.5.1 Cálculo de Fatura sem Sistema Fotovoltaico

Para o cálculo da fatura de uma unidade consumidora sem sistema fotovoltaico, foi considerado a energia consumida para cada ano do fluxo de caixa multiplicado pela tarifa com imposto. Ambos os valores foram corrigidos pelos respectivos CAGRs, sendo a energia consumida corrigida pelo parâmetro CAGR do consumo energia e a tarifa pelo CAGR tarifa energia. As fórmulas abaixo resumem os cálculos:

$$Energia\ consumida = E_{Mensal} * 12\ meses * (1 + CAGR_{ConsumoEnergia})^{Qtd.anos} [kWh] \quad (9)$$

$$Tarifa\ corrigida = Tarifa\ faturada * (1 + CAGR_{TarifaEnergia})^{Qtd.anos} [R\$/kWh] \quad (10)$$

$$Fatura\ sem\ SFV = Energia\ Consumida * Tarifa\ corrigida [R\$] \quad (11)$$

4.5.2 Cálculo de Fatura com o Sistema Fotovoltaico

O cálculo da fatura com o sistema fotovoltaico considerou a estimativa de energia gerada, quanto dessa energia foi consumida simultaneamente e o valor injetado na rede da distribuidora. Além disso, estimou-se a energia líquida consumida da rede elétrica dado a queda de eficiência das placas fotovoltaicas, o crescimento médio no consumo de energia elétrica ao

longo do tempo e o custo com a manutenção do sistema. As formulas a seguir exemplificam os cálculos realizados e a ordem cronológica dos parâmetros estimados.

$$Energia\ gerada = E_{Mensal} * 12\ meses * (1 - \eta)^{Qtd.anos} \ [kWh] \quad (12)$$

$$Energia\ simultânea = Energia\ gerada * F_{Simultaneidade} \ [kWh] \quad (13)$$

$$Energia\ injetada = Energia\ gerada - Energia\ simultânea \ [kWh] \quad (14)$$

$$Energia\ consumo\ líquido = Energia\ consumida - Energia\ gerada \ [kWh] \quad (15)$$

$$Custo\ consumo\ líquido = Energia\ consumo\ líquido * Tarifa\ corrigida \ [R\$] \quad (16)$$

$$Custo\ manutenção = Investimento\ SFV * Opex \ [R\$] \quad (17)$$

$$Custo\ disponibilidade = ConsumoMin * Tarifa\ corrigida \ [R\$] \quad (18)$$

$$Custo\ energia\ injetada = Energia\ injetada * Cobrança\ TUSD\ Fio\ B * TUSD\ Fio\ B * Tarifa\ compensável \ [R\$] \quad (19)$$

$$Fatura\ com\ SFV = Custo\ consumo\ líquido + Custo\ manutenção + Máx \{Custo\ disponibilidade ; Custo\ energia\ injeta\} \ [R\$] \quad (20)$$

4.5.3 Estimativa de Economia

A estimava de economia devido ao investimento em um sistema solar fotovoltaico é a diferença entre a fatura sem sistema voltaico e com sistema, conforme fórmula abaixo:

$$Economia = Fatura\ sem\ SFV - Fatura\ com\ SFV \ [R\$] \quad (21)$$

4.5.4 Forma de Pagamento

As formas de pagamento pelo sistema fotovoltaico consideradas nesse trabalho são: investimento próprio e financiamento. Como investimento próprio, entende-se a descapitalização (pagamento à vista) no momento zero do fluxo de caixa, enquanto o

financiamento poderá ser entre um e oito anos (12 a 96 meses). Na simulação com investimento próprio, o valor considerado é aquele calculado na tabela 25 ('Investimento SFV'). Em caso de simulação de financiamento, para o cálculo do valor total financiado, é utilizado a fórmula PGTO do Excel multiplicado pelo prazo simulado. Na fórmula PGTO, é considerando o prazo, o Custo Efeito Total (CET) sinalizado na tabela 23 e o valor de investimento da tabela 25.

Em caso de financiamento, a primeira saída, ou seja, os pagamentos das parcelas, ocorrem a partir do momento 1 do fluxo de caixa, já que não ocorre uma descapitalização própria do cliente no momento zero do projeto.

4.5.5 Construção do Fluxo de Caixa

A construção do fluxo de caixa ocorre mediante apuração de entradas e saídas previstas ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico. Seguem abaixo as fórmulas das entradas e das saídas:

$$\text{Entrada} = \text{Economia [R\$]} \quad (22)$$

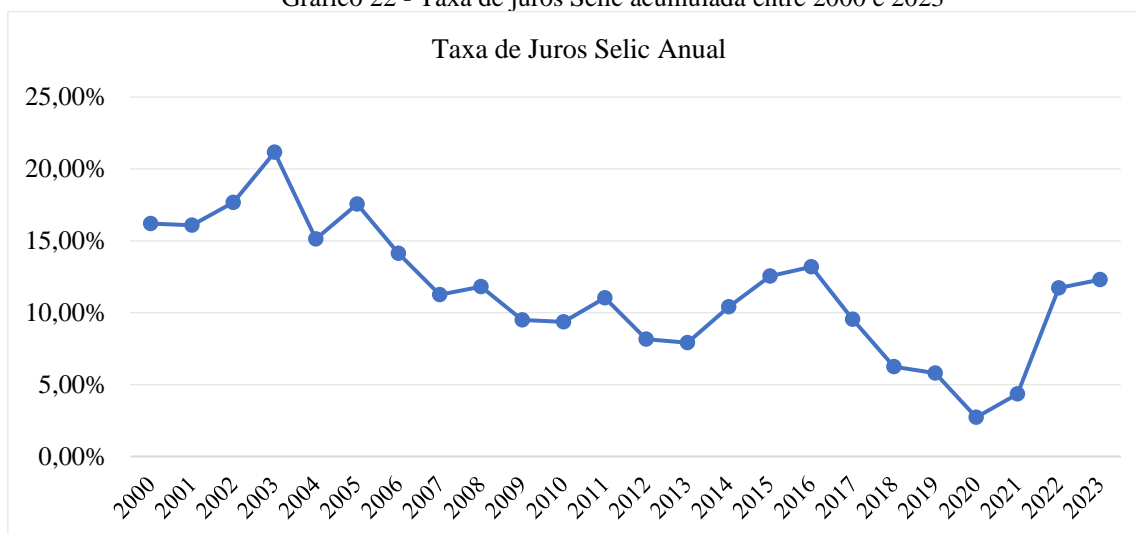
$$\text{Saída} = \text{Forma de pagamento [R\$]} \quad (23)$$

Sendo possível contabilizar as entradas e saídas para cada ano do projeto, pode-se calcular o fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil, assim como o fluxo de caixa acumulado descontado e o fluxo de caixa descontado acumulado.

4.6 DEFINIÇÃO DE TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE

Como o trabalho priorizará uma simulação de viabilidade de projetos que sejam aderentes ao perfil do cliente do Banco A, que são pessoas físicas da classe residencial, a taxa mínima de atratividade utilizada será aquela que se aproxima da taxa básica de juros do país, pois representa a rentabilidade média dos investimentos mais seguros. Logo, parte-se da premissa que qualquer investimento somente seria justificável se essa taxa fosse superada. Não será considerado o cálculo de custo médio ponderado de capital (WACC - Weighted Average Capital Cost) dado o perfil do público e do tipo de investimento tratado. O gráfico 22 mostra a taxa de juros efetiva por ano desde 2000.

Gráfico 22 - Taxa de juros Selic acumulada entre 2000 e 2023



Fonte: Elaborado pelo autor com base em Receita Federal, 2024a

Pelo gráfico, nota-se uma tendência de queda na taxa de juros praticada no país, que partiu de 16% a.a. em 2000 até sua mínima em 2020, com uma taxa de 2,72%. Entretanto, nos últimos 3 anos observou-se um aumento gradual. Considerando essa série histórica, a taxa Selic média praticada foi de 11,75% a.a. Dada a impossibilidade de projetar as taxas que serão praticadas ao longo dos próximos 25 anos, esse valor será tomado com referência no trabalho.

5 ANÁLISE DE DADOS

Com base nas premissas, dados e procedimentos de cálculo apresentados no capítulo anterior, foram projetados os fluxos de caixa dos projetos para cada UF, assim como os parâmetros de viabilidade econômico-financeira, conforme especificado no subtópico 2.2 deste trabalho. Os indicadores projetados foram *payback* simples, *payback* descontado e valor presente líquido, considerando uma TMA de 11,75% a.a.

5.1 PROJEÇÃO DE VIABILIDADE

Primeiramente, foram simulados os cenários que o consumidor opta pelo investimento próprio, sem financiamento. A tabela 26 ilustra os resultados obtidos.

Tabela 26 - Indicadores econômicos financeiros por UF

UF	Distribuidora	TMA	<i>Payback</i> Simples	<i>Payback</i> Descontado	VPL
PI	EQUATORIAL PI	11,75%	1,68	1,97	R\$52.264
AL	EQUATORIAL AL	11,75%	1,97	2,35	R\$46.415
RJ	ENEL RJ	11,75%	2,04	2,45	R\$50.127
PA	EQUATORIAL PA	11,75%	2,04	2,45	R\$48.422
BA	Neoenergia Coelba	11,75%	2,08	2,51	R\$43.702
TO	Energisa TO	11,75%	2,10	2,54	R\$41.674
MS	Energisa MS	11,75%	2,16	2,62	R\$43.998
RN	Neoenergia Cosem	11,75%	2,17	2,62	R\$38.135
CE	ENEL CE	11,75%	2,20	2,67	R\$37.883
RJ	LIGHT	11,75%	2,20	2,67	R\$45.482
MT	Energisa MT	11,75%	2,20	2,67	R\$42.683
PE	Neoenergia Pernambuco	11,75%	2,21	2,68	R\$39.319
DF	Neoenergia Brasília	11,75%	2,23	2,71	R\$40.091
MG	CEMIG-D	11,75%	2,30	2,82	R\$40.373
AM	Amazonas Energia	11,75%	2,33	2,84	R\$44.403
AC	Energisa AC	11,75%	2,38	2,92	R\$41.110
MA	Equatorial MA	11,75%	2,39	2,94	R\$36.938
GO	ENEL GO	11,75%	2,47	3,05	R\$34.731
SP	Neoenergia Elektro	11,75%	2,47	3,06	R\$37.352
SE	Energisa SE	11,75%	2,55	3,17	R\$33.139
PB	Energisa PB	11,75%	2,61	3,26	R\$30.215
SP	CPFL PAULISTA	11,75%	2,65	3,31	R\$34.148
SP	EDP SP	11,75%	2,66	3,33	R\$33.874
AP	CEA Equatorial	11,75%	2,69	3,38	R\$34.644
SP	CPFL PIRATININGA	11,75%	2,74	3,44	R\$32.596
RR	RORAIMA ENERGIA	11,75%	2,74	3,44	R\$32.678
RO	Energisa RO	11,75%	2,73	3,45	R\$34.378
ES	EDP ES	11,75%	2,80	3,53	R\$32.267
RS	RGE	11,75%	2,84	3,60	R\$33.758
SP	ENEL SP	11,75%	2,91	3,69	R\$30.030
PR	COPEL-DIS	11,75%	2,99	3,82	R\$29.846
RS	CEEE Equatorial	11,75%	3,16	4,08	R\$29.029
SC	CELESC-DIS	11,75%	3,54	4,71	R\$25.468

Fonte: Elaborado pelo autor

É possível verificar que o *payback* descontado apresenta métricas entre 1,97 e 4,71 anos, sendo o *payback* médio de 3,05 anos.

A região Sul concentra os maiores tempos de retorno sobre o investimento, enquanto a região Nordeste apresenta os menores. SC, RS (CEEE Equatorial) e PR apresentam 4,71, 4,08 e 3,82 anos para o atingimento do retorno, enquanto PI, AL e RJ (ENEL RJ) apresentam 1,97, 2,35 e 2,45 anos para retomar o capital investido no projeto.

Os maiores tempos de retorno na região Sul, em comparação com os menores no Nordeste, podem ser explicados por diversos fatores, incluindo o nível de irradiação global horizontal, o ICMS cobrado sobre a energia elétrica e o valor da tarifa faturável. Nesses estados, a menor representação percentual do TUSD Fio B nas tarifas, que está entre as mais baixas do país, tem uma influência menos significativa na viabilidade dos projetos em comparação com os estados do Nordeste.

A região Sul apresenta os menores valores de irradiação global horizontal, o que gera menor performance de geração de energia por modulo fotovoltaico. Isso, por sua vez, acarreta a necessidade de maior quantidade de placas a serem instaladas (o que se traduz em maior quantidade de potência neste trabalho) para gerar a energia para aquela residência, elevando o custo total do investimento. Além disso, comparativamente, como as tarifas são menores, a economia com o sistema fotovoltaico não é tão significativa quanto naquelas regiões em que esse custo é maior. A tabela 27 auxilia na visualização desses conjuntos de efeitos sobre o *payback*.

