



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Ciências e Tecnologias em Engenharia (FCTE)
Engenharia de Energia

Análise de Viabilidade Econômica da Alocação de Usina: Estudo de Caso na Universidade de Brasília

Autor: Ketren Alves Cordeiro

Orientador: Prof. Dra. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF

2025



Ketren Alves Cordeiro

Análise de Viabilidade Econômica da Alocação de Usina: Estudo de Caso na Universidade de Brasília

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade de Ciências e Tecnologias em Engenharia (FCTE)

Orientador: Prof. Dra. Loana Nunes Velasco

Brasília, DF

2025

Ketren Alves Cordeiro

Análise de Viabilidade Econômica da Alocação de Usina: Estudo de Caso na
Universidade de Brasília/ Ketren Alves Cordeiro. – Brasília, DF, 2025-
71 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dra. Loana Nunes Velasco

Ketren Alves Cordeiro

Análise de Viabilidade Econômica da Alocação de Usina: Estudo de Caso na Universidade de Brasília

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, :

Prof. Dra. Loana Nunes Velasco
Orientador

Prof. Dr. Alex Reis - UnB/FCTE
Examinador interno

**Prof. Dr. Abimael de Jesus Barros
Costa - UnB/FACE**
Examinador interno

Brasília, DF
2025

Dedicatória.

Dedico este trabalho à minha família, pelo apoio incondicional e incentivo em cada etapa desta jornada. Aos meus amigos, que estiveram ao meu lado nos momentos desafiadores, aos professores, cuja orientação foi essencial para minha evolução e ao meu amor, Claudio, por todo apoio em cada etapa deste trabalho. Também dedico a todos que acreditam no poder do conhecimento e na transformação que ele pode proporcionar.

Este é um passo importante de muitos que ainda virão.

*"Esforça-te, e tem bom ânimo; não temas, nem te espantes;
porque o Senhor teu Deus é contigo por onde quer que andares."
(Bíblia Sagrada, Josué 1, 19)*

Resumo

O presente trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica da instalação de uma usina fotovoltaica na Universidade de Brasília, considerando as modalidades de mercado livre (ACL) e mercado regulado (ACR). O estudo foi baseado no levantamento do consumo da instituição ao longo de 2023, tomando como referência a maior fatura de energia do período. O dimensionamento proposto prevê uma usina de 1,3 MWp, respeitando o limite regulatório de 3 MW, sendo que atualmente 1,7 MWp já estão em operação.

A metodologia adotada incluiu a análise de indicadores financeiros para avaliar o melhor cenário, como fluxo de caixa, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* simples, *Payback* descontado e Índice de Rentabilidade, a fim de comparar custos e retornos para os dois modelos de negócio. Para a modalidade de mercado livre, foi considerada a alocação de usina, na qual há apenas o custo pelo MWh consumido. No mercado regulado, a alternativa analisada foi a implantação de uma usina solar própria.

Os resultados indicaram que a instalação da usina solar no mercado regulado atenderia 15,24% do consumo analisado, proporcionando uma redução de R\$ 204.237,08 na fatura de energia, equivalente a 18,51% de economia. O Valor Presente Líquido do projeto se mostrou positivo, confirmando sua viabilidade econômica, enquanto a Taxa Interna de Retorno foi de 50%, superando a taxa mínima de atratividade de 7,25%, com retorno estimado em 2,39 anos. Já a alocação de usina no mercado livre atenderia aproximadamente 49% do consumo atual, reduzindo os custos da fatura em 39,84%, sem necessidade de investimento inicial e gerando uma economia anual de R\$ 2.737.886,89. Ambas as modalidades demonstraram vantagens na redução de custos, porém a alocação de usina se destacou por apresentar maior rentabilidade e retorno imediato, tornando-se a opção mais vantajosa.

Palavras-chaves: Energia fotovoltaica. Viabilidade econômica. Mercado Livre. Redução de custos.

Abstract

This study aims to analyze the economic feasibility of installing a photovoltaic power plant at the University of Brasília, considering the free market (ACL) and regulated market (ACR) modalities. The study was based on the institution's energy consumption throughout 2023, using the highest energy bill of the period as a reference. The proposed system includes a 1.3 MWp power plant, complying with the regulatory limit of 3 MW, with 1.7 MWp already in operation.

The methodology involved analyzing financial indicators to assess the best scenario, including cash flow, Net Present Value, Internal Rate of Return, simple payback, discounted payback, and Profitability Index, in order to compare costs and returns for both business models. For the free market modality, the analysis considered the allocation of a power plant, where the only cost is per MWh consumed. In the regulated market, the alternative evaluated was the implementation of a self-owned solar power plant.

The results indicated that the installation of a solar power plant in regulated market would meet 15.24% of the analyzed consumption, reducing the energy bill by R\$ 204,237.08, equivalent to an 18.51% saving. The project's Net Present Value was positive, confirming its economic feasibility, while the Internal Rate of Return reached 50%, exceeding the minimum attractiveness rate of 7.25%, with an estimated payback period of 2.39 years. On the other hand, the power plant allocation model in the free market would cover approximately 49% of the current consumption, reducing energy costs by 39.84%, with no initial investment required and generating an annual saving of R\$ 2,737,886.89. Both models demonstrated cost reduction benefits; however, the power plant allocation model stood out for providing higher profitability and immediate returns, making it the most advantageous option.

Key-words: Photovoltaic energy. Economic viability. Free energy market. Cost reduction.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil	15
Figura 2 – Matriz elétrica e energética mundial.	19
Figura 3 – Consumo global de energia primária por fonte	20
Figura 4 – Comparação internacional da participação de fontes renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE).	21
Figura 5 – Gráfico da evolução da participação das renováveis em 20 anos	21
Figura 6 – Gráfico comparativo da geração de energia por fonte.	22
Figura 7 – Gráfico comparativo das fontes renováveis ao longo do tempo.	22
Figura 8 – Percentual o consumo de eletricidade cativo nacional atendido por MMGD.	24
Figura 9 – Participação das fontes em 2023.	25
Figura 10 – Evolução histórica da fonte solar em GD e GC.	25
Figura 11 – Campus Universitário Darcy Ribeiro - UnB	44
Figura 12 – Campus UnB Gama: Faculdade de Ciências e Tecnologias em Engenharia (FCTE)	45
Figura 13 – Campus UnB Ceilândia: Faculdade de Ciências e Tecnologias em Saúde (FCTS)	46
Figura 14 – Campus UnB Planaltina: Faculdade UnB Planaltina (FUP)	46
Figura 15 – Consumo de Energia Elétrica (kWh)	47
Figura 16 – Desenvolvimento do Projeto de Autoprodução (APE)	65

Lista de tabelas

Tabela 1 – Modelos de Negócio do Mercado Livre	28
Tabela 2 – Estrutura Tarifária	30
Tabela 3 – Resumo das modalidades de transição	33
Tabela 4 – Sistema de compensação ante e pós a Lei 14.300.	35
Tabela 5 – Aquisições e Contratações em 2023.	48
Tabela 6 – Modalidade Tarifária	49
Tabela 7 – Perfil de Consumo anual	54
Tabela 8 – Simulação de geração de 1.3 MW	55
Tabela 9 – Projeção de Tarifa da Concessionária	55
Tabela 10 – Projeção Tarifária com GD (1.3 MW)	56
Tabela 11 – Tarifa com Reajuste	57
Tabela 12 – Previsão de Custos	57
Tabela 13 – Custos totais Usina 1.3 MW	58
Tabela 14 – Reajuste IPCA Anual	60
Tabela 15 – Análise de Vantagens das Modalidades	61
Tabela 16 – Tabela Comparativa: Modelos de Negócio	62
Tabela 17 – Matriz de Risco	63
Tabela 18 – Fluxos de Caixa para usina de 1.3 MW	70
Tabela 19 – Fluxos de Caixa para Alocação de Usina	71

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BSAS	Bloco de Salas de Aula Sul
CAD	Conselho de Administração
CAW	Conexão de Acessantes Web
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCTE	Faculdade de Ciências e Tecnologias em Engenharia - Campus UnB Gama
FCTS	Faculdade de Ciências e Tecnologias em Saúde - Campus UnB Ceilândia
FUP	Faculdade de Planaltina
FV	Energia fotovoltaica
GC	Energia solar centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IL	Índice de Lucratividade
Ipol	Instituto de Ciência Política
IR	Índice de Rentabilidade

Irel	Instituto de Relações Internacionais
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PEE	Programa de Eficiência Energética
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PIE	Produtor Independente de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSDd	TUSD demanda
TUSDg	TUSD geração
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UCs	Unidades consumidoras
Uleg/FS	Laboratório de Ensino de Graduação da Faculdade de Ciências da Saúde
UnB	Universidade de Brasília
VPL	Valor Presente Líquido