Tabela 27 – Relação entre *Payback* Descontado e dados por UF

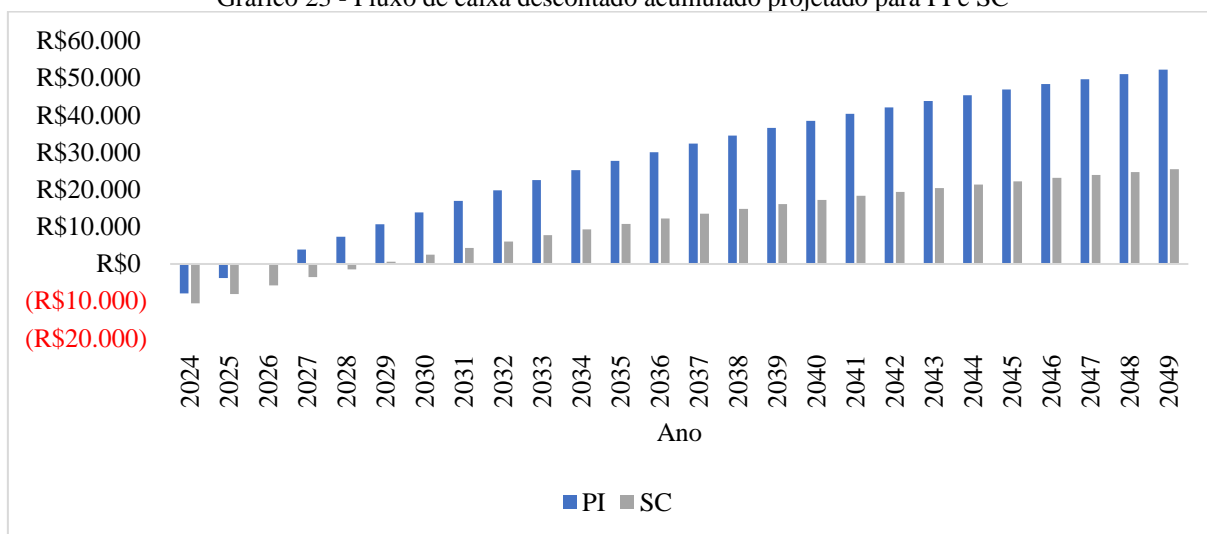
UF	Distribuidora	<i>Payback</i> Descontado	Investimento SFV	IGH	ICMS	Tarifa faturada	% TUSD Fio B
PI	EQUATORIAL PI	1,97	7.948	5.717	27,00%	1,3392	39,69%
AL	EQUATORIAL AL	2,35	8.530	5.327	20,00%	1,2197	34,57%
RJ	ENEL RJ	2,45	9.628	4.719	22,00%	1,3278	37,28%
PA	EQUATORIAL PA	2,45	9.454	4.806	19,00%	1,3033	41,31%
BA	Neoenergia Coelba	2,51	8.663	5.245	20,50%	1,1683	39,25%
TO	Energisa TO	2,54	8.716	5.213	20,00%	1,1633	46,86%
MS	Energisa MS	2,62	9.102	4.992	17,00%	1,1799	36,32%
RN	Neoenergia Cosern	2,62	7.913	5.742	18,00%	1,0229	33,13%
CE	ENEL CE	2,67	8.021	5.665	20,00%	1,0208	37,51%
RJ	LIGHT	2,67	9.628	4.719	22,00%	1,2243	23,41%
MT	Energisa MT	2,67	9.040	5.026	17,00%	1,1491	35,51%
PE	Neoenergia Pernambuco	2,68	8.372	5.427	20,50%	1,0595	30,28%
DF	Neoenergia Brasília	2,71	8.651	5.252	20,00%	1,0830	15,59%
MG	CEMIG-D	2,82	9.089	4.999	18,00%	1,0992	30,96%
AM	Amazonas Energia	2,84	10.113	4.493	20,00%	1,2116	20,23%
AC	Energisa AC	2,92	9.873	4.602	19,00%	1,1542	42,62%
MA	Equatorial MA	2,94	8.736	5.201	20,00%	1,0160	37,13%
GO	ENEL GO	3,05	8.576	5.298	17,00%	0,9636	36,72%
SP	Neoenergia Elektro	3,06	9.243	4.916	18,00%	1,0361	26,58%
SE	Energisa SE	3,17	8.547	5.316	19,00%	0,9281	37,59%
PB	Energisa PB	3,26	8.043	5.649	20,00%	0,8511	35,28%
SP	CPFL PAULISTA	3,31	9.243	4.916	18,00%	0,9654	26,77%
SP	EDP SP	3,33	9.243	4.916	18,00%	0,9594	26,85%
AP	CEA Equatorial	3,38	9.657	4.705	18,00%	0,9920	38,93%
SP	CPFL PIRATININGA	3,44	9.243	4.916	18,00%	0,9312	27,70%
RR	RORAIMA ENERGIA	3,44	9.275	4.899	20,00%	0,9337	27,79%
RO	Energisa RO	3,45	9.871	4.603	19,50%	0,9956	40,82%
ES	EDP ES	3,53	9.425	4.821	17,00%	0,9281	27,50%
RS	RGE	3,60	10.090	4.503	17,00%	0,9763	28,97%
SP	ENEL SP	3,69	9.243	4.916	18,00%	0,8746	32,18%
PR	COPEL-DIS	3,82	9.572	4.747	19,00%	0,8781	24,30%
RS	CEEE Equatorial	4,08	10.090	4.503	17,00%	0,8719	25,57%
SC	CELESC-DIS	4,71	10.554	4.305	17,00%	0,8040	20,77%

Fonte: Elaborado pelo autor

A PB, apesar de possuir um dos maiores indicadores de irradiação ($5649 \text{ Wh/m}^2.\text{dia}$), apresenta uma das menores tarifa entre o conjunto de distribuidoras selecionadas para o estudo. Adicionalmente, a representatividade do fio B na TUSD é elevada, fazendo com que a energia injetada (não consumida simultaneamente) gere um custo alto ao consumidor. Esses fatores somados, resultam em uma menor viabilidade quando comparado com outras federações da região Nordeste.

Para a visualização do comportamento do fluxo de caixa dos projetos será utilizado como parâmetro as unidades federativas com o menor e o maior tempo de retorno. Sendo assim, o gráfico 23 representa o fluxo de caixa acumulado descontado do PI e SC.

Gráfico 23 - Fluxo de caixa descontado acumulado projetado para PI e SC



Fonte: Elaborado pelo autor

Como é possível verificar, devido as particularidades no nível de irradiação solar, as simulações partem de valores diferentes de investimento (R\$ 7.948 para o PI e R\$ 10.554 para SC), porém o comportamento do retorno ao longo do tempo é significativamente diferente, gerando uma variação de R\$ 27.000 em VPL final entre um e outro.

Ao utilizar a alternativa de financiamento, os tempos de *paybacks* tendem a aumentar conforme o prazo. Entretanto, observou-se comportamentos diferentes entre as unidades federativas e, também, entre os próprios prazos de simulação conforme pode ser observado na tabela 28.

Tabela 28 - *Payback* descontado por cenário de investimento e UF

(Continua)

		Payback Descontado								
		Investimento próprio	Financiamento							
UF	Distribuidora	-	12	24	36	48	60	72	84	96
PI	EQUATORIAL PI	1,97	2,02	2,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AL	EQUATORIAL AL	2,35	2,41	2,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RJ	ENEL RJ	2,45	2,50	2,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PA	EQUATORIAL PA	2,45	2,50	2,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BA	Neoenergia Coelba	2,51	2,56	2,74	2,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TO	Energisa TO	2,54	2,60	2,79	2,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MS	Energisa MS	2,62	2,67	2,86	3,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RN	Neoenergia Cosern	2,62	2,68	2,87	3,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CE	ENEL CE	2,67	2,73	2,91	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RJ	LIGHT	2,67	2,73	2,92	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MT	Energisa MT	2,67	2,73	2,92	3,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PE	Neoenergia Pernambuco	2,68	2,74	2,93	3,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DF	Neoenergia Brasília	2,71	2,78	2,97	3,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MG	CEMIG-D	2,82	2,88	3,08	3,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AM	Amazonas Energia	2,84	2,91	3,11	3,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AC	Energisa AC	2,92	2,99	3,21	3,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

(Conclusão)										
UF	Distribuidora	-	12	24	36	48	60	72	84	96
MA	Equatorial MA	2,94	3,00	3,22	3,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GO	ENEL GO	3,05	3,12	3,35	3,57	2,13	0,00	0,00	0,00	0,00
SP	Neoenergia Elektro	3,06	3,13	3,35	3,57	2,20	0,00	0,00	0,00	0,00
SE	Energisa SE	3,17	3,24	3,48	3,71	3,36	0,00	0,00	0,00	0,00
PB	Energisa PB	3,26	3,34	3,57	3,81	4,04	0,00	0,00	0,00	0,00
SP	CPFL PAULISTA	3,31	3,38	3,62	3,86	4,10	0,00	0,00	0,00	0,00
SP	EDP SP	3,33	3,41	3,65	3,89	4,13	0,00	0,00	0,00	0,00
AP	CEA Equatorial	3,38	3,46	3,71	3,95	4,21	0,00	0,00	0,00	0,00
SP	CPFL PIRATININGA	3,44	3,52	3,77	4,02	4,28	0,00	0,00	0,00	0,00
RR	RORAIMA ENERGIA	3,44	3,53	3,77	4,02	4,28	0,00	0,00	0,00	0,00
RO	Energisa RO	3,45	3,53	3,79	4,04	4,31	0,00	0,00	0,00	0,00
ES	EDP ES	3,53	3,61	3,87	4,13	4,39	2,52	0,00	0,00	0,00
RS	RGE	3,60	3,68	3,94	4,21	4,48	3,20	0,00	0,00	0,00
SP	ENEL SP	3,69	3,77	4,04	4,32	4,59	4,04	0,00	0,00	0,00
PR	COPEL-DIS	3,82	3,90	4,19	4,47	4,76	5,03	2,11	0,00	0,00
RS	CEEE Equatorial	4,08	4,18	4,48	4,79	5,09	5,40	4,26	2,08	0,00
SC	CELESC-DIS	4,71	4,82	5,18	5,54	5,90	6,26	6,62	6,80	5,05

Fonte: Elaborado pelo autor

Enquanto em SC o *payback* aumenta continuamente até o prazo de 84 meses, no estado do PI o maior valor é alcançado no prazo 24, sendo reduzido a zero no prazo 36 em diante. Esse comportamento pode ser explicado pela dinâmica existente entre a economia gerada ao longo dos anos e o pagamento das parcelas. Estados que apresentam maiores VPLs, ou seja, onde o projeto é mais benéfico financeiramente, a economia gerada versus os valores das parcelas tende a atingir o ponto de equilíbrio mais rapidamente quanto maior o prazo do financiamento, pois isso reduz o valor da parcela. As tabelas 29 e 30 mostram o fluxo de caixa acumulado para cada cenário do PI e SC, sendo possível observar essa característica.

Tabela 29 - Fluxo de caixa descontado acumulado por cenário de investimento e prazo para o PI

Cenário	Investimento próprio	Financiamento							
Prazo	-	12	24	36	48	60	72	84	96
2024	-R\$7.948	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0
2025	-R\$3.819	-R\$3.990	-R\$434	R\$727	R\$1.290	R\$1.615	R\$1.820	R\$1.959	R\$2.056
2026	R\$110	-R\$62	-R\$588	R\$1.612	R\$2.679	R\$3.294	R\$3.683	R\$3.945	R\$4.129
2027	R\$3.847	R\$3.676	R\$3.149	R\$2.626	R\$4.143	R\$5.018	R\$5.572	R\$5.945	R\$6.206
2028	R\$7.359	R\$7.188	R\$6.661	R\$6.138	R\$5.622	R\$6.729	R\$7.430	R\$7.902	R\$8.233
2029	R\$10.706	R\$10.534	R\$10.008	R\$9.484	R\$8.968	R\$8.463	R\$9.296	R\$9.857	R\$10.250
2030	R\$13.894	R\$13.723	R\$13.196	R\$12.673	R\$12.157	R\$11.651	R\$11.160	R\$11.800	R\$12.248
2031	R\$16.932	R\$16.761	R\$16.234	R\$15.711	R\$15.194	R\$14.689	R\$14.198	R\$13.724	R\$14.222
2032	R\$19.826	R\$19.655	R\$19.128	R\$18.605	R\$18.089	R\$17.583	R\$17.092	R\$16.618	R\$16.163
...
2048	R\$51.027	R\$50.855	R\$50.329	R\$49.805	R\$49.289	R\$48.784	R\$48.293	R\$47.819	R\$47.364
2049	R\$52.264	R\$52.093	R\$51.567	R\$51.043	R\$50.527	R\$50.022	R\$49.531	R\$49.057	R\$48.602

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 30 - Fluxo de caixa descontado acumulado por cenário de investimento e prazo para SC

Cenário	Investimento próprio	Financiamento							
Prazo	-	12	24	36	48	60	72	84	96
2024	-R\$10.554	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0	R\$0
2025	-R\$8.101	-R\$8.329	-R\$3.606	-R\$2.064	-R\$1.316	-R\$886	-R\$612	-R\$429	-R\$300
2026	-R\$5.766	-R\$5.993	-R\$6.693	-R\$3.771	-R\$2.354	-R\$1.538	-R\$1.020	-R\$672	-R\$429
2027	-R\$3.543	-R\$3.770	-R\$4.470	-R\$5.165	-R\$3.149	-R\$1.988	-R\$1.252	-R\$757	-R\$410
2028	-R\$1.427	-R\$1.654	-R\$2.353	-R\$3.048	-R\$3.734	-R\$2.264	-R\$1.332	-R\$706	-R\$267
2029	R\$588	R\$360	-R\$339	-R\$1.034	-R\$1.720	-R\$2.391	-R\$1.284	-R\$539	-R\$18
2030	R\$2.505	R\$2.277	R\$1.578	R\$883	R\$197	-R\$474	-R\$1.126	-R\$276	R\$319
2031	R\$4.329	R\$4.102	R\$3.402	R\$2.707	R\$2.022	R\$1.351	R\$699	R\$69	R\$730
2032	R\$6.065	R\$5.838	R\$5.138	R\$4.443	R\$3.758	R\$3.087	R\$2.435	R\$1.805	R\$1.201
...
2048	R\$24.727	R\$24.499	R\$23.800	R\$23.105	R\$22.420	R\$21.749	R\$21.096	R\$20.467	R\$19.863
2049	R\$25.468	R\$25.241	R\$24.541	R\$23.847	R\$23.161	R\$22.490	R\$21.838	R\$21.208	R\$20.604

Fonte: Elaborado pelo autor

Para ambos os casos, no cenário com investimento próprio, existe uma saída no ano de 2024 (momento zero do fluxo de caixa), enquanto nos cenários com financiamento as saídas são dissipadas ao longo do tempo conforme o tempo de contrato, sendo o ano de 2025 o primeiro momento de contabilização das parcelas (momento 1 do fluxo de caixa).

Na simulação do prazo 24 para o PI, o ano de 2026 apresenta um valor negativo no fluxo de caixa acumulado descontado, mas próximo do ponto de equilíbrio (-R\$ 588). Quando ocorre a simulação no prazo 36, as parcelas do financiamento se tornam menores que a economia trazida pelo projeto, resultando em um *payback* positivo ainda em 2025 (R\$ 727) e, por isso, com *payback* descontado igual a zero (vide tabela 29). Embora alguns prazos de financiamento apresentem *payback* descontado igual a zero, não se trata de um retorno instantâneo, mas sim um efeito causado pela característica da construção do fluxo de caixa, que é anual.

De maneira oposta, quanto maior o prazo do financiamento para os projetos em SC, maior o tempo de *payback*, pois a economia gerada pelo projeto nos anos iniciais não é superior as parcelas do financiamento, causando um efeito de “alongamento” do ponto de equilíbrio no fluxo de caixa.

Vale ressaltar que, embora alguns prazos de financiamento apresentem retorno financeiro já no primeiro ano do projeto, representado por um *payback* descontado igual a zero, os maiores benefícios financeiros são observados quando o projeto é realizado com investimento próprio. A Tabela 31 apresenta o VPL de cada uma das simulações.