Sumário

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Justificativa	16
1.2	Objetivos	17
1.2.1	Objetivos Gerais	17
1.2.2	Objetivos Específicos	17
1.3	Estrutura do Documento	17
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Cenário Energético Mundial	18
2.1.1	Matriz elétrica e Energética	18
2.1.2	Consumo de Energia	19
2.2	Cenário Energético Brasileiro	20
2.2.1	Matriz Elétrica e Energética	21
2.2.2	Cenário da Energia Solar	23
2.2.3	Inserção da Micro e Mini Geração Distribuída	23
2.3	Mercado de Energia	25
2.3.0.1	Mercado Livre	26
2.3.0.2	Mercado Regulado	29
2.3.1	Aspectos Legais e Regulatórios	31
2.3.2	Transição e Modalidades estabelecidas pela Lei 14.300	32
2.3.2.1	Grupo B-optante	33
2.3.2.2	Regras de Compensação	34
2.3.2.3	Custo de Disponibilidade	35
2.3.2.4	Demanda Contratada	35
2.3.2.5	Modelos de Negócio	36
2.4	Viabilidade Financeira e Administrativa	37
2.4.1	Análises através de Indicadores Financeiros	37
2.4.2	Desafios da gestão administrativa	38
3	METODOLOGIA	40
3.1	Caracterização da pesquisa	40
3.2	Construção de Indicadores	41
3.2.1	<i>Payback</i> Simples e <i>Payback</i> Descontado	41
3.2.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	42
3.2.3	VPL	42
3.2.4	Superávit/ Déficit Financeiro	43

3.3	Análise do objeto de Estudo	43
3.3.1	Liderança em Energia Renovável	44
3.3.2	Aquisições e Contratações na UnB	48
3.4	Estudo de caso	49
3.4.0.1	Implantação usinar solar	49
3.4.1	Estimativa dos Custos	51
4	RESULTADOS	54
4.1	Análise para instalação de 1.3 MW	54
4.2	Análise para Alocação de Usina	59
4.2.0.1	Projeções Financeiras	60
4.3	Análise de Risco	61
4.3.1	Análise de Modelos	61
4.3.2	Aspectos Contratuais	64
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
	REFERÊNCIAS	67

1 Introdução

Nos últimos anos, a energia fotovoltaica (FV) tem ganhado destaque no cenário global como uma das principais alternativas de fonte renovável. No Brasil, esse crescimento é ainda mais notável devido às condições geográficas favoráveis. Assim, com altos índices de radiação solar em praticamente todo o território nacional, o país possui um enorme potencial para a geração de eletricidade a partir da luz solar.

No Brasil, tem-se investido cada vez mais em energia solar, em parte incentivado por políticas públicas e regulatórias que buscam a inserção de fontes limpas, renováveis e mais baratas na matriz energética e reduzir a dependência de fontes não-renováveis. A criação de programas como o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica e a Resolução Normativa 482/2012 criados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que regulamentou o Sistema Elétrico Brasileiro e implementou por meio destas o sistema de compensação de energia, impulsionou a expansão dos sistemas fotovoltaicos em residências, comércios e instituições públicas.

A capacidade instalada de energia solar no Brasil tem crescido de forma exponencial. De acordo com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica, o país ultrapassou a marca de 30 GW de potência instalada em 2024, tornando-se um dos dez maiores produtores de energia solar do mundo. Esse crescimento é impulsionado tanto pela geração centralizada (GC) — grandes usinas solares conectadas à rede elétrica — quanto pela geração distribuída, onde consumidores, incluindo universidades e empresas, produzem sua própria energia por meio de painéis solares.

A Figura 1, mostra o rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) que é determinado considerando uma taxa de desempenho médio anual de 80% para geradores fotovoltaicos fixos. Além disso, é possível visualizar a distribuição da população brasileira nas cidades, o que ajuda a entender a demanda potencial de energia solar e a localização ideal para a instalação desses sistemas.

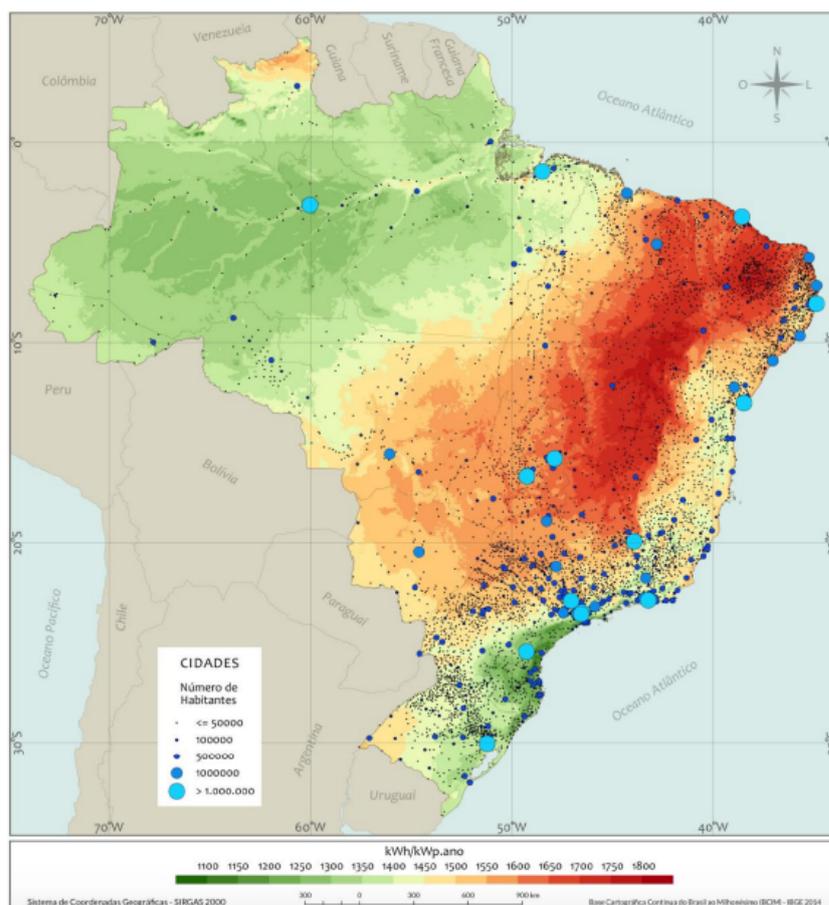


Figura 1 – Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil

Fonte: EMPRESA,2023b

A energia solar fotovoltaica oferece uma solução viável para reduzir os custos com eletricidade, além de contribuir para a diminuição das emissões de gases de efeito estufa. No contexto brasileiro, a crescente adoção dessa tecnologia reflete o esforço do país em alinhar-se às metas globais de sustentabilidade e à necessidade de atender à demanda elétrica de maneira eficiente e ambientalmente responsável.

A transição para a maior inserção de fontes renováveis, com ênfase na energia solar fotovoltaica, desempenha um papel crucial na transformação da matriz energética global, especialmente em um cenário de crescente preocupação com as mudanças climáticas e com a economia sustentável. A energia solar fotovoltaica, gerada por meio da conversão da luz solar em eletricidade, distingue-se como uma tecnologia limpa, econômica e amplamente acessível em grande parte do mundo.

Essa conjuntura coloca o Brasil em uma posição de destaque no uso da energia solar e abre espaço para estudos de viabilidade, como o presente trabalho, que investiga a implementação de sistemas de geração fotovoltaica em grandes instituições públicas, delimitada pela Universidade de Brasília (UnB).

1.1 Justificativa

A implementação de soluções energéticas sustentáveis nas instituições públicas é uma prioridade crescente, dado o impacto que essas entidades podem ter na promoção de práticas ambientalmente sustentáveis. Ao incorporar fontes de energia renovável, como a energia solar, além de medidas de eficiência energética, as instituições não apenas reduzem seus custos com energia, mas também diminuem sua pegada de carbono. Esse movimento pode inspirar outras organizações a seguir o exemplo, além de contribuir diretamente para o alcance das metas globais de sustentabilidade e redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

As universidades têm um papel essencial na promoção da sustentabilidade, tanto pela formação de profissionais conscientes quanto pela pesquisa de soluções ambientais. Ao adotar práticas sustentáveis em seus campi, como o uso de energias renováveis e a gestão eficiente de recursos, elas servem de modelo para a sociedade. Além disso, ao educar e colaborar com governos e empresas, contribuem para a implementação de políticas e tecnologias que favorecem um futuro ambientalmente equilibrado (MIURA, 2024).

A adoção de energia solar em grandes campi universitários pode reduzir custos operacionais, promover a sustentabilidade e servir como um modelo prático de inovação ambiental para a comunidade acadêmica (MIURA, 2024).

Diante disso, este estudo de pesquisa tem como propósito subsidiar futuras decisões da Universidade de Brasília, avaliando modelos de negócios voltados à redução dos custos com energia da instituição. Dentre as alternativas analisadas, destaca-se a alocação de usina, que viabiliza a participação no mercado livre de energia, permitindo à universidade usufruir dos benefícios da geração de energia renovável sem a necessidade de realizar um alto investimento inicial.