Tabela 31 - Valor presente líquido por cenário de investimento e UF

UF	Distribuidora	Valor Presente Líquido								
		Investimento próprio	Financiamento							
		-	12	24	36	48	60	72	84	96
PI	EQUATORIAL PI	52.264	52.093	51.567	51.043	50.527	50.022	49.531	49.057	48.602
RJ	ENEL RJ	50.127	49.920	49.282	48.648	48.022	47.410	46.815	46.241	45.690
PA	EQUATORIAL PA	48.422	48.218	47.592	46.969	46.355	45.754	45.170	44.606	44.065
AL	EQUATORIAL AL	46.415	46.231	45.666	45.104	44.550	44.008	43.481	42.972	42.484
RJ	LIGHT	45.482	45.275	44.637	44.003	43.377	42.765	42.170	41.596	41.045
AM	Amazonas Energia	44.403	44.185	43.515	42.849	42.192	41.549	40.925	40.321	39.743
MS	Energisa MS	43.998	43.802	43.199	42.599	42.008	41.430	40.867	40.324	39.803
BA	Neoenergia Coelba	43.702	43.515	42.941	42.371	41.808	41.258	40.722	40.205	39.710
MT	Energisa MT	42.683	42.488	41.889	41.293	40.706	40.132	39.573	39.034	38.516
TO	Energisa TO	41.674	41.487	40.909	40.335	39.769	39.215	38.676	38.156	37.658
AC	Energisa AC	41.110	40.897	40.243	39.593	38.952	38.324	37.714	37.125	36.560
MG	CEMIG-D	40.373	40.177	39.575	38.976	38.386	37.808	37.247	36.704	36.184
DF	Neoenergia Brasília	40.091	39.905	39.331	38.762	38.200	37.650	37.115	36.599	36.104
PE	Neoenergia Pernambuco	39.319	39.139	38.584	38.033	37.489	36.957	36.440	35.940	35.461
RN	Neoenergia Cosern	38.135	37.965	37.440	36.919	36.405	35.902	35.413	34.941	34.488
CE	ENEL CE	37.883	37.710	37.179	36.651	36.130	35.620	35.124	34.646	34.187
SP	Neoenergia Elektro	37.352	37.153	36.540	35.932	35.332	34.744	34.173	33.621	33.093
MA	Equatorial MA	36.938	36.749	36.170	35.595	35.028	34.472	33.933	33.411	32.911
GO	ENEL GO	34.731	34.546	33.977	33.413	32.856	32.311	31.781	31.269	30.778
AP	CEA Equatorial	34.644	34.436	33.796	33.160	32.533	31.919	31.323	30.746	30.194
RO	Energisa RO	34.378	34.165	33.511	32.861	32.220	31.593	30.983	30.394	29.829
SP	CPFL PAULISTA	34.148	33.949	33.337	32.728	32.128	31.540	30.969	30.418	29.889
SP	EDP SP	33.874	33.675	33.063	32.454	31.854	31.266	30.695	30.144	29.615
RS	RGE	33.758	33.541	32.872	32.207	31.552	30.911	30.287	29.685	29.108
SE	Energisa SE	33.139	32.954	32.388	31.825	31.270	30.727	30.199	29.689	29.200
RR	RORAIMA ENERGIA	32.678	32.478	31.864	31.253	30.651	30.061	29.488	28.935	28.404
SP	CPFL PIRATININGA	32.596	32.397	31.784	31.176	30.575	29.988	29.417	28.865	28.336
ES	EDP ES	32.267	32.064	31.439	30.818	30.206	29.607	29.025	28.463	27.923
PB	Energisa PB	30.215	30.042	29.509	28.979	28.457	27.946	27.449	26.969	26.509
SP	ENEL SP	30.030	29.831	29.218	28.610	28.010	27.422	26.851	26.299	25.771
PR	COPEL-DIS	29.846	29.640	29.006	28.375	27.754	27.145	26.554	25.983	25.435
RS	CEEE Equatorial	29.029	28.812	28.143	27.479	26.823	26.182	25.558	24.956	24.379
SC	CELESC-DIS	25.468	25.241	24.541	23.847	23.161	22.490	21.838	21.208	20.604

Fonte: Elaborado pelo autor

Para o PI, é possível verificar um VPL de R\$ 52.264 quando o projeto é feito com capital próprio e de R\$ 51.043 com um financiamento de 36 meses, o que evidencia o maior benefício financeiro no primeiro cenário mesmo possuindo um tempo de retorno superior (1,97 anos).

5.2 SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO

Considerando que as variáveis do modelo de projeção de fluxo de caixa utilizado neste trabalho são voláteis e suscetíveis a mudanças decorrentes de fatores como a dinâmica de mercado, o cenário macroeconômico nacional e internacional, e o avanço tecnológico, torna-se essencial incorporar maior aleatoriedade às análises. Essa abordagem permite uma exploração mais robusta dos diferentes cenários de viabilidade econômico-financeira dos projetos, ampliando a compreensão dos riscos e das oportunidades envolvidas.

Para isso, foram realizadas simulações de Monte Carlo utilizando a extensão Crystal Ball ao Microsoft Excel. Esse processo exige a identificação das variáveis de entrada e a definição das distribuições de probabilidade associadas a cada uma. As distribuições de probabilidade podem ser sugeridas ou, caso existam dados históricos das variáveis, é possível determinar a distribuição que melhor se ajusta aos dados por meio da própria ferramenta.

Neste trabalho, foi priorizada a coleta de amostras através de trabalhos acadêmicos e fontes oficiais do governo para definir as distribuições de probabilidade. Nos casos em que isso não foi possível ou quando o software não encontrou uma distribuição que se ajustasse bem aos dados, adotou-se aquela mais apropriada a variável.

Abaixo estão listadas as principais premissas do modelo que podem apresentar volatilidade e as distribuições de probabilidade adotadas para a simulação:

- **CAGR da Tarifa de Energia:** Utilizando o histórico da inflação entre 2004 e 2023 (IBGE, 2024), determinou-se que a distribuição Weibull, com valor local de 0,77%, escala de 7,29% e forma de 3,88, é a que melhor se ajusta aos dados.
- **CAGR do Consumo de Energia:** Devido à impossibilidade de definir uma distribuição adequada com base nas amostras de crescimento de consumo adquiridas pela EPE (2019b), foi adotada uma distribuição normal, com média de 3,98% e desvio padrão de 2,37 p.p.
- **Custo de Manutenção (Opex):** Como essa variável está relacionada à performance, resistência e confiabilidade dos materiais que compõem a placa fotovoltaica, considerou-se que a distribuição de probabilidade Weibull é a mais adequada para representar o custo de manutenção do sistema fotovoltaico. Foram mantidas as sugestões do software para os dados, sendo o valor local de 0,50%, escala de 1,00 e forma de valor 2.
- **Decaimento:** Semelhante ao custo de manutenção, o valor do decaimento — que representa a capacidade de produção de energia a partir da irradiação solar — está atrelado à performance, resistência e confiabilidade dos materiais das placas fotovoltaicas. Assim, optou-se pela distribuição Weibull como a que melhor se ajusta ao decaimento no sistema fotovoltaico (RNEL, 2012). Foram mantidas as sugestões do software para os dados, sendo o valor local de 0,40%, escala de 0,20% e forma de valor 2.

- **Energia Mensal:** Dada a dificuldade de encontrar uma amostra representativa do perfil social dos potenciais clientes, foi utilizada uma distribuição normal com média de 322,5 kWh/mês e desvio padrão de 50 kWh/mês.
- **Fator de Simultaneidade:** Com base na amostra de dados do trabalho elaborado pelo autor Clark (2023), estima-se que esses dados seguem uma distribuição lognormal, com valor local de 21,90%, média de 39,84% e desvio padrão de 9,49 p.p.
- **Perda:** Com base na amostra de dados do trabalho elaborado pelo autor Tonolo (2019), estima-se que esses dados seguem uma distribuição logística com média de 28% e escala de 3%.
- **Preço do Sistema Fotovoltaico:** Com base no histórico de preços do polissilício entre 2019 e 2023 (BERNREUTER, 2023), a distribuição lognormal, com valor local de 0%, média de 3,17 R\$/Wp e desvio padrão de 0,14 R\$/Wp, foi considerada a mais adequada para representar o preço do sistema.
- **Selic:** A partir do histórico das taxas de juros efetivas entre 2004 e 2023 (RECEITA FEDERAL, 2024a), determinou-se que a distribuição Weibull, com valor local de 0%, escala de 14,41% e forma de 4,06, é a que melhor se ajusta aos dados.

De modo similar ao que foi considerado no tópico 5.1, as simulações de Monte Carlo serão realizadas para as unidades federativas que no cenário base apresentaram o menor e maior VLP. Assim, as simulações a seguir referem-se ao PI e SC. Além disso, foi considerado um sistema sendo financiado em 48 meses, já que este é o prazo médio de parcelamento do produto financeiro no Banco A.

5.2.1 PI – Equatorial PI

Inicialmente, simulou-se os resultados obtidos para o PI quando consideradas as variações nas premissas. Em termos de VPL, o intervalo de variação foi de R\$8.772 a R\$121.206, sendo o cenário base de R\$50.527. Após 5.000 avaliações, foi determinado que o erro padrão da média é de R\$215. A tabela 32 traz os parâmetros estatísticos gerados pelo Crystal Ball.

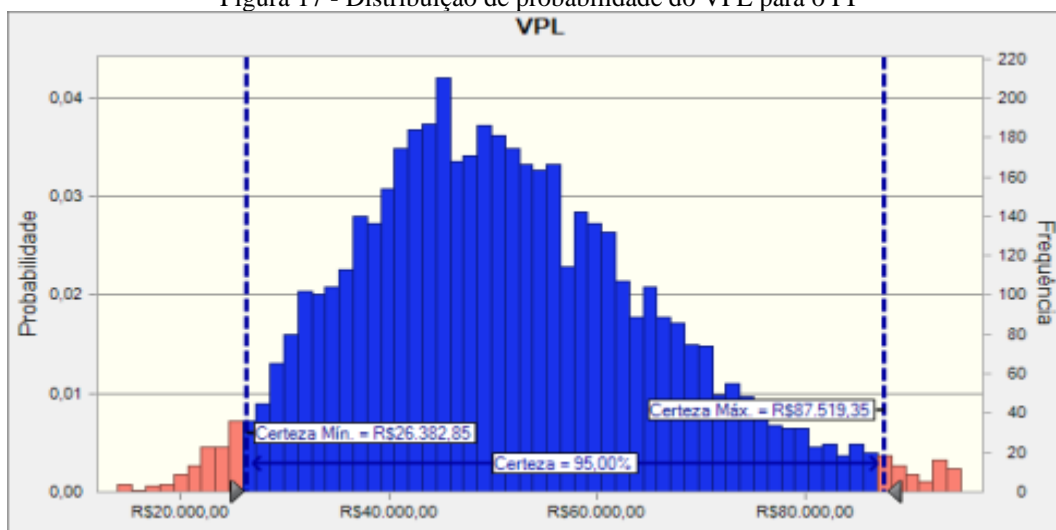
Tabela 32 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o VPL do PI

Estatística	Valores de previsão
Avaliações	5.000
Caso Base	R\$50.527,10
Média	R\$51.714,29
Mediana	R\$49.870,44
Moda	---
Desvio Padrão	R\$15.226,94
Variância	R\$231.859.813,86
Obliquidade	0,6095
Curtose	3,46
Coeficiente de Variação	0,2944
Mínimo	R\$8.772,03
Máximo	R\$121.206,69
Largura do Intervalo	R\$112.434,67
Erro Padrão Média	R\$215,34

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nesses resultados, é possível verificar que existem situações que podem afetar significativamente o resultado financeiro do investimento, dado que há uma amplitude de intervalo de R\$ 112.434. Por outro lado, apesar da ampla variação do VPL, não foram observados valores negativos para os sistemas fotovoltaicos submetidos às características da unidade federativa e de sua concessionária. O modelo apresentou valores acima de R\$ 8.700 em todas as condições simuladas, o que reforça os benefícios financeiros que esse tipo de investimento na unidade federativa pode proporcionar. A figura 17 apresenta as variações.

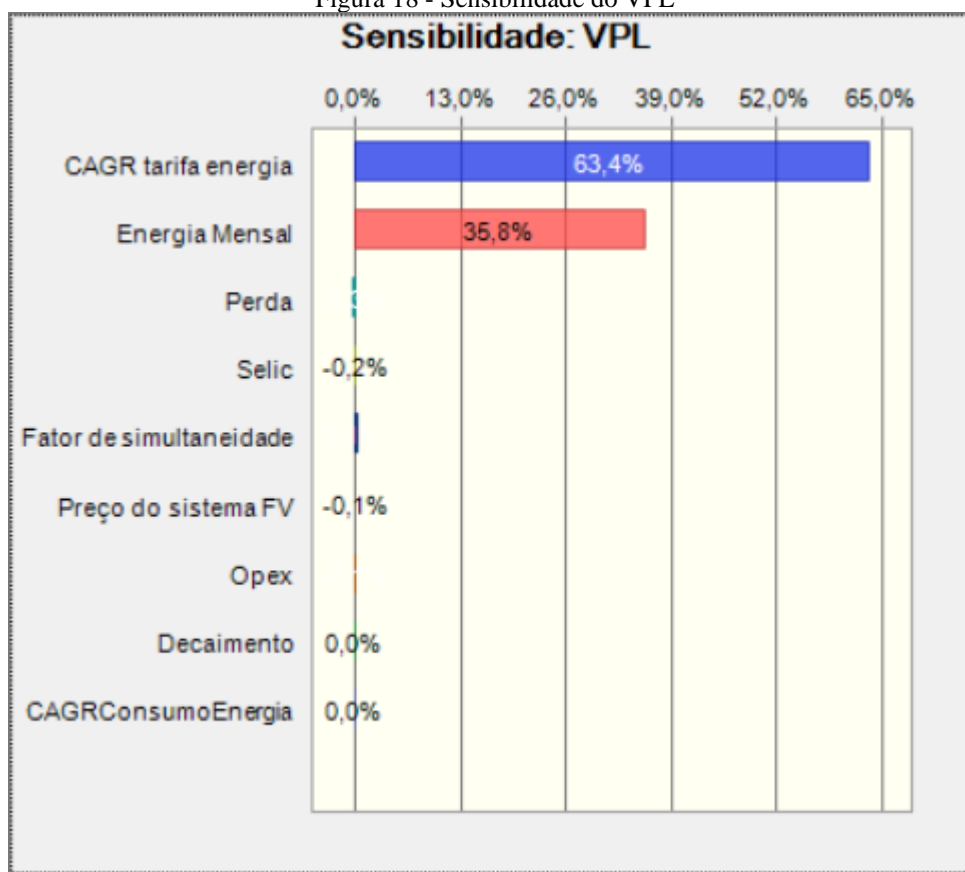
Figura 17 - Distribuição de probabilidade do VPL para o PI



Fonte: Elaborado pelo autor

Das nove variáveis selecionadas para introdução de aleatoriedade na simulação de Monte Carlo, apenas duas demonstraram impactos significativos sobre o VPL do projeto. O crescimento médio da tarifa de energia (CAGR da tarifa de energia) exerce um papel relevante na viabilidade, pois, quanto maior o crescimento das tarifas, maiores são os retornos financeiros que o projeto pode proporcionar devido à economia gerada em comparação ao consumo cativo. Da mesma forma, quanto maior o consumo de energia mensal (Energia mensal), maior é o impacto do aumento das tarifas sobre a fatura. Assim, uma fatura elevada, decorrente de um alto consumo de energia, torna o investimento em sistemas de geração própria ainda mais vantajoso.

Figura 18 - Sensibilidade do VPL



Fonte: Elaborado pelo autor

Dada a relevância da métrica de *payback* nesse mercado, torna-se importante simular sua variação para mensurar o impacto nos resultados. Conforme observado na tabela 33, não foram identificadas grandes variações para esta unidade federativa e concessionária. O *payback* descontado permanece próximo de zero, independentemente das condições simuladas.

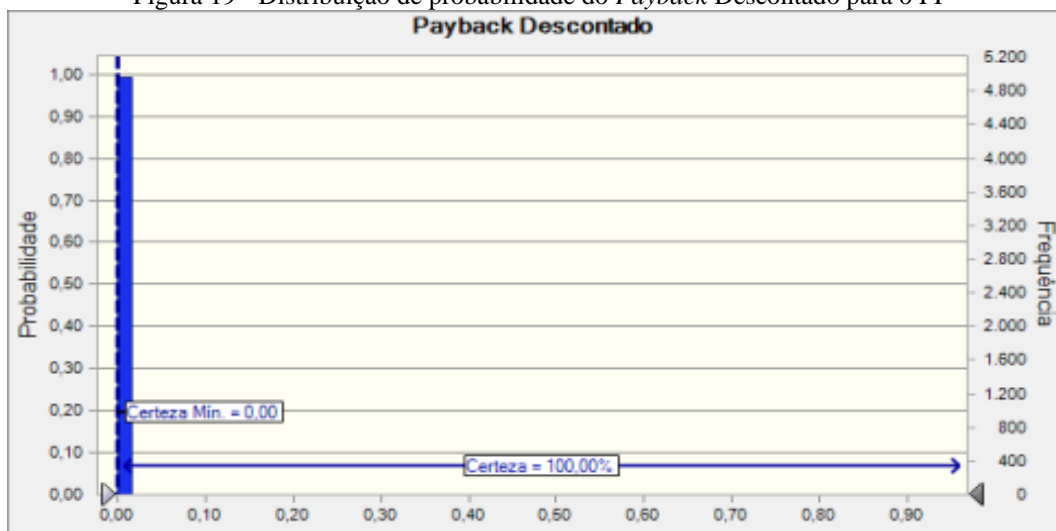
Tabela 33 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o *Payback* Descontado do PI

Estatística	Valores de previsão
Avaliações	5.000
Caso Base	0,00
Média	0,03
Mediana	0,00
Moda	0,00
Desvio Padrão	0,33
Variância	0,11
Obliquidade	11,43
Curtose	136,65
Coeficiente de Variação	10,96
Mínimo	0,00
Máximo	4,75
Largura do Intervalo	4,75
Erro Padrão Média	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor

Nesse trabalho, a métrica de *payback* igual a zero somente é possível pois o cálculo de fluxo de caixa adotado é anual e não mensal. Além disso, a figura 19 demonstra que as premissas e as variações adotadas não foram suficientes para trazer volatilidade à métrica. Assim, quando considerado um financiamento de 48 meses (4 anos) para um projeto exposto as características da UF e concessionária, o *payback* descontado é inferior a 1 ano.

Figura 19 - Distribuição de probabilidade do *Payback* Descontado para o PI

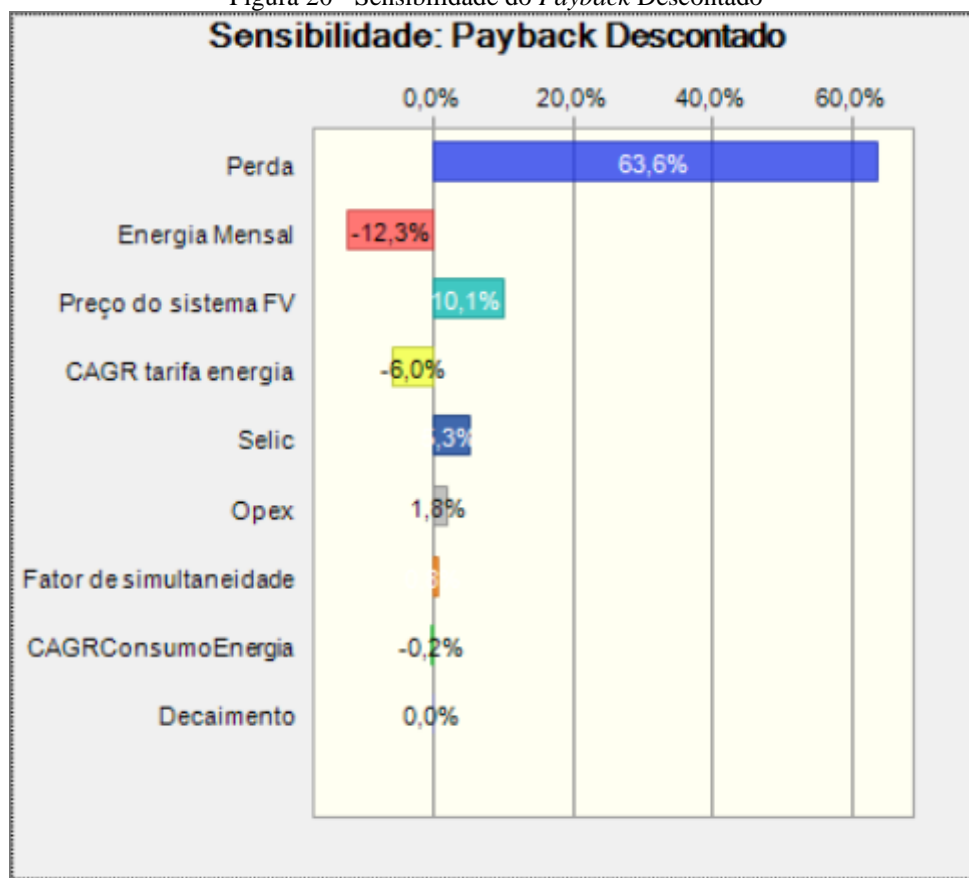


Fonte: Elaborado pelo autor

Diferentemente do VPL, o *payback* apresentou maior sensibilidade às variáveis do modelo. Aquelas de maiores influências foram: perda, consumo de energia mensal, preço do sistema fotovoltaico e crescimento do preço da energia elétrica.

Valores de sensibilidade negativos indicam uma correlação inversa entre a variável e o *payback*. Nesse contexto, quanto maior a perda, maior tende a ser o tempo de retorno do investimento. Por outro lado, quanto maior for o consumo mensal de energia, menor será o tempo de retorno, já que a economia gerada pelo sistema será mais significativa.

Figura 20 - Sensibilidade do *Payback* Descontado



Fonte: Elaborado pelo autor

5.2.2 SC – CELESC-DIS

Variando-se os valores das premissas para a UF de SC e a concessionária Celesc-DIS, observou-se um VPL mínimo de R\$3.354 e máximo de R\$69.986, sendo o cenário base de R\$23.161. Após 5.000 avaliações, foi determinado que o erro padrão da média é R\$128. A tabela 34 traz os parâmetros estatísticos gerados.

Tabela 34 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o VPL de SC

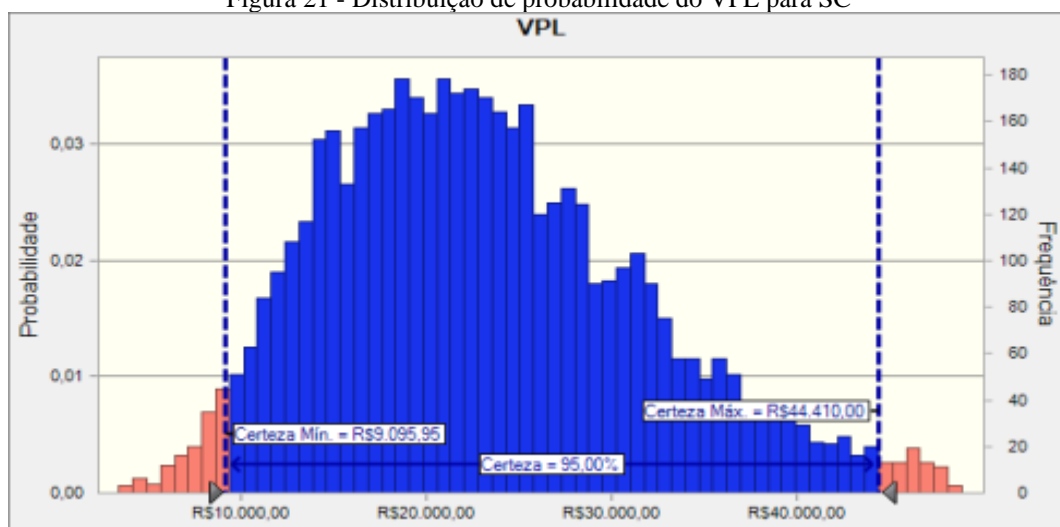
Estatística	Valores de previsão
Avaliações	5.000
Caso Base	R\$23.161,12
Média	R\$23.313,00
Mediana	R\$22.185,68
Moda	---
Desvio Padrão	R\$9.086,69
Variância	R\$82.567.887,92
Obliquidade	0,7433
Curtose	3,68
Coeficiente de Variação	0,3898
Mínimo	R\$3.354,10
Máximo	R\$69.986,58
Largura do Intervalo	R\$66.632,49
Erro Padrão Média	R\$128,51

Fonte: Elaborado pelo autor

Os resultados indicam uma amplitude de intervalo de R\$ 66.632, representando aproximadamente a metade do valor observado para o Piauí (PI). Isso reflete uma menor elasticidade nas métricas de viabilidade em relação às variações das condições simuladas.

De forma similar, não foram identificados valores negativos de VPL para os sistemas fotovoltaicos submetidos às características desta unidade federativa e sua concessionária, uma vez que o valor mínimo é superior a zero. A figura 21 apresenta as variações do VPL.

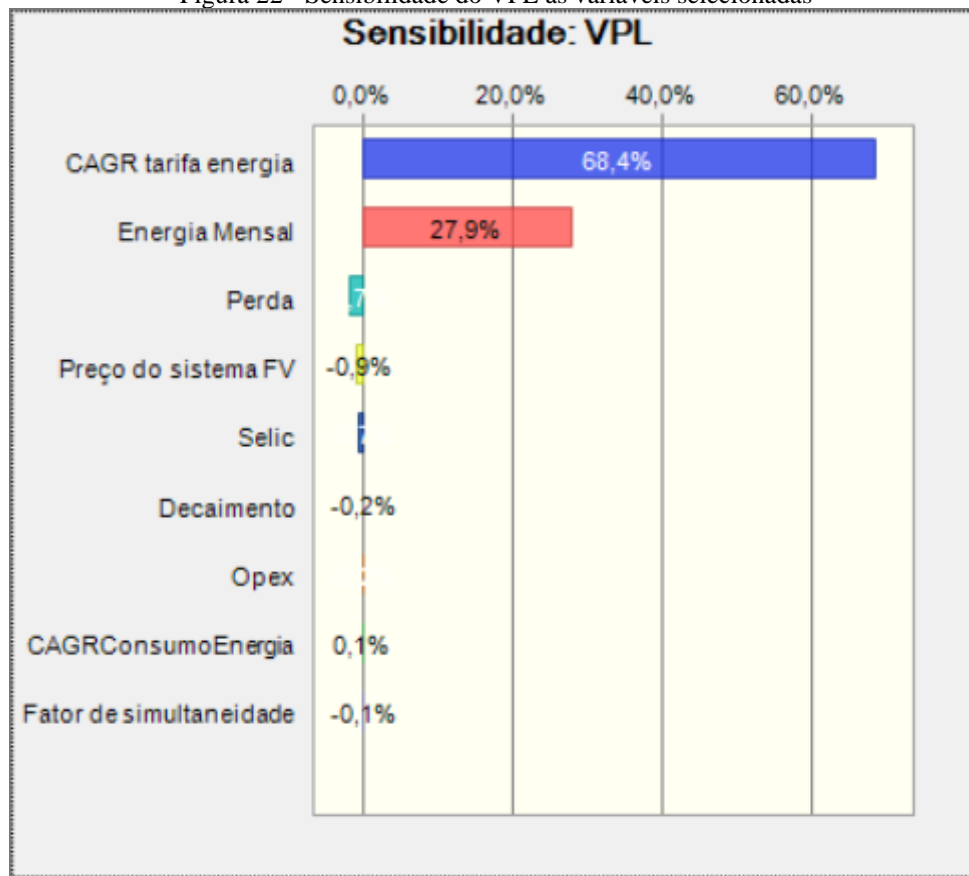
Figura 21 - Distribuição de probabilidade do VPL para SC



Fonte: Elaborado pelo autor

Os dados de sensibilidade do VPL apresentados na figura 22 para essa UF reforçam a predominância do crescimento médio da tarifa de energia (CAGR tarifa energia) e do consumo de energia mensal (Energia mensal) sobre a viabilidade do investimento, uma vez que também foram as variáveis de maiores impactos para o PI.

Figura 22 - Sensibilidade do VPL às variáveis selecionadas



Fonte: Elaborado pelo autor

O *payback* descontado dos projetos simulados apresentaram variações significativas. O *payback* mínimo foi de 4,25 anos, enquanto o máximo foi de 14,79, o que representa uma largura de intervalo de 10,53 anos.