O mercado livre de energia no Brasil é regulamentado por diversas leis e resoluções, com destaque para a Lei nº 9.074/1995, que introduziu a possibilidade de contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004 estabeleceram regras para comercialização e acesso ao mercado livre. Além disso, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023 trata da abertura gradual do mercado, permitindo que mais consumidores migrem para o ACL. Essas normas visam reduzir custos e dar mais liberdade na escolha de fornecedores de energia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

O estudo visa analisar a viabilidade financeira de implementação de novos sistemas de energia fotovoltaica (FV) para a UnB, comparando dois modelos de negócios: geração local e alocação de usina. O foco está na gestão financeira de cada modelo para determinar qual oferece melhor custo-benefício e eficiência para a universidade.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Analisar os modelos de negócios e descrever os custos e benefícios, considerando aspectos contratuais e regulatórios;
2. Identificar o impacto financeiro na maior fatura de energia;
3. Indicar projeções financeiras dos modelos e apresentar suas respectivas viabilidades;
4. Relacionar a análise de risco dos modelo de negócio e avaliar cenários.

1.3 Estrutura do Documento

Será organizado em 5 capítulos, sendo eles:

- Capítulo 1 - Introdução: Neste capítulo será abordado uma primeira contextualização sobre o tema, apresentada a motivação e importância do trabalho, bem como seus objetivos gerais e específicos;
- Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica: Apresentar a fundamentação teórica sobre o cenário energético mundial e nacional, o mercado de energia nos ambientes de contratação livre e regulada, as principais leis e regulamentações e suas vertentes;
- Capítulo 3 - Metodologia: Apresentará os caminhos metodológicos para a construção e consolidação dos objetivos de estudo;
- Capítulo 4 - Resultados: Será evidenciado as análises e projeções feitas para o objeto de estudo;
- Capítulo 5- Considerações Finais: Apresentará uma visão final do estudo proposto com as análises realizadas e a recomendação de modelos de implementação para a Universidade de Brasília.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Cenário Energético Mundial

A demanda global por carvão, petróleo e gás natural deve atingir seu pico antes de 2030, refletindo mudanças significativas nas políticas energéticas e no avanço das tecnologias de fonte limpa. A adoção de energias renováveis, como solar e eólica, tem crescido consideravelmente. Apesar das oscilações de preços e da crise energética global, a demanda por energia aumentou 1,3% em 2022, evidenciando que o crescimento econômico e populacional continua a gerar maior necessidade de serviços energéticos (COZZI et al., 2023).

2.1.1 Matriz elétrica e Energética

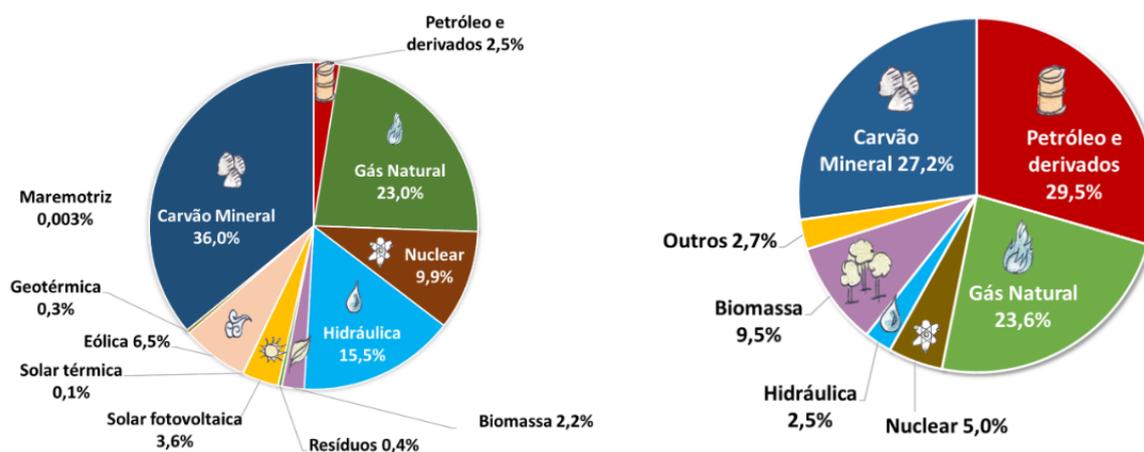
Antes de aprofundar o tema, é essencial esclarecer a diferença entre dois conceitos que costumam ser confundidos: matriz energética e matriz elétrica. A matriz energética diz respeito às fontes de energia empregadas em diversas atividades da sociedade, como transporte, produção de alimentos e geração de eletricidade. Já a matriz elétrica se refere às fontes utilizadas exclusivamente para a geração de eletricidade, como combustíveis fósseis, energia solar, eólica, dentre outras (EPE, 2022).

A matriz energética mundial é predominantemente composta por fontes não renováveis, como o carvão, o petróleo e o gás natural, como representado no gráfico 2. Essas fontes, responsáveis por grande parte da geração de energia global, são finitas e têm impactos ambientais significativos, contribuindo para a emissão de gases de efeito estufa e a degradação ambiental. Embora o uso de fontes renováveis esteja em crescimento, as fontes não renováveis ainda desempenham um papel central no abastecimento energético global.

Figura 2 – Matriz elétrica e energética mundial.

((a)) Matriz elétrica mundial.

((b)) Matriz energética mundial.



Fonte: EPE,2022

Fontes renováveis, como a solar, eólica e geotérmica, correspondem a apenas 2,7% da matriz energética mundial, sendo classificadas como "Outros" em muitos gráficos de distribuição de energia. Quando somadas à participação da energia hidráulica e da biomassa, as fontes renováveis totalizam aproximadamente 15% da matriz energética global. Apesar de ainda representarem uma parcela modesta, essas fontes têm ganhado espaço à medida que cresce a demanda por alternativas sustentáveis e de baixo impacto ambiental (EPE, 2022). A geração de energia elétrica no mundo é predominantemente baseada no uso de combustíveis fósseis. Esses combustíveis são responsáveis por grande parte da eletricidade produzida globalmente, devido à sua disponibilidade e infraestrutura estabelecida. No entanto, contribuindo para as mudanças climáticas.

2.1.2 Consumo de Energia

Até meados do século XIX, a biomassa tradicional – representada pela queima de combustíveis sólidos como madeira, resíduos de colheita e carvão – era a principal fonte de energia utilizada globalmente. A Revolução Industrial, no entanto, marcou uma mudança significativa com a ascensão do carvão como a principal fonte de energia, impulsionando o desenvolvimento de indústrias e sistemas de transporte. Posteriormente, o petróleo e o gás natural passaram a desempenhar papéis centrais no fornecimento de energia, acompanhados pelo crescimento da energia hidroelétrica no início do século XX. O Gráfico 3 apresentado ilustra o consumo global de energia primária desde o ano de 1800, destacando a transição das fontes tradicionais de biomassa para os combustíveis fósseis e, mais recentemente, a busca por fontes renováveis (RITCHIE; ROSADO, 2020).

O setor energético é responsável por quase dois terços das emissões globais de Ga-

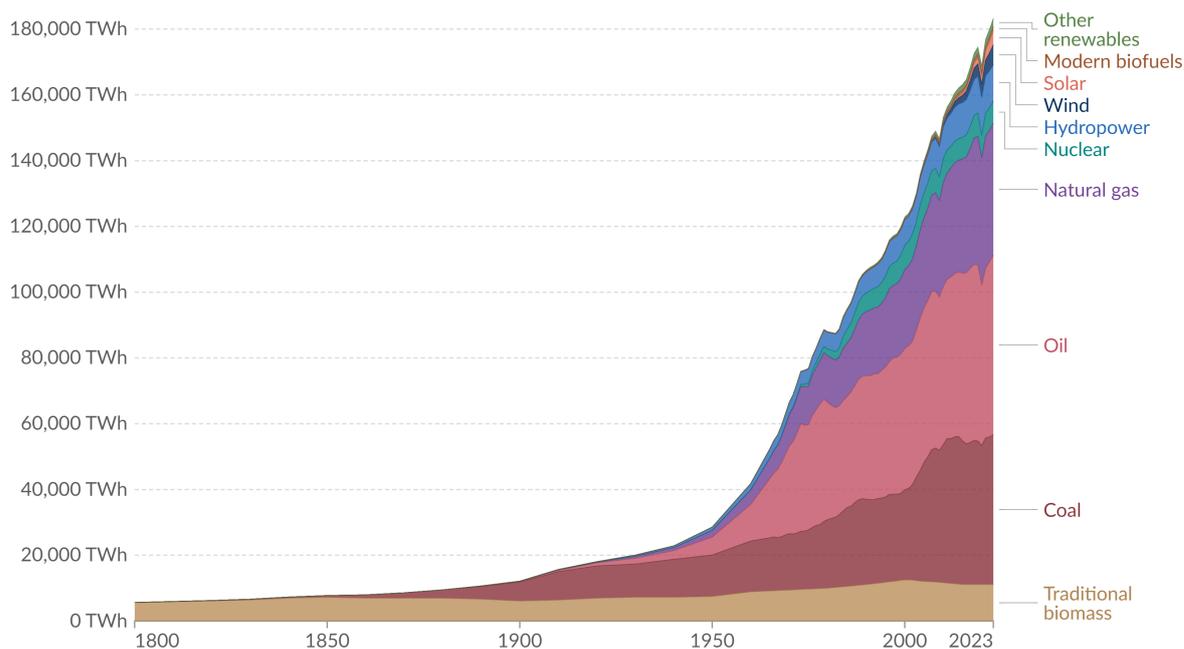


Figura 3 – Consumo global de energia primária por fonte
Fonte: RITCHIE; ROSADO, 2020

ses de Efeito Estufa (GEE). Ademais, aproximadamente 84,3% da matriz energética atual é composta por combustíveis fósseis. Essas fontes, embora amplamente utilizadas, representam um desafio significativo para a mitigação das mudanças climáticas e a transição para um modelo energético mais sustentável. Embora essas fontes categorizem uma forma de energia segura em termos de abastecimento para a segurança energética mundial, dada a sua devida importância, não se é leigo discutir a tendência de novas tecnologias para a geração de energia que complementem, de maneira menos poluente, a matriz energética mundial, visando não só a busca pela independência dessas fontes mas meios de se chegar a um compromisso energético sustentável para a garantia da qualidade da vida humana no planeta a qual vivemos.

2.2 Cenário Energético Brasileiro

O Brasil é um país privilegiado em termos energéticos, devido ao seu relevo, hidrografia e clima tropical, que favorecem o aproveitamento de diversas fontes renováveis de energia. A abundância de rios permite uma ampla geração de energia hidráulica, enquanto o clima e a vasta área territorial possibilitam o desenvolvimento de biomassa, eólica e solar. Essas características naturais colocam o Brasil em uma posição de destaque no cenário global de energias renováveis, promovendo uma matriz energética mais limpa e sustentável (AMARANTE, 2001).

2.2.1 Matriz Elétrica e Energética

De acordo com os dados do Atlas de eficiência energética do Brasil (EMPRESA, 2023b), o Brasil se destaca por sua oferta de energia interna advinda em sua maior composição de fontes renováveis, em comparação com o restante do mundo. Essa perspectiva se manteve estável nos últimos 20 anos com uma porcentagem superior a 40%. Entre os anos de 2011 e 2014, houve uma redução da participação dessas fontes devido à queda de oferta hidráulica relacionada à escassez. Porém, a partir do ano seguinte percebeu-se uma forte expansão das renováveis devido à oferta de biomassa, eólica e solar. O gráfico abaixo registra o cenário brasileiro em relação ao mundo com base nas Figuras 4 e 5.

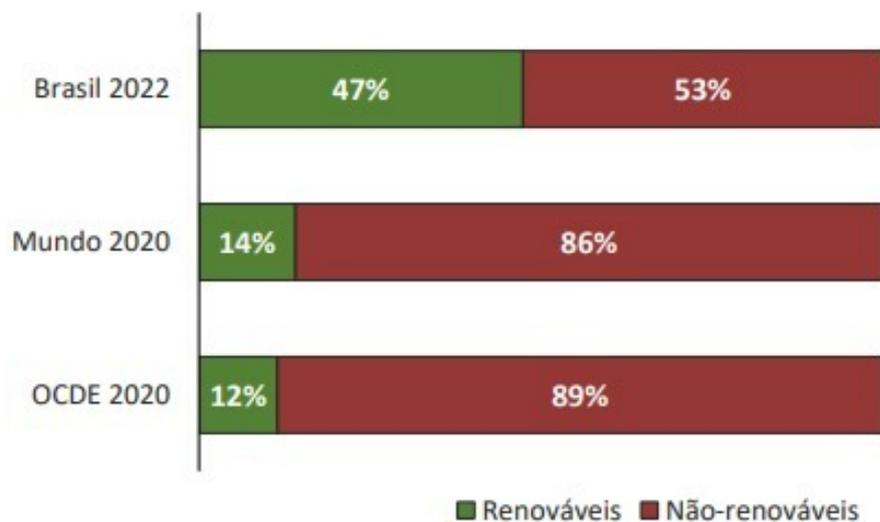


Figura 4 – Comparação internacional da participação de fontes renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE).

Fonte: EMPRESA,2023b

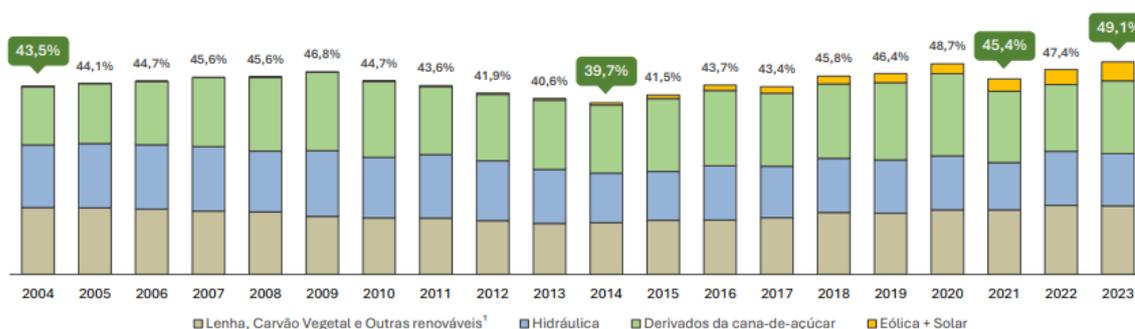


Figura 5 – Gráfico da evolução da participação das renováveis em 20 anos

Fonte: BEN,2024a

Apesar da base sólida de energia não renovável, é percebido a manutenção da fonte hidráulica estável e a inserção gradual da fonte eólica, porém já trazendo complementaridade e significativa importância à matriz energética. Em comparação à matriz elétrica brasileira, em 2023 apresentou-se mudanças no regime hídrico, eólico e solar. Os principais

movimentos foram a queda da geração a partir de gás natural (-7,9%) e de óleo diesel (-24,6%), a manutenção da geração hidráulica e o aumento da geração solar fotovoltaica (+68,1%) e eólica (+17,4%). Apesar da redução hidráulica, os anos de 2022 e 2023 apresentaram um cenário de favorabilidade e crescimento para as fontes renováveis como esta representado no Gráfico 6.

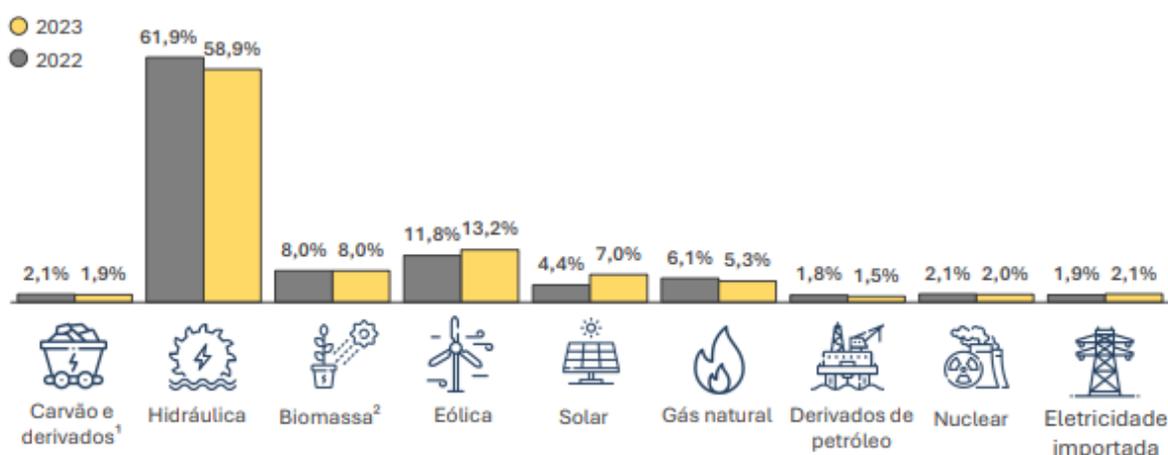


Figura 6 – Gráfico comparativo da geração de energia por fonte.
Fonte: BEN,2024a

Desta maneira, a participação das renováveis na matriz elétrica brasileira atingiu mais de 80% de renovabilidade, incluindo todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), não participando do cálculo os sistemas isolados, autoprodução não injetada na rede e a MMD.