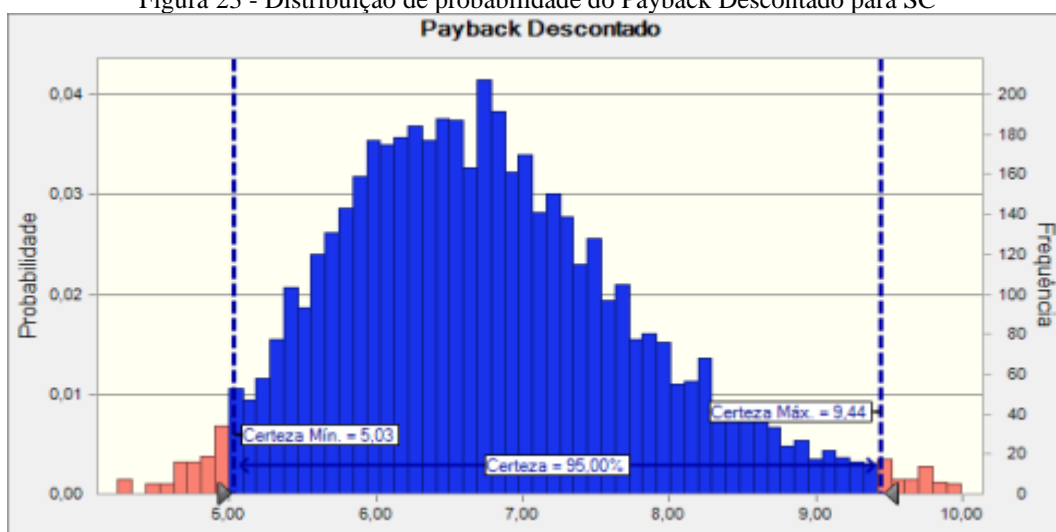
Tabela 35 - Estatísticas da simulação de Monte Carlo para o *Payback* Descontado de SC

Estatística	Valores de previsão
Avaliações	5.000
Caso Base	5,90
Média	6,83
Mediana	6,67
Moda	---
Desvio Padrão	1,14
Variância	1,31
Obliquidade	1,16
Curtose	6,09
Coeficiente de Variação	0,1677
Mínimo	4,25
Máximo	14,79
Largura do Intervalo	10,53
Erro Padrão Média	0,02

Fonte: Elaborado pelo autor

O gráfico de distribuição de probabilidade revela que os projetos submetidos às características da unidade federativa e de sua concessionária estão sujeitos a uma ampla variação no tempo de retorno do investimento, podendo atingir até mais da metade da vida útil do sistema, estimada em 25 anos. Esse cenário destaca a importância de um planejamento cuidadoso e de um gerenciamento eficiente do projeto, de forma a garantir que o tempo de retorno esteja alinhado com as expectativas do consumidor que deseja se tornar um gerador de sua própria energia.

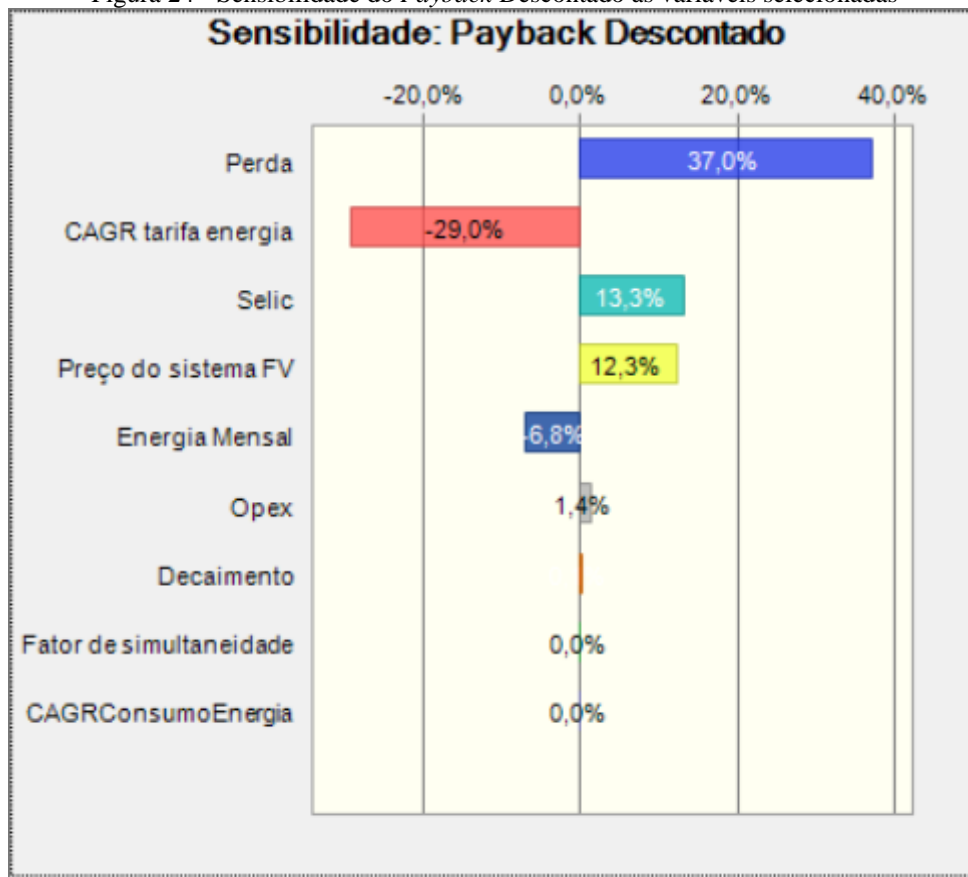
Figura 23 - Distribuição de probabilidade do *Payback* Descontado para SC



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, o *payback* demonstrou maior sensibilidade às variáveis de perda, crescimento do preço da energia elétrica, selic, preço do sistema fotovoltaico e consumo de energia mensal.

Figura 24 - Sensibilidade do *Payback* Descontado às variáveis selecionadas



Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 MAPEAMENTO DE OPORTUNIDADES

Para o mapeamento de potenciais oportunidades existentes no mercado, criou-se uma matriz de decisão que considera três principais fatores de modo a elencar aquelas UFs onde há expectativa de expansão, são eles: PIB per capita, tempo médio de *payback* descontado e quantidade de consumidores cativo. Esses fatores foram escolhidos, pois, quanto maior o PIB per capita das UFs, maior o potencial de renda naquela localidade. Quanto menor o *payback*, ou seja, o tempo para recuperar o dinheiro investido, maior a atratividade desse investimento. Foi considerado o cenário de investimento próprio devido as menores distorções que os dados trariam ao resultado final. Por fim, para que haja a consideração do tamanho de mercado das UFs, será considerado o número de consumidores cativos daquela localidade. Desse modo, será possível elencar com base em múltiplos critérios quais as UFs com as maiores oportunidades

de mercado para que a instituição possa priorizar as ações comerciais. A tabela 36 apresenta a matriz e as pontuações finais.

Tabela 36 - Matriz de decisão para priorização de potenciais oportunidades

UF	Distribuidora	PIB per capita	Payback descontado	Número UCs	Pontuação normalizada			Pontuação
					PIB p. Cap.	PD ⁻¹	NºUCs	
MG	CEMIG-D	41.916	2,82	9.835.494	27,84	69,14	100,00	196,98
DF	Neoenergia Brasília	102.630	2,71	1.113.922	100,00	72,86	9,71	182,57
SP	ENEL SP	61.617	3,69	8.234.376	51,26	37,28	83,43	171,97
RJ	LIGHT	59.147	2,67	4.490.356	48,32	74,51	44,67	167,50
RJ	ENEL RJ	59.147	2,45	2.766.570	48,32	82,64	26,82	157,78
BA	Neoenergia Coelba	24.953	2,51	6.359.992	7,68	80,47	64,02	152,17
SP	CPFL PAULISTA	61.617	3,31	4.669.674	51,26	51,23	46,52	149,01
MT	Energisa MT	64.792	2,67	1.557.764	55,03	74,47	14,31	143,80
SP	Neoenergia Elektro	61.617	3,06	2.771.904	51,26	60,37	26,88	138,51
MS	Energisa MS	52.091	2,62	1.146.357	39,93	76,50	10,05	126,48
PA	EQUATORIAL PA	32.563	2,45	2.364.639	16,73	82,60	22,66	121,99
PE	Neoenergia Pernambuco	24.435	2,68	4.037.670	7,07	74,01	39,98	121,06
PR	COPEL-DIS	48.424	3,82	5.224.635	35,58	32,61	52,27	120,46
SP	EDP SP	61.617	3,33	1.963.350	51,26	50,39	18,51	120,15
GO	ENEL GO	38.728	3,05	3.130.138	24,05	60,64	30,59	115,28
CE	ENEL CE	22.232	2,67	3.669.240	4,45	74,60	36,17	115,22
SP	CPFL PIRATININGA	61.617	3,44	1.822.183	51,26	46,30	17,05	114,60
PI	EQUATORIAL PI	19.652	1,97	1.304.073	1,38	100,00	11,68	113,06
RS	RGE	53.490	3,60	3.000.526	41,60	40,55	29,24	111,39
TO	Energisa TO	34.512	2,54	643.502	19,04	79,06	4,84	102,95
AL	EQUATORIAL AL	24.389	2,35	1.119.021	7,01	86,06	9,77	102,83
RN	Neoenergia Cosern	24.362	2,62	1.584.315	6,98	76,21	14,58	97,77
AM	Amazonas Energia	33.715	2,84	1.065.509	18,10	68,11	9,21	95,41
ES	EDP ES	48.958	3,53	1.634.590	36,21	43,08	15,10	94,40
MA	Equatorial MA	18.489	2,94	2.365.546	0,00	64,75	22,67	87,42
RS	CEEE Equatorial	53.490	4,08	1.754.348	41,60	23,03	16,34	80,97
SC	CELESC-DIS	57.247	4,71	3.041.851	46,06	0,00	29,67	75,73
AC	Energisa AC	26.018	2,92	313.752	8,95	65,35	1,43	75,73
RO	Energisa RO	36.825	3,45	831.107	21,79	46,02	6,79	74,60
SE	Energisa SE	23.597	3,17	815.827	6,07	56,29	6,63	68,99
PB	Energisa PB	19.578	3,26	1.478.641	1,29	52,96	13,49	67,75
AP	CEA Equatorial	27.603	3,38	222.982	10,83	48,71	0,49	60,03
RR	RORAIMA ENERGIA	29.425	3,44	175.609	13,00	46,20	0,00	59,19

Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nos critérios adotados e na pontuação final da matriz de decisão, limitando-se as dez maiores pontuações, sete UFs poderiam ser priorizadas: MG, DF, SP, RJ, BA, MT e MS, totalizando dez distribuidoras diferentes: CEMIG-D, Neoenergia Brasília, ENEL SP, LIGHT, ENEL RJ, Neoenergia Coelba, CPFL PAULISTA, Energisa MT, Neoenergia Elektro e Energisa MS.

Vale salientar que, das sete unidades federativas mencionadas, três - MS, MT e MG - apresentam os maiores níveis de penetração de GD no país, conforme destacado no tópico 3.2.2. Esses altos percentuais podem estar relacionados aos fatores aqui discutidos: um cenário

socioeconômico mais favorável em comparação com outras regiões, tempos de retorno próximos à média nacional e um mercado de tamanho considerável. Embora essas UF's sejam consideradas mais desafiadoras para a expansão devido às restrições na aprovação de projetos e à maior concorrência, ainda assim apontam oportunidades que podem ser exploradas com cautela pela instituição.

Sob a perspectiva de uma instituição financeira que busca prospectar novos clientes, esses estados apresentam características que, além de considerar as vantagens econômicas dos projetos fotovoltaicos para os prosumidores, também avaliam o ambiente externo à instituição, ou seja, o mercado. Ainda, são ponderados fatores que podem minimizar os esforços de conversão dos potenciais consumidores e a competição com outros players, dada a ampla base de consumidores e a melhor capacidade financeira para arcar com os custos de investimento em um projeto solar fotovoltaico.

6 CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo identificar os principais fatores que influenciam a viabilidade econômico-financeira de um projeto solar fotovoltaico no contexto brasileiro. Isso permitiu mapear potenciais oportunidades no mercado de geração distribuída fotovoltaica. A motivação que levou a esse desenvolvimento passa pela experiência profissional do autor, empresa e área em que atua.

O trabalho inicia com uma revisão bibliográfica de assuntos que respaldam o objetivo técnico que se pretendia alcançar. Em um primeiro momento, são revisados os conceitos de planejamento estratégico já que a problemática levantada e os objetivos sobre o qual o trabalho está respaldado passaram por uma avaliação da performance da empresa e de seu produto financeiro no mercado de MMGD. Neste tópico, fica claro que a análise dos fatores que são externos a instituição é de grande importância para uma melhor adequação dos negócios às oportunidades existentes, sendo isso definido por estratégias internas e, posteriormente, formalizado pelo planejamento estratégico. De modo complementar, são revisados os conceitos de viabilidade econômico-financeira da Engenharia Econômica, apontando as métricas e indicadores que ajudam na avaliação financeira de decisões ou projetos de investimento, os quais são de fundamental importância na decisão final sobre o investimento em projetos solares fotovoltaicos.

A MMGD é um segmento de grande relevância no setor elétrico brasileiro, o qual se encaminha para atingir 10% do total de consumidores cativos do país. Seu desenvolvimento foi impulsionado por regulações e subsídios que visavam incentivar o mercado, oferecendo uma alternativa de investimento com benefícios financeiros. No panorama atual, percebe-se que o nível de penetração nas unidades consumidoras totais do país ainda é baixo, com uma média de apenas 3,6%. Visto as projeções existentes, que estimam um crescimento de 121% no próximo decênio, pode-se concluir que haverá oportunidades de mercado para os players que ali se inserem, dentre eles o Banco A.

As projeções de viabilidade para os projetos solares fotovoltaicos da modalidade de geração na própria UC da classe residencial de baixa tensão elaboradas nesses trabalhos mostram, em termos de *payback* descontado, uma variação entre 1,97 e 4,71 anos para o tempo de retorno do investimento no Brasil, com VPLs entre R\$ 20.604 e R\$ 52.264. Tais resultados consideraram um perfil de cliente médio estimado, com consumo mensal de 322,5 kWh. Os resultados positivos evidenciam a qualidade do investimento, sendo positivo dentro do horizonte de tempo da vida útil das placas solares. Porém, ao mesmo tempo, também tornam

notório a significativa diferença de viabilidade que podem ser encontradas em território nacional, sejam pelas características geográficas as quais estarão submetidos, medidas estaduais e federais de cobranças de impostos ou características das operações das distribuidoras que se refletem na construção das tarifas de energia elétrica. Todos esses fatores e suas correlações impactam na viabilidade dos projetos.

Nas análises, foram destacadas as UFs que apresentaram os limites mínimos e máximos de *payback* descontado, que é a principal métrica acompanhada pelo mercado. Enquanto o PI apresentou os melhores indicadores devido a fatores como: elevada irradiação global horizontal, elevada alíquota de ICMS e elevada tarifa faturável, o estado de SC apresentou os piores, dado a menor irradiação, alíquota de ICMS na energia elétrica menor que a de outras UFs e, também, a menor tarifa de energia elétrica faturável.

Dadas as limitações de um modelo cujas variáveis são médias e estáticas, foram realizadas simulações de Monte Carlo para avaliar diferentes cenários de viabilidade dos projetos, considerando variações nas premissas de energia mensal consumida, perdas, custos de manutenção, taxa de decaimento, fator de simultaneidade, taxa básica de juros (Selic), preço do sistema fotovoltaico, e o crescimento da tarifa e do consumo de energia elétrica ao longo do tempo. Essa abordagem permitiu identificar o amplo intervalo de variação no VPL que um mesmo projeto pode apresentar. Variáveis como o crescimento da tarifa e o consumo mensal de energia foram apontadas como as principais influenciadoras da viabilidade dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, não foram identificados valores de VPL abaixo de zero, o que reforça os benefícios financeiros que esse tipo de investimento pode oferecer aos prosumidores, independentemente da UF.