Neste cenário, é importante destacar a evolução do crescimento das fontes solar e eólica, devido à favorabilidade climática situada nestes anos. Em 2023 a geração eólica sofreu aumento de cerca de 14 TWh, enquanto a geração solar fotovoltaica apresentou crescimento de mais de 20 TWh, segundo os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

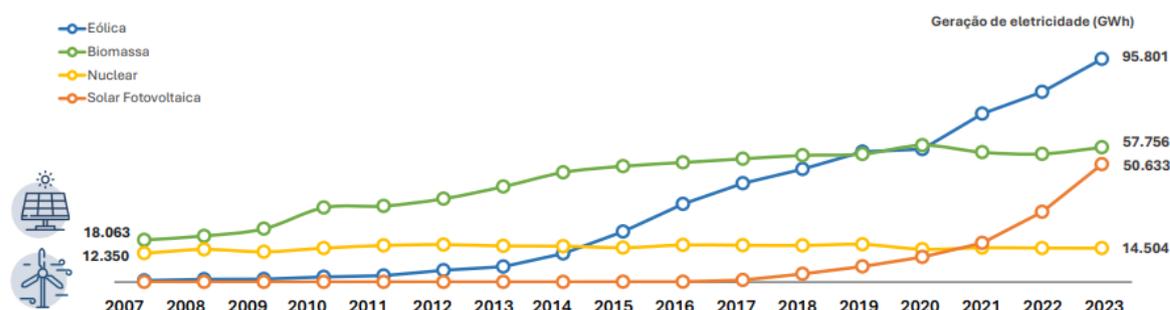


Figura 7 – Gráfico comparativo das fontes renováveis ao longo do tempo.
Fonte: EMPRESA,2023b

2.2.2 Cenário da Energia Solar

A energia que vem do Sol não é renovável, mas uma fonte inesgotável levando-se em consideração a escala de tempo de vida no planeta. A taxa de emissão de energia do Sol tem sido aproximadamente constante por bilhões de anos, com uma potência atual em torno de $3,86 \times 10^{26}$ W. A temperatura efetiva na superfície solar é cerca de 5778 K (5505°C) (PEREIRA et al., 2017).

Segundo o Atlas Brasileiro de energia solar, a geração fotovoltaica de energia elétrica tem um grande potencial no Brasil (PEREIRA et al., 2017). No local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo. O Brasil possui uma boa incidência solar, sendo sua maior incidência no verão, na média total diária da irradiação global horizontal com o mínimo de 3.755 Wh/m².dia e máximo de 7.289 Wh/m².dia. As regiões de maior e menor incidência solar, respectivamente, são Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste, Norte e Sul. Isso se dá por razões de o Brasil estar geograficamente localizado próximo à linha do equador, o que o favorece em termos climáticos e de sazonalidade.

Existem diversas formas de se gerar energia, entretanto a forma que tem se sobressaído pelo menor custo é a energia solar fotovoltaica. Essas células fotovoltaicas são agrupadas em módulos de diferentes capacidades, que são os produtos comercialmente disponíveis no mercado. Esses módulos podem ser usados de forma isolada ou combinados para criar instalações de geração de energia de diversos tamanhos, tanto em sistemas independentes (*off grid*) quanto em sistemas conectados à rede elétrica (*on grid*) (BEZERRA, 2021). Essa energia gerada pode ser comercializada de diferentes formas, podendo ser vendida para o mercado ou para o autoconsumo. O primeiro caso é vinculado a contratos, e no segundo, é para consumo próprio, seguindo as resoluções normativas da ANEEL.

2.2.3 Inserção da Micro e Mini Geração Distribuída

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2016). Em 2012, a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Com a criação do SCEE, os consumidores brasileiros passaram a ter a oportunidade de gerar sua própria energia utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada, e ainda fornecer o excedente à rede de distribuição da sua região.

A microgeração distribuída se caracteriza como uma central de geração de energia com até 75 kW de potência, usando cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectada à rede elétrica. Já a minigeração distribuída tem uma potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 megawatt (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes, e tam-

bém utiliza fontes renováveis ou cogeração qualificada, conforme definido pela Resolução Normativa nº 1.031/2022 (ANEEL, 2016).

A MMGD tem se consolidado como uma importante contribuição para o setor energético, correspondendo a aproximadamente 8,5% do consumo cativo nacional e atingindo cerca de 20% em determinadas distribuidoras no Brasil. Desempenhando um papel central na expansão da capacidade instalada do país, a MMGD destacou-se em 2023, quando, pelo terceiro ano consecutivo, a fonte solar distribuída superou todas as demais fontes em termos de incremento de capacidade instalada (ENERGÉTICA, 2024c). A Figura 8 mostra o percentual do consumo de eletricidade cativo nacional atendido por MMGD.

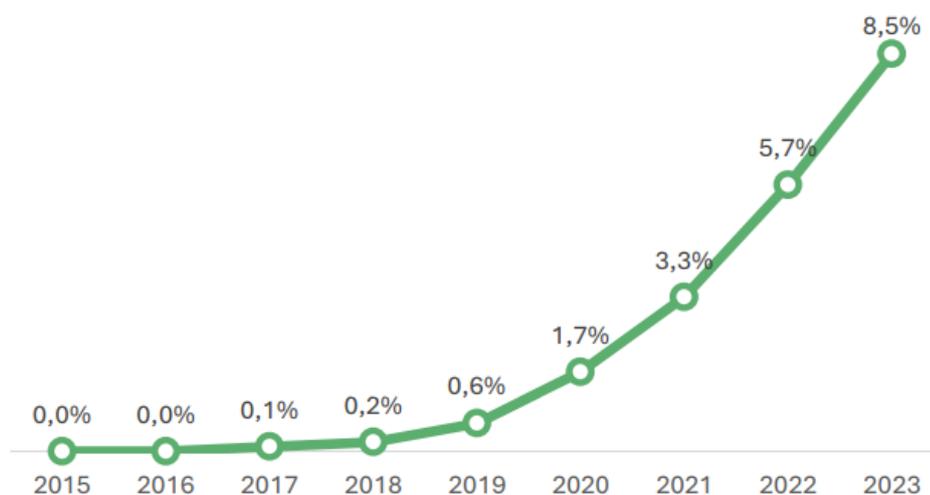


Figura 8 – Percentual o consumo de eletricidade cativo nacional atendido por MMGD.

Fonte: ENERGÉTICA,2024c

É observado que o consumo de energia elétrica por fonte MMGD aumentou consideravelmente nos últimos 3 anos, visto que os investimentos em micro e mini geração distribuída cresceram, uma vez que as regras e resoluções normativas incentivaram benefícios ao consumidor. A sua parcela na geração, em comparação com outras fontes, foi ainda mais considerável e representou um aumento de quase 68% em relação a 2022, caracterizando um aumento de 18.423 GWh em 2022 para 30.950 GWh em 2023, como esta representado no gráfico 9. Destaca-se que a energia solar fotovoltaica representou 96,3% da MMGD em 2023, se tornando a principal fonte responsável pelo aumento registrado na micro e Mini Geração distribuída no país (BEN, 2024a).

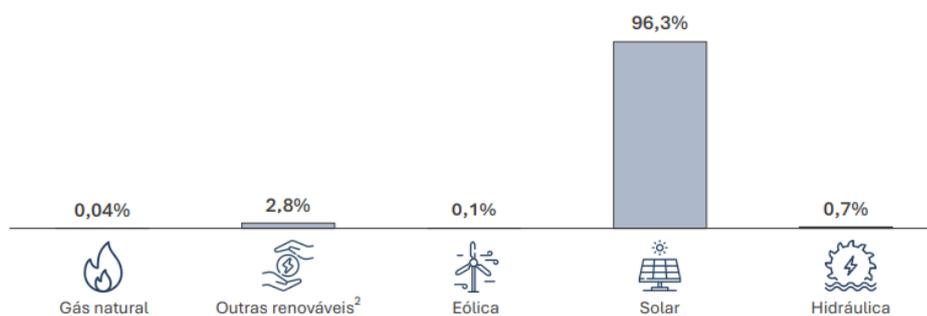


Figura 9 – Participação das fontes em 2023.

Fonte: ENERGETICA,2024c

É mostrado que, ao longo do tempo a MMGD vinha sendo construída dada a sua evolução, que indica a trajetória de crescimento contínuo da geração solar fotovoltaica superior às demais fontes.

A Figura 10 ilustra a evolução histórica da energia solar, tanto distribuída quanto centralizada, a partir de 2016, com dados referentes ao mês de junho de cada ano. Entre 2020 e 2021, a potência instalada da energia solar distribuída aumentou em 113%, passando de 2.983 MW para 6.364 MW. Por outro lado, a potência instalada da energia solar centralizada cresceu 17%, subindo de 2.928 MW para 3.430 MW.

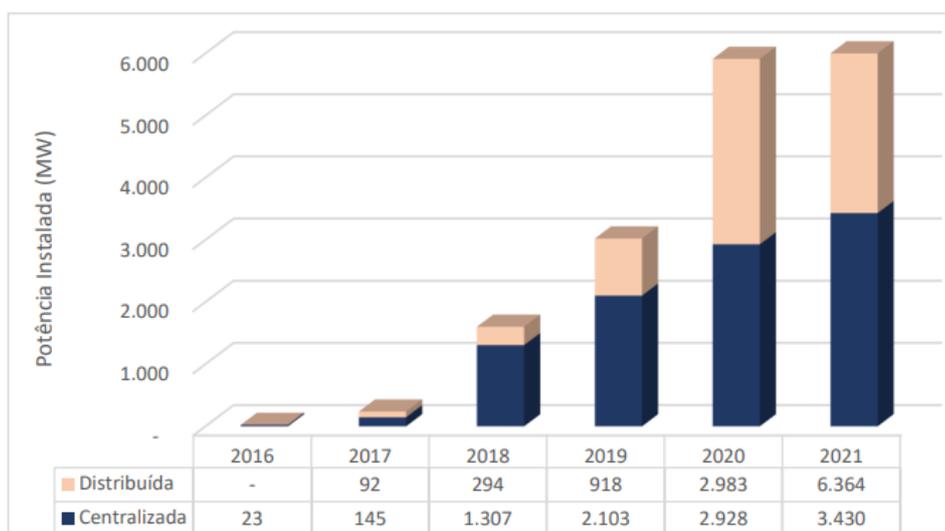


Figura 10 – Evolução histórica da fonte solar em GD e GC.

Fonte: Adaptado de LEITE,2021

2.3 Mercado de Energia

O mercado de energia se subdivide em dois modelos: Mercado Livre e Mercado Regulado. Com o advento da Lei 10.848/2004, estabeleceram-se no Brasil dois ambientes

de contratação, sendo eles ACR, Ambiente de Contratação Regulada, e o ACL, Ambiente de Contratação Livre.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a aquisição de energia pelas distribuidoras ocorre por meio de leilões, com preços estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nesse modelo, a distribuidora desempenha papel sendo responsável tanto pela distribuição física da energia quanto pela sua comercialização para os consumidores. Isso significa que além de operar a estrutura elétrica, ela também adquire e fornece energia diretamente aos usuários. Nesse contexto, o consumidor cativo possui a obrigação de adquirir energia exclusivamente da concessionária responsável por sua região, não havendo possibilidade de escolha do fornecedor. O valor pago pela energia é determinado pelo sistema de bandeiras tarifárias e a fatura mensal contempla os custos de geração e distribuição. Entretanto, esse ambiente permite ao consumidor a geração própria de energia por meio da micro e minigeração distribuída, viabilizada pelo sistema de compensação de energia (ABRACEEL, 2023).

Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conhecido como mercado livre de energia, essas atividades são separadas. A distribuidora continua prestando o serviço de rede, garantindo o transporte da energia até os consumidores, mas a compra da energia pode ser feita diretamente de qualquer fornecedor disponível no mercado. Esse ambiente competitivo permite a atuação de diversas empresas, incentivando a redução de preços, a melhoria na qualidade do atendimento e a adoção de inovações tecnológicas no setor. Os consumidores têm autonomia para negociar diretamente com geradoras ou comercializadoras as condições de aquisição de energia. Nesse sistema, são firmados dois contratos: um com a distribuidora, para o uso da rede elétrica, cujo valor é regulado, e outro com a geradora, no qual aspectos como preço, prazo e volume são definidos livremente. Essa flexibilidade proporciona benefícios, incluindo a escolha da fonte de energia, maior previsibilidade de custos e possíveis reduções nos gastos com eletricidade (ABRACEEL, 2023).

2.3.0.1 Mercado Livre

O mercado livre de energia no Brasil é regulamentado por normas da ANEEL e da CCEE. A Lei nº 9.074/1995 introduziu a possibilidade de escolha do fornecedor de energia, enquanto a Lei nº 10.848/2004 estruturou os modelos de contratação. O Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu as regras para a comercialização de energia, e a Portaria nº 50/2022 do MME ampliou o acesso ao mercado livre para todos os consumidores em alta tensão a partir de 2024.

Além disso, a ANEEL definiu diretrizes operacionais por meio da Resolução Normativa nº 1.059/2023, que regulamenta os prazos de migração, e da Resolução nº 1.052/2023, que disciplina a atuação dos comercializadores varejistas, simplificando o processo para pequenos consumidores. Esse conjunto normativo garante um ambiente competitivo, trans-

parente e seguro para a comercialização de energia no país.

Para que um consumidor cativo possa ingressar no mercado livre de energia, é necessário atender a requisitos específicos, sendo um deles a contratação mínima de 500 kW de demanda. A partir de 1º de janeiro de 2024, a migração passou a ser permitida para todos os consumidores conectados em alta tensão. Porém, esse processo exige o cumprimento de etapas formais, incluindo a notificação prévia à distribuidora sobre a intenção de migração, com um prazo mínimo de seis meses de antecedência.

Nessa transição, o consumidor deve aderir à CCEE, garantir que suas instalações estejam em conformidade com as normas da ANEEL e estabelecer contratos de fornecimento com geradores ou comercializadores. Para consumidores de alta tensão com demanda inferior a 500 kW, a migração ao mercado livre é viável desde que intermediada por um comercializador varejista. Esse modelo simplifica o processo, reduzindo riscos e burocracias ao assumir parte das responsabilidades e da gestão contratual.

No mercado livre de energia, os preços são negociados diretamente entre fornecedor e consumidor, proporcionando maior previsibilidade e, geralmente, custos reduzidos em comparação ao mercado regulado. Além disso, esse modelo permite ao consumidor evitar oscilações tarifárias. A cobrança ocorre por meio de duas faturas distintas: uma da comercializadora, referente à compra da energia, e outra da distribuidora, pelo uso da infraestrutura elétrica.

A Tabela 1 apresenta os Modelos de Negócio no âmbito do mercado livre de energia.

Tabela 1 – Modelos de Negócio do Mercado Livre

Produtor independente de energia (PIE)	Produtor independente equiparado à autoprodução	Locação em autoprodução	Autoprodutor de energia (APE)
Agente com autorização para produzir e comercializar energia por sua conta e risco	Comercialização de energia entre a SPE e seus acionistas	Agente com autorização para produzir a própria energia e comercializar eventual excedente, sob o regime de locação do ativo de geração	Agente com autorização para produzir a própria energia e comercializar eventual excedente
Encargos incidem normalmente	Isenção de alguns encargos	Isenção de mais encargos	Isenção de mais encargos (melhor cenário entre os quatro)
Possibilidade de atender clientes no ACL e/ou ACR	Possibilidade de atender clientes no ACL e/ou ACR	Consumidores no mercado livre. Pode vender excedente em leilões do Mercado Regulado, mas não é comum	Consumidores no mercado livre. Pode vender excedente em leilões do Mercado.

Fonte: Adaptado de GREENER, 2022.

Dentre os modelos possíveis, a autoprodução por locação é um modelo no qual o consumidor aluga os ativos de geração, que são construídos e dimensionados para atender sua demanda específica. Para operar nesse regime, é necessário obter autorização da ANEEL como autoprodutor. A geração pode ocorrer de duas formas: junto à carga, quando a usina está instalada no mesmo local do consumo, ou em uma localidade remota, onde a energia gerada é transportada para a unidade consumidora. Esse modelo oferece flexibilidade ao consumidor, possibilitando a redução de custos energéticos sem a necessidade de investimento direto na construção da usina.

A modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE) Equiparado à Autoprodução é uma modalidade em que a energia gerada por um produtor independente pode ser utilizada pelos próprios acionistas consumidores de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE). Embora a venda de energia entre um gerador e um consumidor seja normalmente caracterizada como uma operação de comercialização no mercado livre, quando essa venda ocorre dentro de uma SPE, respeitando critérios específicos, o modelo pode ser considerado uma forma de autoprodução. Para que essa equiparação seja válida, o consumidor deve possuir uma carga mínima de 3 MW, e a energia alocada a cada acionista deve ser proporcional à sua participação no capital votante da SPE.

Ambos os modelos seguem a regulamentação da ANEEL e proporcionam vantagens estratégicas, como redução de custos, maior previsibilidade tarifária e flexibilidade contratual dentro do ACL. Essas modalidades permitem que grandes consumidores otimizem

seus gastos com energia elétrica, garantindo maior eficiência e segurança no suprimento energético.

2.3.0.2 Mercado Regulado

O mercado regulado é definido por uma estrutura tarifária que classifica grupo de consumidores de acordo com a Resolução Normativa 1.000/2021 da ANEEL. As tarifas de energia elétrica são compostas por diferentes elementos que refletem os custos de todo o processo de fornecimento. Os principais componentes são:

- Tarifa de Energia (TE): Custo da geração da energia elétrica adquirida pelos consumidores. No ACR, esse valor é definido nos leilões da ANEEL, enquanto no ACL é negociado livremente.
- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): Valor pago pelo consumidor pelo uso da rede de distribuição que leva a energia até as unidades consumidoras.
- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST): Custo relacionado ao transporte de energia das usinas geradoras até os centros de carga, utilizando as linhas de transmissão.
- Encargos Setoriais: Taxas cobradas para financiar programas e políticas públicas, como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Reserva de Capacidade.
- Tributos: Incluem o ICMS, PIS e COFINS, que variam conforme o estado

A estrutura tarifária pode variar conforme o tipo de consumidor e sua conexão ao sistema elétrico, sendo:

- Consumidores de grande porte, como indústrias e estabelecimentos comerciais de médio e grande porte, podem aderir às tarifas horossazonais, nas quais o custo da energia varia de acordo com o horário de consumo, diferenciando períodos de ponta e fora de ponta.
- Baixa Tensão (Grupo B): Consumidores de pequeno porte, como residências e pequenos comércios, geralmente são tarifados pelo modelo monômio, no qual o custo da energia é calculado exclusivamente com base no consumo em kWh, sem cobrança separada pela demanda contratada.