Por fim, dadas as projeções de viabilidade e informações de mercado de cada UF, por meio de uma matriz de decisão buscou-se ponderar os múltiplos critérios escolhidos: PIB per capita, tempo médio de *payback* descontado e quantidade de consumidores cativos, para elencar as principais UFs que demonstram as melhores oportunidade mapeadas. Assim, MG, DF, SP, RJ, BA, MT e MS são as localidades que a instituição poderá priorizar dentro de seu planejamento estratégico de prospecção e participação de mercado.

6.1 CONTRIBUIÇÃO DO PROJETO PARA A ORGANIZAÇÃO

Além dos insights e direcionamentos apontados anteriormente, que passam por uma melhor compreensão da variação de viabilidade econômico-financeira dos projetos solares fotovoltaicos no Brasil e o mapeamento das UFs com maiores oportunidades visto os critérios elencados, adiciona-se como contribuição do trabalho a revisão ampla do panorama atual do

mercado e de fatores que impactam seu crescimento, o que proporciona ganho de conhecimento e inteligência de mercado que poderá ser explorado e expandido dentro da instituição. Além disso, foi desenvolvido uma cadeia lógica de identificação de informações importantes que permitiram criar hipóteses e traçar premissas que ajudam a criar estimativas de fluxos de caixas desse projeto nos diferentes prazos de financiamento e, com isso, criar diagnósticos objetivos e numéricos dos dados do segmento, complementando avaliações qualitativas efetuadas internamente na instituição e aperfeiçoando diagnósticos levantados pela área de Planejamento.

6.2 LIMITAÇÕES E PRÓXIMOS PASSOS

É importante ressaltar que o trabalho apresenta algumas limitações, assim como abre espaço para próximos passos dentro da análise de mapeamento de oportunidades.

Como limitações, pode-se citar o perfil genérico de consumo de energia elétrica estipulado dado a falta de informação de consumo dos clientes da instituição, o que pode não estar totalmente aderente ao perfil real. Adiciona-se a isso o dinamismo do segmento e a influência das decisões jurídicas no mercado, o que gera a necessidade de se manter atualizado sobre as mudanças. Por fim, o trabalho não aborda necessariamente quais são os riscos do modelo de negócio da instituição, assim como não aponta quais são potenciais mudanças que podem condicionar o mercado no médio e longo prazo.

Como próximos passos, o trabalho poderá ser complementado com modelos matemáticos de estimativa de inadimplência daquele público mapeado como oportunidade a fim de manter uma boa qualidade da carteira de financiamento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Alterações na Minuta Resolução Pis-Cofins. Audiências Públicas Antigas.** 2005. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=9237&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fp%2Fvisualizar.jsp. Acesso em: 26 ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.** [Brasília]. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 23 mar. 2024

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e Minigeração Distribuída.** [S.I.]. Ministério de Minas e Energia, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida#:~:text=Denomina%2Dse%20microgera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda%20a,do%20Par%C3%A1grafo%20%C3%9Anico%20do%20art>>. Acesso em: 09 fev 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição.** [S.I.]. Agência Nacional De Energia Elétrica, 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231060_2_1.pdf. Acesso em: 12 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Ranking da Tarifa Residencial.** [S.I.]. Agência Nacional De Energia Elétrica, 2024a. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>>. Acesso em: 18 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relatório Interativo Power BI. Mapa das Distribuidoras.** [S.I.]. Agência Nacional De Energia Elétrica, 2024b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDI4ODJiODctYTUyYS00OTgxLWE4MzktMDczYTlmMDU0ODYxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9&pageName=ReportSection>. Acesso em: 21 jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).** [S.I.]. Agência Nacional De Energia Elétrica, 2024c. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/contadesenvolvimento#!>. Acesso em: 04 jul. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Subsidiômetro - Luz na Tarifa.** [S.I.]. Agência Nacional De Energia Elétrica, 2024d. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro#!>. Acesso em: 09 out. 2024.

ALBA ENERGIA. **Saiba Como Ganhar Dinheiro Com Energia Solar**. 2022. Disponível em: <https://albaenergia.com.br/saiba-como-ganhar-dinheiro-com-energia-solar/> Acesso em: 02 ago. 2024.

AMARAL, V. R. do; BÜTTENBENDER, P. L.; THESING, N. J. Novo marco legal à geração distribuída de energia elétrica no Brasil: uma abordagem das principais mudanças. **Informe GEPEC**, [S. l.], v. 28, n. 1, p. 440–461, 2024. Disponível em: <https://e-revista.unioeste.br/index.php/gepec/article/view/31536>. Acesso em: 23 mar. 2024

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Cartilha do Mercado livre de Energia**. 2023a. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2023/10/Cartilha-do-Mercado-Livre-de-Energia.pdf>. Acesso em: 02 ago. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Relatório de Sustentabilidade do Segmento de Distribuição 2023**. [S.l.]. Associação Brasileira De Distribuidores De Energia Elétrica. 2023b. Disponível em: <https://link>. Acesso em: 09 jul. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Energia Solar Fotovoltaica - **Inversão de Fluxo de Potência**. 18 jun. 2024. Disponível em: <https://www.confed.org.br/midias/uploads-imce/2024.06.18%20Reuni%C3%A3o%20Coordenador%20Daniel%20Sobrinho%20-%20Invers%C3%A3o%20de%20fluxo.pdf>. Acesso em: 02 set. 2024.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Spread Médio das Operações de Crédito - Total. Banco Central do Brasil**. [São Paulo]. Banco Central do Brasil, 17 jun. 2017. Disponível em: <https://dadosabertos.bcb.gov.br/dataset/20783-spread-medio-das-operacoes-de-credito---total>>. Acesso em: 29 jan. 2024

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Taxa Selic**. 2024. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/taxaselic>. Acesso em: 25 ago. 2024.

BERNREUTER RESEARCH. **Polysilicon Price Trend**. 2023. Disponível em: <https://www.bernreuter.com/polysilicon/price-trend/#chart-closer-view-monthly-polysilicon-spot-price-average-from-2011-through-2023>. Acesso em: 10 out. 2024.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Acordo de Paris**. 2015a. [Brasília]. Disponível em: <https://antigo.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris.html>. Acesso em: 17 jun. 2024.

BRASIL. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 06 out. 2015b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/13169.htm. Acesso em: 27 ago. 2024.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Entenda como a matriz elétrica brasileira está mudando**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/08/entenda-como-a-matriz-eletrica-brasileira-esta-mudando>. Acesso em: 17 jun. 2024.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 06 jan. 2022a. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 23 mar. 2024.

BRASIL. **Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 jul. 2022b. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/LCP/Lcp194.htm. Acesso em: 13 jul. 2024.

BANCO A. **No Brasil, 69% da população tem interesse em instalar energia solar.** [São Paulo]. Banco A, 2022.

CAIXE, D. F. **Análise e Elaboração de Projetos de Investimentos:** TIR e TIR Modificada. São Paulo. e-Disciplinas USP, 2023. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/8041680/mod_resource/content/1/Aula_TIR_Prof.pdf>. Acesso em: 20 mar 2024

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Premissas Orçamentárias Contas Setoriais 2024.** Brasília: CCEE, 2023. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais>>. Acesso em: 06 ago. 2024.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Projeto inclui cobrança de custo de disponibilidade na legislação do setor elétrico.** Brasília. Câmara dos Deputados, 2022. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/883813-projeto-inclui-cobranca-de-custo-de-disponibilidade-na-legislacao-do-setor-eletrico/>>. Acesso em: 05 fev. 2024

CARVALHO, Marly Monteiro de; LAURINDO, Fernando José Barbin. **Estratégia competitiva: dos conceitos à implementação.** 2. ed São Paulo: Atlas, 2010.

CASTRO, Nivalde de; CÂMARA, Lorrane; MOSZKOWICZ, Mauricio. **Reflexões sobre impactos da Geração Distribuída no Mercado de Energia Elétrica do Brasil.** Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2021. Disponível em: https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/14_tdse_105_vf.pdf. Acesso em: 22 jun. 2024.

CASTRO, R.; BRANDÃO, R.; OLIVEIRA, C. **Nova Regulamentação para Geração Distribuída.** [Rio de Janeiro]. Grupo de Estudo do Setor Elétrico, 2019. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/06/57_castro232.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2024.

CHIAVENATO, Idalberto. **Administração: Teoria, processo e prática.** 3. ed. São Paulo: Makron Books, 2000.

CLARK, Eduardo C. **Fator De Simultaneidade em Residências com Usina de Energia Solar Fotovoltaica na Cidade de Viçosa - MG.** 2023. Disponível em: https://www3.dti.ufv.br/sig_del/consultar/download/475. Acesso em: 15 nov. 2024.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). **Convênio icms 16, de 22 de abril de 2015.** Conselho Nacional de Política Fazendária/Ministério da Fazenda, Diário Oficial da União, Brasília. 2015. Disponível em:

https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15#:~:text=Autoriza%20a%20conceder%20isen%C3%A7%C3%A3o%20nas,Nacional%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20%2D%20ANEEL. Acesso em: 16 ago. 2024.

COORDENADORIA DE FISCALIZAÇÃO DE MERCADORIAS EM TRÂNSITO (COFIMT). **O que é ICMS?** Governo do Estado do Mato Grosso do Sul. Disponível em: <https://www.cofimt.ms.gov.br/destaques/o-que-e-icms/>. Acesso em: 10 ago. 2024.

COSTA, R. P. *et al.* **Engenharia Econômica e Finanças**. São Paulo: Elsevier 2009.

CPFL. **Tributos municipais, estaduais e federais**. CPFL, 2024. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/tributos-municipais-estaduais-e-federais>. Acesso em: 26 ago. 2024.

DANTAS, S. G; POMPERMAYER, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Rio de Janeiro. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2018. Disponível em: https://portalantigo.ipea.gov.br/agencia/images/stories/PDFs/TDs/td_2388.pdf. Acesso em: 29 jul. 2024

DANTAS, Ozlean De Lima. **Impactos da alta penetração fotovoltaica na rede elétrica em relação à qualidade de energia**. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento, 2021. Disponível em: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/qualidade-de-energia>. Acesso em: 18 jun. 2024.

DELUNARDO, M. C. **Análise econômica das novas regras de compensação de energia estabelecidas no marco legal da geração distribuída em sistemas de microgeração para consumidores do grupo B**. 2022. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica). Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória, 2022. Disponível em: https://repositorio.ifes.edu.br/bitstream/handle/123456789/2059/TCC_An%C3%A1lise_Econ%C3%B4mica_Novas_Regras_Compensa%C3%A7%C3%A3o.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 29 jul. 2024

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional (BEN) 2013 – ano base 2012**. 2013. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-129/topico-101/Relat%C3%B3rio%20Final%202013.pdf>. Acesso em: 17 maio 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Relatório Final do Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. 2019a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-52/topico-89/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202019.pdf>. Acesso em: 25 maio 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Consumo residencial de energia elétrica por classes de renda**. [Rio de Janeiro]. Empresa Pesquisa Energética, 2019b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-729/FactSheetConsumoPorClassesDeRenda_Final09032023.pdf. Acesso em: 27 jul. 2024

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão 1ª Revisão Quadrimestral da**

Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética PLAN 2023 - 2027. 2023. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-651/NT_Metodologia_4MD_1RQ_2023.pdf. Acesso em: 25 jun. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas).** 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica>. Acesso em: 14 de jun. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional (BEN) 2024 – ano base 2023.** 2024b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 17 de maio 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Caderno de MMGD e Baterias - Plano Decenal de Expansão de Energia 2034.** 2024c. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf). Acesso em: 02 ago. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia.** 2024d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>. Acesso em: 05 ago. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída - PDGD.** [Rio de Janeiro]. Empresa de Pesquisa Energética, 2024e. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/painel-de-dados-de-micro-e-minigeracao-distribuida-pdgd->. Acesso em: 24 jun. 2024.

EQUATORIAL ENERGIA PARÁ. **Cobrança de ICMS.** Equatorial Energia Pará, 2024. Disponível em: <https://pa.equatorialenergia.com.br/informacoes-gerais/cobranca-de-icms/>. Acesso em: 26 ago. 2024.

FERREIRA, I. S. **Breve histórico da regulamentação da geração distribuída no brasil.** 2022. Monografia (Graduação em Ciência e Tecnologia do Mar). Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, 2022a. Disponível em: <https://repositorio.unifesp.br/server/api/core/bitstreams/6163ae87-dc5b-4ffe-89aa-9f2dd8f390c5/content>. Acesso em: 25 de mar. 2024

FERREIRA, Welinton. **O novo marco legal da Geração Distribuída: Lei nº 14.300/2022 e suas principais mudanças.** Ensaio Energético, 2022b. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br/o-novo-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-no-14-300-2022-e-suas-principais-mudancas/>. Acesso em: 5 abr. 2024.

FGV SOCIAL CPS, Fundação Getúlio Vargas Social – Centro de Políticas Sociais. **Qual faixa de renda familiar das classes.** [São Paulo]. FGV CPS, 2014. Disponível em: <https://cps.fgv.br/qual-faixa-de-renda-familiar-das-classes>. Acesso em: 20 ago. 2024

FIORAVANTE, D. **O Preço Da Energia: O Descontrole Do Abuso De Controle.** [Brasília]. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2022. Disponível em:

<https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11423/1/Radar_n70_art03_pre%C3%A7o_energia.pdf>. Acesso em: 20 maio 2024

GALBRAITH, Jay R. **Projeto de organizações dinâmicas**. São Paulo: Atlas.

GREENER. Estudo Estratégico: **Geração Distribuída – Fevereiro 2023 | Dados do 2º semestre 2022**. São Paulo. Greener, 2023a. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2-semester/>>. Acesso em: 09 fev. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico: Geração Distribuída Remota - Edição 2023 - Mercado Fotovoltaico**. São Paulo, 2023b. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2023/11/Estudo-GD-Remota-2023-Final.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2024.

GREENER. **Estudo Estratégico 2024: Referente ao ano de 2023 - Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico**. 2024. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2024/03/Estudo-GD-2024-V1.0-3.pdf>. Acesso em: 03 maio 2024.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **País tem 90 milhões de domicílios, 3,4% a mais que em 2010**. [São Paulo]. Agência de Notícias IBGE, 28 de jun. 2023. Atualizado em 27 out. 2023. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/37238-pais-tem-90-milhoes-de-domicilios-34-a-mais-que-em-2010>>. Acesso em: 15 ago. 2024.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)**. 2024. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>. Acesso em: 15 nov. 2024.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). IpeaData. **Ipeadata Regional**. 2024. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. Acesso em: 03 set. 2024.

INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA (IFSC). **Cartilha de Geração Distribuída**. 2017. Disponível em: <https://gese.florianopolis.ifsc.edu.br/wp-content/uploads/2017/09/Cartilha.pdf>. Acesso em: 25 jun. 2024.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017a. Disponível em: http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/08.15.18.20/doc/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao_rev-01-compactado.pdf. Acesso em: 25 jun. 2024.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais)**, 2017b. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/>. Acesso em: 25 jun. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Did affordability measures help tame energy price spikes for consumers in major economies?**. 2023. Disponível em:

<https://www.iea.org/commentaries/did-affordability-measures-help-tame-energy-price-spikes-for-consumers-in-major-economies>. Acesso em: 29 jul. 2024.

JORDAN, D. C; KURTZ, S. R. **Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review**. [Colorado, U.S.]. National Renewable Energy Laboratory, 2012. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>>. Acesso em: 08 de jul. 2024.

LASTE, Jean M. D.. **Impactos do avanço concentrado vs. Pulverizado da geração Distribuída sobre a tensão da rede básica: um estudo de caso em Regime permanente**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Palotina, 2019. Disponível em: <https://palotina.ufpr.br/energiaufpr/wp-content/uploads/sites/16/2020/05/TCC-jean-UFPR.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2024.

LIGHT. **Entenda a conta da sua casa**. Light, 2024. Disponível em: <https://www.light.com.br/SitePages/page-entenda-a-conta-da-sua-casa.aspx>. Acesso em: 26 ago. 2024.

MARION, J.C. GEN Negócios e Gestão. 27 de abril de 2018. **Cap.8 Demonstração Do Fluxo de Caixa e Plano de Contas**. YouTube. Disponível em <<https://www.youtube.com/watch?v=ApPzb3l1dbc>>. Acesso em 03 fev. 2024

MINHA CASA SOLAR. **Inversão de fluxo na rede**. Blog Minha Casa Solar, 08 nov. 2023. Disponível em: <http://blog.minhacasasolar.com.br/parecer-de-acesso-cemig/inversao-de-fluxo/>. Acesso em: 20 ago. 2024.

MINISTÉRIO DA GESTÃO E DA INOVAÇÃO EM SERVIÇOS PÚBLICOS (MIG). **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <https://bibliotecadigital.economia.gov.br/handle/123456789/242>. Acesso em: 26 jun 2024.

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO (MPO). **Relatório de Avaliação de Políticas Públicas: CMAS - 2019**. 2019. Disponível em: https://www.gov.br/planejamento/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/conselhos-e-orgaos-colegiados/cmap/politicas/2019/subsidios/relatorio_avaliacao-cmas-2019-cde.pdf. Acesso em: Acesso em: 06 maio 2024.

MINTZBERG, Henry; QUINN, James Brian; **O Processo da Estratégia**. 3. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review**. 2012. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2024.

NOGUEIRA, L. P. **Comercialização de excedente de energia por prosumidor como modelo alternativo à distribuidora em caso de subcontratação**. 2021. Dissertação (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/218450/001122638.pdf?sequence=1>. Acesso em: 21 jul. 2024.

OLIVEIRA, B. H.. **Análise da viabilidade econômica de investimentos em energia solar: cenário regulatório pós-lei 14.300**. 2022. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Apucarana, 2022. Disponível em: <<https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/32192>>. Acesso em: 25 mar. 2024.

OLIVEIRA, Djalma de Pinho Rebouças. **Planejamento estratégico: conceitos, metodologia e práticas**. 18. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

OSTERWALDER, Alexander; PIGNEUR, Yves. **Business Model Generation: A Handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers**. 5ª ed. Rio de Janeiro: Alta Books, 2011.300p.

PORTAL SOLAR. **Lei nº 14.300/2022**. São Paulo. Portal Solar, [2023?]. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/lei-14300>>. Acesso em: 25 mar. 2024

RECEITA FEDERAL. **Taxa de juros SELIC**. Ministério da Fazenda, 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic#Selicmensalmente>. Acesso em: 14 ago. 2024.

RECEITA FEDERAL. **Taxas de câmbio, incluindo valor do dólar para fins fiscais (IRPJ, AC, anteriores)**. Ministério da Fazenda, 2024b. Disponível em: <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/declaracoes-e-demonstrativos/ecf/taxas-de-cambio-incluindo-valor-do-dolar-para-fins-fiscais-irpj-AC-antecedentes>. Acesso em: 11 out. 2024.

REGO, E.E. UNIVESP. 20 de abr. de 2017. **Engenharia Econômica - Aula 5 - Payback (tempo de recuperação)**, 2017a. YouTube. Disponível em <<https://www.youtube.com/watch?v=8jq3v1rusoo&t=43s>>. Acesso em 24 mar. 2024

REGO, E.E. UNIVESP. 20 de abr. de 2017. **Engenharia Econômica - Aula 6 - Vpl (Valor Presente Líquido)**, 2017b. YouTube. Disponível em <<https://www.youtube.com/watch?v=R0djk82mzv4>>. Acesso em 24 mar. 2024

REGO, E.E. UNIVESP. 20 de abr. de 2017. **Engenharia Econômica - aula 7 - TIR - Taxa Interna de Retorno**, 2017c. YouTube. Disponível em <<https://www.youtube.com/watch?v=SsKRV0g6uJM&t=179s>>. Acesso em 24 mar. 2024

REN21. Renewables 2024 **Global Status Report 2024 Global Overview**. Paris: REN21, 2024. Disponível em: h https://www.ren21.net/gsr-2024/modules/global_overview. Acesso em: 29 jul. 2024.

SANTOS, J. A. F. A., et al. **Geração Distribuída no Brasil: análise de sua evolução e aspectos regulatórios**. In: X Congresso Brasileiro de Regulação (ABAR 2017), ISBN 978-85-52913-00-9, Florianópolis, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.ufba.br/handle/ri/35634>>. Acesso em: 20 de mar. 2024.

SILVA, G. E.. **Caracterização climatológica de eventos extremos de irradiância solar incidente na superfície devido ao efeito de “cloud enhancement”**. São Paulo. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2022. Disponível em: <<http://mtc-m21d.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc->

m21d/2022/09.08.17.44/doc/Relatorio_Final_PIBIC_2021_2022_Gyovana_Ernani_da_Silva.pdf\>. Acesso em: 08 de jul. 2024.

SUPERIOR TRIBUNAL DE JUSTIÇA (STJ). **TUSD e TUST integram base de cálculo do ICMS sobre energia, define Primeira Seção**. Superior Tribunal de Justiça, Brasília. 2024. Disponível em: <https://www.stj.jus.br/sites/portalp/Paginas/Comunicacao/Noticias/2024/13032024-TUSD-e-TUST-integram-base-de-calculo-do-ICMS-sobre-energia--define-Primeira-Secao.aspx>. Acesso em: 11 ago. 2024.

TAX GROUP. **Tabela ICMS Atualizada**. Tax Group, 2024. Disponível em: <https://www.taxgroup.com.br/intelligence/tabela-icms-atualizada/>. Acesso em: 19 ago. 2024.

TONOLO, Édwin A. **Análise Dos Fatores De Perdas Nos Sistemas Fotovoltaicos Da UTFPR Campus Curitiba**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Sistemas Eletrônicos) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019. Disponível em: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/4664/1/CT_PPGSE_M_Tonolo%2C%20%C3%89dwin%20Augusto_2019.pdf. Acesso em: 15 nov. 2024.

TRADING ECONOMICS. **Commodities**. 2024. Disponível em: <https://tradingeconomics.com/commodity>. Acesso em: 10 out. 2024.

APÊNDICE A – Calculo de parcela e valor total financiamento

O valor do contrato de financiamento é calculado com base nas estimativas do preço do sistema fotovoltaico. Cada UF apresenta valores específicos, já que o tamanho do projetado dependente, principalmente, da irradiação da localidade. Além do valor que será financiado, é necessário a determinação da taxa de juros da operação, que está sendo chamado de custo efetivo total (CET). A CET é a soma do spread médio praticado no Brasil e da taxa básica de juros.

Nesse trabalho está sendo considerado o método Price de amortização, respeitando o que é praticado no mercado de financiamento de projetos e placas solares. A figura 25 mostra o processo de cálculo do valor do financiamento.

Figura 25 – Cálculo da parcela e do valor total do financiamento

Financiamento

Calculo CET

Ano	Selic	CET a.a	CET a.m
2024	10,50%	28,30%	2,10%

Calculo parcela

	Parcela								
1	Ano	12	24	36	48	60	72	84	96
2	2024	-R\$1.004	-R\$564	-R\$421	-R\$351	-R\$311	-R\$285	-R\$268	-R\$256

Total Financiamento

	Valor Total Financiamento								
1	Ano	12	24	36	48	60	72	84	96
2	2024	-R\$12.049	-R\$13.542	-R\$15.143	-R\$16.849	-R\$18.654	-R\$20.554	-R\$22.543	-R\$24.614

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE B – Construção do modelo de fluxo de caixa dos projetos

No Apêndice B, estão registradas as premissas utilizadas para cada UF, que são valores base para as estimativas de fluxo de caixa dos projetos solares fotovoltaicos e cálculo dos indicadores de viabilidade econômico financeira. Os dados levantados nas pesquisas bibliográficas foram consolidados em tabelas com as informações por UF e distribuidora.

Tabela 37 - Premissas por UF: características locais

UF	Estado	Irradiação Global Horizontal	Potência SFV	Preço SFV	ICMS na tarifa energia
AC	Acre	4.602	3.115	9.873	19,00%
AL	Alagoas	5.327	2.691	8.530	20,00%
AM	Amazonas	4.493	3.190	10.113	20,00%
AP	Amapá	4.705	3.046	9.657	18,00%
BA	Bahia	5.245	2.733	8.663	20,50%
CE	Ceará	5.665	2.530	8.021	20,00%
DF	Distrito Federal	5.252	2.729	8.651	20,00%
ES	Espírito Santo	4.821	2.973	9.425	17,00%
GO	Goiás	5.298	2.705	8.576	17,00%
MA	Maranhão	5.201	2.756	8.736	20,00%
MG	Minas Gerais	4.999	2.867	9.089	18,00%
MS	Mato Grosso do Sul	4.992	2.871	9.102	17,00%
MT	Mato Grosso	5.026	2.852	9.040	17,00%
PA	Pará	4.806	2.982	9.454	19,00%
PB	Paraíba	5.649	2.537	8.043	20,00%
PE	Pernambuco	5.427	2.641	8.372	20,50%
PI	Piauí	5.717	2.507	7.948	27,00%
PR	Paraná	4.747	3.019	9.572	19,00%
RJ	Rio de Janeiro	4.719	3.037	9.628	22,00%
RJ	Rio de Janeiro	4.719	3.037	9.628	22,00%
RN	Rio Grande do Norte	5.742	2.496	7.913	18,00%
RO	Rondônia	4.603	3.114	9.871	19,50%
RR	Roraima	4.899	2.926	9.275	20,00%
RS	Rio Grande do Sul	4.503	3.183	10.090	17,00%
RS	Rio Grande do Sul	4.503	3.183	10.090	17,00%
SC	Santa Catarina	4.305	3.329	10.554	17,00%
SE	Sergipe	5.316	2.696	8.547	19,00%
SP	São Paulo	4.916	2.916	9.243	18,00%
SP	São Paulo	4.916	2.916	9.243	18,00%
SP	São Paulo	4.916	2.916	9.243	18,00%
SP	São Paulo	4.916	2.916	9.243	18,00%
SP	São Paulo	4.916	2.916	9.243	18,00%
TO	Tocantins	5.213	2.750	8.716	20,00%

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 38 - Premissas por UF: distribuidoras e tarifas de energia

UF	Estado	Distribuidora	Tarifa s/ imposto	TE s/ imposto	TUSD s/ imposto
AC	Acre	Energisa AC	0,8282	0,2911	0,5371
AL	Alagoas	EQUATORIAL AL	0,8629	0,3072	0,5557
AM	Amazonas	Amazonas Energia	0,8572	0,3871	0,4701
AP	Amapá	CEA Equatorial	0,7217	0,2245	0,4972
BA	Bahia	Neoenergia Coelba	0,8207	0,2931	0,5276
CE	Ceará	ENEL CE	0,7222	0,2729	0,4493
DF	Distrito Federal	Neoenergia Brasília	0,7662	0,4129	0,3533
ES	Espírito Santo	EDP ES	0,6845	0,3010	0,3835
GO	Goiás	ENEL GO	0,7106	0,2823	0,4283
MA	Maranhão	Equatorial MA	0,7188	0,2612	0,4576
MG	Minas Gerais	CEMIG-D	0,7997	0,3135	0,4862
MS	Mato Grosso do Sul	Energisa MS	0,8702	0,3305	0,5397
MT	Mato Grosso	Energisa MT	0,8474	0,3582	0,4893
PA	Pará	EQUATORIAL PA	0,9351	0,2910	0,6442
PB	Paraíba	Energisa PB	0,6022	0,2362	0,3659
PE	Pernambuco	Neoenergia Pernambuco	0,7443	0,3338	0,4105
PI	Piauí	EQUATORIAL PI	0,8537	0,2849	0,5688
PR	Paraná	COPEL-DIS	0,6300	0,2902	0,3398
RJ	Rio de Janeiro	LIGHT	0,8417	0,3644	0,4773
RJ	Rio de Janeiro	ENEL RJ	0,9129	0,2932	0,6197
RN	Rio Grande do Norte	Neoenergia Cosern	0,7441	0,3333	0,4109
RO	Rondônia	Energisa RO	0,7094	0,2399	0,4695
RR	Roraima	RORAIMA ENERGIA	0,6606	0,3202	0,3404
RS	Rio Grande do Sul	RGE	0,7200	0,2848	0,4352
RS	Rio Grande do Sul	CEEE Equatorial	0,6431	0,2786	0,3645
SC	Santa Catarina	CELESC-DIS	0,5930	0,2926	0,3004
SE	Sergipe	Energisa SE	0,6659	0,2768	0,3891
SP	São Paulo	ENEL SP	0,6362	0,2631	0,3732
SP	São Paulo	CPFL PAULISTA	0,7023	0,3280	0,3744
SP	São Paulo	Neoenergia Elektro	0,7538	0,3099	0,4439
SP	São Paulo	EDP SP	0,6979	0,2997	0,3983
SP	São Paulo	CPFL PIRATININGA	0,6774	0,3399	0,3375
TO	Tocantins	Energisa TO	0,8230	0,2647	0,5583

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 39 - Premissas por UF: distribuidoras e tarifas no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)