Tabela 2 – Estrutura Tarifária

<i>GRUPO A</i>	<i>GRUPO B</i>
<i>Tarifa Azul</i>	<i>Convencional</i>
Consumo Ponta (kWh)	Consumo de energia elétrica (kWh)
Consumo Fora Ponta (kWh)	
Demanda Ponta (kW)	
Demanda Fora Ponta (kW)	
<i>Tarifa Verde</i>	<i>Tarifa Branca</i>
Consumo Ponta (kWh)	Consumo Ponta (kWh)
Consumo Fora Ponta (kWh)	Consumo Intermediário (kWh)
Demanda única (kW)	Consumo Fora Ponta (kWh)

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

O Grupo A, a ligação se caracteriza em média ou alta tensão, onde os consumidores estão conectados diretamente a redes de média (2,3 kV a 69 kV) ou alta tensão (acima de 69 kV). A cobrança é dividida em duas partes:

- Energia Consumida (kWh): Valor referente ao consumo efetivo de eletricidade.
- Demanda Contratada (kW): Custo fixo pago pelo direito de utilizar determinada potência, independentemente do consumo real.
- Possibilidade de escolha da modalidade tarifária: os consumidores do Grupo A podem optar entre tarifa horossazonal verde ou azul, de acordo com o perfil de consumo.

As características do Grupo B compreendem consumidores conectados em tensões inferiores a 2,3 kV, englobando a maioria das residências, pequenos comércios e propriedades rurais. A cobrança da fatura pode ser:

- Tarifa Convencional: Aplicada de forma fixa por kWh consumido, sem variação por horário.
- Tarifa Branca: Opcional para consumidores com média mensal acima de 500 kWh, oferecendo preços diferenciados conforme o horário de consumo (ponta, intermediário e fora de ponta).

O sistema de bandeiras tarifárias foi implementado para sinalizar variações no custo da geração de energia devido a fatores climáticos e operacionais. Ele é dividido em três níveis:

- Bandeira Verde: Condições normais de geração, sem acréscimo na tarifa.
- Bandeira Amarela: Indica aumento moderado nos custos de geração, aplicando uma taxa extra.
- Bandeira Vermelha: Representa condições adversas no setor elétrico, como baixa oferta de energia hidrelétrica, resultando em custos mais elevados.

2.3.1 Aspectos Legais e Regulatórios

Em 2010, a ANEEL promoveu uma consulta pública e logo em seguida, em 2011, a Audiência Pública que objetivava debater os dispositivos legais para geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição. Em 2012, a Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu condições para o acesso de Micro e Mini Geração Distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) no qual o consumidor-gerador, após descontado o seu próprio consumo, recebe o crédito na sua conta pelo saldo positivo da energia gerada e injetada na rede. A resolução definiu parâmetros para identificar micro e Mini Geração, o qual a Micro Geração se caracteriza por uma central geradora com potência instalada de 75 kW, e para Mini Geração com potência instalada maior que 75kW ou menor ou igual a 5 MW (LEITE, 2021).

Após alguns anos, foram identificadas diversos pontos de necessitavam de ajustes. Naturalmente, foram necessários ajustes e esclarecimentos subsequentes, e em dezembro do mesmo ano, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 517/2012, com o objetivo de esclarecer e modificar alguns aspectos da Resolução Normativa nº 482/2012, assim como do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (PEREIRA, 2023). A Resolução Normativa nº 687/2015 alterou as resoluções 482/2012 e os módulos 1 e 3 do PRODIST. Esta resolução introduziu alterações substanciais na Resolução nº 482/2012, estabelecendo novas diretrizes para a Geração Distribuída (GD). Foram redefinidos os limites de potência, classificando a Micro Geração com capacidade instalada de até 75 kW e a Mini Geração com capacidade entre 75 kW e 5 MW, sendo permitido até 3 MW para pequenas centrais hidrelétricas (PCH)(NORMATIVA, 2019). As três novas modalidades de consumo que poderiam aderir ao sistema de compensação, eram:

- A modalidade para múltiplas unidades consumidoras em condomínios permite a instalação de um sistema de geração de energia na área comum, com compensação

de energia entre as unidades e as áreas comuns, desde que localizadas na mesma propriedade ou em propriedades contíguas.

- A modalidade de Geração Compartilhada permite que consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, dentro da mesma área de concessão, compartilhem energia gerada em uma unidade consumidora com Micro ou Mini Geração Distribuída localizada em local diferente das unidades onde a energia excedente será compensada.
- A modalidade de Autoconsumo Remoto permite que uma Pessoa Jurídica (matriz e filial) ou Pessoa Física compense a energia excedente gerada por uma unidade com Micro ou Mini Geração Distribuída em outras unidades consumidoras, desde que todas estejam na mesma área de concessão.

O Marco Legal da Geração Distribuída foi uma conquista significativa, que desempenhou um papel crucial ao oferecer segurança e previsibilidade, evitando que ocorram mudanças repentinas que tornem o mercado MMGD fragilizado. A Lei 14.300 de 2022 teve o objetivo de estabelecer o marco legal da Micro geração e Mini geração Distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Além disso, promover alterações nas Leis nºs 10.848/2004, e 9.427/1996, e aborda outras medidas correlatas (BRASIL, 22).

2.3.2 Transição e Modalidades estabelecidas pela Lei 14.300

As principais mudanças contempladas pela Lei 14.300 estabeleceram a redução do limite de potência para a Mini Geração distribuída fotovoltaica, de 5 MW para 3 MW, e introduziu o conceito de fontes despacháveis, abrangendo hidrelétricas, biomassa, cogeração e sistemas fotovoltaicos com baterias (BRASIL, 22). Adicionalmente, foi autorizado o uso de sistemas híbridos e com baterias, cuja regulamentação futura ainda está prevista. Também houve uma diminuição na cobrança do custo de disponibilidade, e foi permitida a instalação de plantas flutuantes fracionadas, que, quando agrupadas, podem exceder o limite de 3 MW. Em suma, foi instituído o Programa de Energia Renovável Social, voltado à contratação de Micro e Mini Geração Distribuída, com o objetivo de atender consumidores de baixa renda e expandir o acesso a fontes de energia renovável (ENERGÉTICA, 2024c).

Todas as mudanças observadas na legislação entraram em vigor após 12 meses de sua publicação, passando por um período de transição. Sendo assim, todos os projetos de GD instalados ou que a solicitação ocorreu até 7 de janeiro de 2023 seguirão as regras anteriores de compensação, conforme estabelecido pela REN 482/2012, até 31 de dezembro de 2045, utilizando o conceito de direito adquirido, na categoria intitulada GD I.

A regulamentação estabelece uma remuneração progressiva para as distribuidoras de energia pelo serviço prestado, baseada na Parcela do Fio B. A partir de 8 de janeiro de 2023, a remuneração terá início com 15%, sendo acrescida em 15% a cada ano até alcançar 90% em 2028, aplicável à categoria denominada GD II, excluindo as unidades enquadradas na categoria GD III. Findo o período de transição, as unidades integrantes do SCEE estarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL para a Micro e Minigeração Distribuída. Além das categorias GD I e GD II, a legislação também instituiu uma terceira categoria denominada GD III. A Tabela 3 fornece resumo das modalidades de transição estabelecidas pela Lei 14.300.

Tabela 3 – Resumo das modalidades de transição

Modalidade	Descrição	Deliberações
GD I	Conexões já estabelecidas ou solicitadas até o dia 7 de janeiro de 2023 (conforme artigo 26 da Lei nº 14.300/2022).	Permanência nas regras antigas (Direito Adquirido) até 2045.
GD II	Conexões requeridas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não atendem aos critérios da GD III (parágrafo único do art. 27 da Lei nº 14.300/2022).	Pagamento progressivo da TUSD Fio B ao longo de 6 anos, alcançando 90% de quitação.
GD III	A partir de 8 de janeiro de 2023, conexões com potência instalada acima de 500 kW em fonte não despachável, nos formatos de autoconsumo remoto ou geração compartilhada, requererão que um único titular possua 25% ou mais de participação no excedente de energia, conforme estabelecido no artigo 27, parágrafo 1º, da Lei nº 14.300/2022.	Liquidação de 100% TUSD Fio B + 40% TUSD Fio A + 100% TUSD P&D_EE + 100% TUSD TFSEE.

Fonte: Adaptado de (PEREIRA, 2023)

É importante ressaltar a relevância do Marco Legal da Geração Distribuída (GD) como uma conquista significativa para o setor. Essa legislação exerce um papel fundamental ao proporcionar segurança e previsibilidade, evitando que alterações abruptas na regulação, promovidas pela autarquia, comprometam a viabilidade do mercado de micro e minigeração distribuída no Brasil (PEREIRA, 2023).