UF	Estado	Distribuidora	TE	TUSD	Tarifa
AC	Acre	Energisa AC	0,2911	0,6631	0,9541
AL	Alagoas	EQUATORIAL AL	0,3072	0,6946	1,0019
AM	Amazonas	Amazonas Energia	0,3871	0,5877	0,9748
AP	Amapá	CEA Equatorial	0,2245	0,6063	0,8308
BA	Bahia	Neoenergia Coelba	0,2931	0,6636	0,9567
CE	Ceará	ENEL CE	0,2729	0,5616	0,8345
DF	Distrito Federal	Neoenergia Brasília	0,4129	0,4416	0,8545
ES	Espírito Santo	EDP ES	0,3010	0,4621	0,7630
GO	Goiás	ENEL GO	0,2823	0,5160	0,7984
MA	Maranhão	Equatorial MA	0,2612	0,5720	0,8332
MG	Minas Gerais	CEMIG-D	0,3135	0,5929	0,9064
MS	Mato Grosso do Sul	Energisa MS	0,3305	0,6502	0,9807
MT	Mato Grosso	Energisa MT	0,3582	0,5895	0,9476
PA	Pará	EQUATORIAL PA	0,2910	0,7953	1,0862
PB	Paraíba	Energisa PB	0,2362	0,4574	0,6937
PE	Pernambuco	Neoenergia Pernambuco	0,3338	0,5164	0,8502
PI	Piauí	EQUATORIAL PI	0,2849	0,7792	1,0641
PR	Paraná	COPEL-DIS	0,2902	0,4195	0,7097
RJ	Rio de Janeiro	LIGHT	0,3644	0,6119	0,9763
RJ	Rio de Janeiro	ENEL RJ	0,2932	0,7945	1,0877
RN	Rio Grande do Norte	Neoenergia Cosern	0,3333	0,5011	0,8343
RO	Rondônia	Energisa RO	0,2399	0,5832	0,8231
RR	Roraima	RORAIMA ENERGIA	0,3202	0,4255	0,7457
RS	Rio Grande do Sul	RGE	0,2848	0,5244	0,8091
RS	Rio Grande do Sul	CEEE Equatorial	0,2786	0,4391	0,7177
SC	Santa Catarina	CELESC-DIS	0,2926	0,3619	0,6545
SE	Sergipe	Energisa SE	0,2768	0,4803	0,7572
SP	São Paulo	ENEL SP	0,2631	0,4551	0,7182
SP	São Paulo	CPFL PAULISTA	0,3280	0,4566	0,7845
SP	São Paulo	Neoenergia Elektro	0,3099	0,5413	0,8512
SP	São Paulo	EDP SP	0,2997	0,4857	0,7854
SP	São Paulo	CPFL PIRATININGA	0,3399	0,4116	0,7515
TO	Tocantins	Energisa TO	0,2647	0,6979	0,9626

Fonte: Elaborado pelo autor

Além das premissas, foi construído um modelo de criação de fluxo de caixa dos projetos solares fotovoltaicos por UF. O modelo é dividido em três principais blocos:

1. Identificação de UF, determinação da forma de pagamento e quantidade de parcelas de financiamento.
2. Construção do fluxo de caixa em dois cenários: sem sistema fotovoltaico e com sistema fotovoltaico.
3. Consolidação do fluxo de caixa em uma visão resumida e cálculo das indicações de viabilidade (*Payback* Simples, *Payback* Descontado e VPL), considerando uma TMA específica.

Figura 26 - Bloco 1: Identificação de UF e características de pagamento

ID	UF	Distribuidora	Simulação	
1	AC	Energisa AC		
2	AL	EQUATORIAL AL		
5	BA	Neoenergia Coelba		
6	CE	ENEL CE		
7	DF	Neoenergia Brasília		
8	ES	EDP ES		
9	GO	ENEL GO		
10	MA	Equatorial MA		
11	MG	CEMIG-D		
12	MS	Energisa MS		
13	MT	Energisa MT		
14	PA	EQUATORIAL PA		
15	PB	Energisa PB		
16	PE	Neoenergia Pernambuco		
17	PI	EQUATORIAL PI		
18	PR	COPEL-DIS		
19	RJ	LIGHT		
20	RJ	ENEL RJ		
21	RN	Neoenergia Cosern		
22	RO	Energisa RO		
23	RR	RORAIMA ENERGIA		
24	RS	RGE		
25	RS	CEEE Equatorial		
26	SC	CELESC-DIS		
27	SE	Energisa SE		
28	SP	ENEL SP		
29	SP	CPFL PAULISTA		
30	SP	Neoenergia Elektro		
31	SP	EDP SP		
32	SP	CPFL PIRATININGA		
33	TO	Energisa TO		

ID Simulação	26	>> Input do ID da UF que se quer simular
Forma pagamento	Com financiamento	>> Input da forma de pagamento (Com Financiamento ou Sem Financiamento)
Prazo	96	>> Se a forma de pagamento for "Com Financiamento", inputar o prazo de simulação

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 27 - Bloco 2: Construção do fluxo de caixa em dois cenários

Fluxo de caixa analítico																				
Cenário s/ Sistema FV								Cenário c/ Sistema FV												
Qtd. Anos	Ano	Energia consumida	Tarifa c/ imposto	Crescime nto Tarifa Acum.	Crescime nto Tarifa Acum.	Tarifa corrigida	Fatura	Energia gerada	Energia simultanea	Energia ã simultanea	Energia faltante	Fatura ã simultanea (FioB)	Fatura energia faltante	Custo disponibili dade	Custo manutenção	Custo disponibilidade vs Fatura ã simultaneidade	Fatura total SFV	Economia fatura	Financiamento	Sistema Fotovoltaico
0	2024																			
1	2025	4.024	R\$0,80	7,29%	107,29%	R\$0,863	-R\$3.471	3.839	1.536	2.303	185	-R\$151	-R\$160	-R\$518	-R\$53	-R\$518	-R\$730		R\$10.554	-R\$10.554
2	2026	4.184	R\$0,80	15,10%	115,10%	R\$0,93	-R\$3.872	3.808	1.523	2.285	376	-R\$215	-R\$348	-R\$555	-R\$53	-R\$555	-R\$956	R\$2.741	-R\$3.077	R\$0
3	2027	4.351	R\$0,80	23,49%	123,49%	R\$0,99	-R\$4.320	3.778	1.511	2.267	573	-R\$285	-R\$569	-R\$596	-R\$53	-R\$596	-R\$1.217	R\$2.916	-R\$3.077	R\$0
4	2028	4.524	R\$0,80	32,49%	132,49%	R\$1,07	-R\$4.819	3.748	1.499	2.249	776	-R\$365	-R\$827	-R\$639	-R\$53	-R\$639	-R\$1.519	R\$3.103	-R\$3.077	R\$0
5	2029	4.704	R\$0,80	42,15%	142,15%	R\$1,14	-R\$5.376	3.718	1.487	2.231	986	-R\$388	-R\$1.127	-R\$686	-R\$53	-R\$686	-R\$1.868	R\$3.510	-R\$3.077	R\$0
6	2030	4.891	R\$0,80	52,50%	152,50%	R\$1,23	-R\$5.997	3.688	1.475	2.213	1.203	-R\$413	-R\$1.475	-R\$736	-R\$53	-R\$736	-R\$2.264	R\$3.734	-R\$3.077	R\$0
7	2031	5.086	R\$0,80	63,62%	163,62%	R\$1,32	-R\$6.690	3.658	1.463	2.195	1.427	-R\$439	-R\$1.878	-R\$789	-R\$53	-R\$789	-R\$2.720	R\$3.971	-R\$3.077	R\$0
8	2032	5.288	R\$0,80	75,54%	175,54%	R\$1,41	-R\$7.464	3.629	1.452	2.177	1.659	-R\$468	-R\$2.342	-R\$847	-R\$53	-R\$847	-R\$3.241	R\$4.222	-R\$3.077	R\$0
9	2033	5.499	R\$0,80	88,33%	188,33%	R\$1,51	-R\$8.326	3.600	1.440	2.160	1.899	-R\$498	-R\$2.875	-R\$909	-R\$53	-R\$909	-R\$3.836	R\$4.490	R\$0	R\$0
10	2034	5.718	R\$0,80	102,05%	202,05%	R\$1,62	-R\$9.288	3.571	1.429	2.143	2.146	-R\$530	-R\$3.487	-R\$975	-R\$53	-R\$975	-R\$4.514	R\$4.774	R\$0	R\$0
11	2035	5.945	R\$0,80	116,78%	216,78%	R\$1,74	-R\$10.362	3.543	1.417	2.126	2.402	-R\$564	-R\$4.187	-R\$1.046	-R\$53	-R\$1.046	-R\$5.286	R\$5.076	R\$0	R\$0
12	2036	6.182	R\$0,80	132,57%	232,57%	R\$1,87	-R\$11.559	3.514	1.406	2.109	2.667	-R\$600	-R\$4.988	-R\$1.122	-R\$53	-R\$1.122	-R\$6.162	R\$5.397	R\$0	R\$0
13	2037	6.428	R\$0,80	149,52%	249,52%	R\$2,01	-R\$12.895	3.486	1.395	2.092	2.941	-R\$639	-R\$5.901	-R\$1.204	-R\$53	-R\$1.204	-R\$7.158	R\$5.738	R\$0	R\$0
14	2038	6.684	R\$0,80	167,70%	267,70%	R\$2,15	-R\$14.386	3.458	1.383	2.075	3.225	-R\$680	-R\$6.942	-R\$1.291	-R\$53	-R\$1.291	-R\$8.286	R\$6.100	R\$0	R\$0
15	2039	6.950	R\$0,80	187,21%	287,21%	R\$2,31	-R\$16.048	3.431	1.372	2.058	3.519	-R\$723	-R\$8.126	-R\$1.386	-R\$53	-R\$1.386	-R\$9.564	R\$6.484	R\$0	R\$0
16	2040	7.226	R\$0,80	208,14%	308,14%	R\$2,48	-R\$17.903	3.403	1.361	2.042	3.823	-R\$770	-R\$9.471	-R\$1.487	-R\$53	-R\$1.487	-R\$11.011	R\$6.892	R\$0	R\$0
17	2041	7.514	R\$0,80	230,59%	330,59%	R\$2,66	-R\$19.972	3.376	1.350	2.026	4.138	-R\$819	-R\$10.998	-R\$1.595	-R\$53	-R\$1.595	-R\$12.646	R\$7.326	R\$0	R\$0
18	2042	7.813	R\$0,80	254,68%	354,68%	R\$2,85	-R\$22.280	3.349	1.340	2.009	4.464	-R\$872	-R\$12.729	-R\$1.711	-R\$53	-R\$1.711	-R\$14.493	R\$7.787	R\$0	R\$0
19	2043	8.124	R\$0,80	280,53%	380,53%	R\$3,06	-R\$24.855	3.322	1.329	1.993	4.802	-R\$928	-R\$14.690	-R\$1.836	-R\$53	-R\$1.836	-R\$16.579	R\$8.276	R\$0	R\$0
20	2044	8.447	R\$0,80	308,26%	408,26%	R\$3,28	-R\$27.727	3.296	1.318	1.977	5.151	-R\$988	-R\$16.909	-R\$1.969	-R\$53	-R\$1.969	-R\$18.932	R\$8.796	R\$0	R\$0
21	2045	8.783	R\$0,80	338,01%	438,01%	R\$3,52	-R\$30.932	3.269	1.308	1.962	5.514	-R\$1.051	-R\$19.418	-R\$2.113	-R\$53	-R\$2.113	-R\$21.584	R\$9.348	R\$0	R\$0
22	2046	9.133	R\$0,80	369,92%	469,92%	R\$3,78	-R\$34.507	3.243	1.297	1.946	5.890	-R\$1.119	-R\$22.253	-R\$2.267	-R\$53	-R\$2.267	-R\$24.573	R\$9.934	R\$0	R\$0
23	2047	9.496	R\$0,80	404,17%	504,17%	R\$4,05	-R\$38.495	3.217	1.287	1.930	6.279	-R\$1.191	-R\$25.453	-R\$2.432	-R\$53	-R\$2.432	-R\$27.938	R\$10.556	R\$0	R\$0
24	2048	9.874	R\$0,80	440,91%	540,91%	R\$4,35	-R\$42.943	3.191	1.277	1.915	6.683	-R\$1.268	-R\$29.064	-R\$2.609	-R\$53	-R\$2.609	-R\$31.726	R\$11.218	R\$0	R\$0
25	2049	10.267	R\$0,80	480,32%	580,32%	R\$4,67	-R\$47.906	3.166	1.266	1.900	7.101	-R\$1.349	-R\$33.134	-R\$2.800	-R\$53	-R\$2.800	-R\$35.987	R\$11.920	R\$0	R\$0

Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 28 - Bloco 3: Construção do fluxo de caixa resumido e cálculo de indicadores de viabilidade

Fluxo de caixa resumido						
Qtd. Anos	Ano	Entrada	Saída	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Acumulado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado
0	2024		R\$0	R\$0	R\$0	R\$0
1	2025	R\$2.741	-R\$3.077	-R\$335	-R\$335	-R\$300
2	2026	R\$2.916	-R\$3.077	-R\$160	-R\$496	-R\$429
3	2027	R\$3.103	-R\$3.077	R\$26	-R\$470	-R\$410
4	2028	R\$3.300	-R\$3.077	R\$224	-R\$246	-R\$267
5	2029	R\$3.510	-R\$3.077	R\$434	R\$187	-R\$18
6	2030	R\$3.734	-R\$3.077	R\$657	R\$844	R\$319
7	2031	R\$3.971	-R\$3.077	R\$894	R\$1.738	R\$730
8	2032	R\$4.222	-R\$3.077	R\$1.146	R\$2.884	R\$1.201
9	2033	R\$4.490	R\$0	R\$4.490	R\$7.374	R\$2.853
10	2034	R\$4.774	R\$0	R\$4.774	R\$12.148	R\$4.425
11	2035	R\$5.076	R\$0	R\$5.076	R\$17.224	R\$5.921
12	2036	R\$5.397	R\$0	R\$5.397	R\$22.621	R\$7.344
13	2037	R\$5.738	R\$0	R\$5.738	R\$28.359	R\$8.697
14	2038	R\$6.100	R\$0	R\$6.100	R\$34.459	R\$9.985
15	2039	R\$6.484	R\$0	R\$6.484	R\$40.943	R\$11.210
16	2040	R\$6.892	R\$0	R\$6.892	R\$47.835	R\$12.375
17	2041	R\$7.326	R\$0	R\$7.326	R\$55.161	R\$13.484
18	2042	R\$7.787	R\$0	R\$7.787	R\$62.948	R\$14.538
19	2043	R\$8.276	R\$0	R\$8.276	R\$71.224	R\$15.540
20	2044	R\$8.796	R\$0	R\$8.796	R\$80.020	R\$16.494
21	2045	R\$9.348	R\$0	R\$9.348	R\$89.367	R\$17.401
22	2046	R\$9.934	R\$0	R\$9.934	R\$99.301	R\$18.263
23	2047	R\$10.556	R\$0	R\$10.556	R\$109.858	R\$19.083
24	2048	R\$11.218	R\$0	R\$11.218	R\$121.075	R\$19.863
25	2049	R\$11.920	R\$0	R\$11.920	R\$132.995	R\$20.604

TMA	11,75%
Payback Simples	4,57
Payback Descontado	5,05
VPL	R\$20.604,24

Fonte: Elaborado pelo autor