2.3.2.1 Grupo B-optante

A legislação estabelece que consumidores de alta tensão podem optar por serem faturados como baixa tensão, se tornando B-optante, se o transformador for de 112,5 kVA, ou seja, com potência nominal igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para

a ligação de consumidores do grupo B, além de que toda geração precisa compensar os kWh da energia solar gerada no local.

2.3.2.2 Regras de Compensação

Para geradores existentes e aqueles que protocolarem a solicitação de acesso até 12 meses após a publicação da Lei 14.300, será mantida a compensação de todas as componentes tarifárias, conforme estipulado pela regra original, até 2045. Para novos geradores que solicitarem acesso após 8 de janeiro de 2023, a compensação sobre o crédito da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) será progressiva, variando de 15% a 90% entre 2023 e 2028. Entretanto, para novos geradores com potência superior a 500 kW, que utilizem fontes não despacháveis e apresentem autoconsumo remoto ou compartilhado com um titular com mais de 25% de participação na injeção, a compensação será de 100% para a TUSD Distribuição, 40% para a TUSD Transmissão, e 100% para as Encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Programa de Eficiência Energética (PEE) e Tarifas de Serviços de Sistema de Energia (TFSEE). A partir de 2029, a compensação será ajustada para a Tarifa de Energia (TE) e benefícios associados. A ANEEL definirá a metodologia para a valoração dos benefícios da MMGD, de acordo com as diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) na Resolução nº 2, de 22 de abril de 2024.

A Tabela 4 mostra de maneira organizada as principais mudanças nas regras de compensação ante e pós a Lei 14.300.

Tabela 4 – Sistema de compensação ante e pós a Lei 14.300.

Critério	Antes da Lei 14.300/2022 (REN 482/2012)	Após a Lei 14.300/2022
Compensação de Energia	Compensação de 100% da energia injetada (TUSD, TE e encargos)	Compensação parcial e gradual da TUSD; Distribuição (15% a 90% até 2028); TE permanece compensável
Prazo de Vigência das Regras	Regras originais vigentes indefinidamente para todos os geradores	Para geradores instalados ou solicitados até 12 meses após a Lei, compensação total até 2045. Novos geradores a partir de 2023 seguem novas regras gradativas.
Excedente de Energia	Excedente é convertido em créditos para compensação em faturas futuras, válido por até 60 meses.	Mesma regra, créditos de energia com validade de 60 meses, conforme REN 482, continuam a ser compensados, porém com base nas novas regras de tarifa.
TUSD	Compensação integral de TUSD (Distribuição e Transmissão) e encargos.	Graduação progressiva da TUSD Distribuição entre 15% e 90% até 2028. Após 2029, não há compensação de TUSD. Geradores acima de 50 kW têm compensação diferenciada (100% TUSD-D, 40% TUSD-T).
Participação em Consórcios/Cooperativas	Permitida compensação de energia gerada por cooperativas ou consórcios de geração compartilhada, com compensação total.	Continua permitindo geração compartilhada por consórcios/cooperativas. Compensação segue as regras gerais para novos geradores: compensação parcial de TUSD.

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

2.3.2.3 Custo de Disponibilidade

O Custo de Disponibilidade foi alterado pela Lei 14.300/2023, incluindo suas atualizações subsequentes. A normativa vigente preserva os valores mínimos de referência para o custo de disponibilidade, estabelecidos em 30 kWh, 50 kWh ou 100 kWh.

2.3.2.4 Demanda Contratada

A demanda contratada foi modificada conforme estipulado pela Lei 14.300/2023, resultando em alterações para os participantes da Micro e Mini Geração Distribuída. Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencentes ao Grupo A, a tarifa de referência para

o faturamento da demanda contratada (MUSD) foi alterada de TUSD demanda (TUSDd) para TUSD geração (TUSDg), conforme especificado pela equação 1.

$$\text{Demanda Contratada (kW)} \times TUSD_g \quad (2.1)$$

Para usinas de MMGD no Grupo B, onde não há demanda contratada, a tarifa TUSDg será aplicada à parcela excedente da injeção de energia. Em outras palavras, quando a diferença entre a energia elétrica injetada e a energia consumida pela unidade consumidora for positiva, conforme demonstrado pela equação 2.

$$(\text{Energia Injetada} - \text{Energia Consumida}) \times TUSD_g \quad (2.2)$$

2.3.2.5 Modelos de Negócio

Atualmente, as regras vigentes para a definição dos modelos de negócios, de acordo com a Lei 14.300/2022, que regula a Micro e Mini Geração Distribuída, são as seguintes modalidades de geração de energia:

- **Geração Local:** Refere-se à produção de energia renovável diretamente no local de consumo, ou seja, a geração ocorre na própria unidade consumidora. A energia produzida pode ser utilizada para atender a demanda do local e o excedente pode ser compensado na rede elétrica, reduzindo os custos com energia.
- **Condomínios (EMUC):** Esta modalidade abrange a geração de energia em condomínios, onde a energia produzida é compartilhada entre os condôminos. A Lei permite a instalação de sistemas de geração em áreas comuns dos condomínios, com a energia gerada sendo distribuída entre as unidades residenciais, possibilitando a compensação proporcional nas faturas de energia.
- **Autoconsumo Remoto:** Permite que a energia gerada em uma unidade consumidora seja utilizada para atender o consumo de outra unidade, localizada em um local diferente. Isso é possível por meio de sistemas de compensação, onde a energia gerada em um local remoto é compensada na conta de energia da unidade consumidora.
- **Geração Compartilhada:** Consiste na participação de vários consumidores em um projeto de geração de energia renovável, como consórcios ou cooperativas. A energia gerada é dividida entre os participantes conforme a sua participação no projeto, e a compensação é aplicada nas contas de energia dos membros, sem a necessidade de instalação do sistema no local de consumo.

2.4 Viabilidade Financeira e Administrativa

Pode-se afirmar que a gestão financeira abrange um conjunto de procedimentos e ferramentas destinados a apoiar o gestor financeiro de uma empresa no planejamento, análise e controle das atividades financeiras. A aplicação dos princípios econômicos e financeiros, por meio da análise das demonstrações contábeis, especialmente do balanço patrimonial e da demonstração de resultados, fornece as informações necessárias para um monitoramento detalhado da saúde financeira de uma empresa em um dado momento. É essencial que as empresas disponham de ferramentas adequadas para a tomada de decisões e para a alocação eficiente de recursos financeiros, de forma a escolher as melhores alternativas e alcançar o retorno esperado sobre o capital investido (MEDEIROS et al., 2012).

2.4.1 Análises através de Indicadores Financeiros

A análise através de indicadores financeiros é uma ferramenta essencial para a gestão econômica e financeira de uma empresa. Desse modo, a análise dos indicadores financeiros permite que os gestores compreendam a verdadeira situação da empresa em diversos aspectos, utilizando dados extraídos das demonstrações contábeis, como o balanço patrimonial e a demonstração de resultados (MEDEIROS et al., 2012).

Os indicadores financeiros são categorizados em diferentes grupos, como:

1. Índices de Liquidez: São métricas financeiras que avaliam a capacidade de uma empresa de cumprir suas obrigações de curto prazo, utilizando seus ativos líquidos. Esses índices são fundamentais para entender a saúde financeira da empresa e sua capacidade de manter operações sem enfrentar problemas de liquidez.
2. Índices de Atividade: Avaliam a eficiência de uma empresa na utilização de seus ativos para gerar receitas e vendas. Eles ajudam a entender como bem a empresa está gerenciando suas operações e recursos.
3. Índices de Endividamento: medem a proporção da dívida de uma empresa em relação ao seu patrimônio líquido e ativos totais. Esses índices ajudam a avaliar o risco financeiro da empresa, sua capacidade de pagar dívidas e a estrutura de capital.
4. Índices de Rentabilidade: Medem a capacidade da empresa de gerar lucro em relação a suas vendas, ativos ou patrimônio líquido, fornecendo uma visão sobre a eficiência operacional.

A análise desses indicadores não se restringe apenas ao cálculo, mas requer uma interpretação dos resultados. É essencial que os gestores disponham de uma referência

para avaliar se os índices estão em níveis adequados, ou seja, se são considerados altos ou baixos em comparação com o setor ou com o histórico da própria empresa (MEDEIROS et al., 2012).

Além disso, a análise das demonstrações contábeis, através das análises horizontal e vertical, oferece uma compreensão mais detalhada da estrutura patrimonial da empresa e de suas contas, facilitando uma tomada de decisão mais informada e estratégica (MEDEIROS et al., 2012).

A análise através de indicadores financeiros é fundamental para a gestão eficaz de uma empresa, pois oferece *insights* valiosos para monitorar e melhorar seu desempenho. Ao permitir uma avaliação contínua do desempenho, a análise financeira ajuda a comparar resultados reais com metas e expectativas, identificando se a empresa está atingindo seus objetivos financeiros e operacionais.

2.4.2 Desafios da gestão administrativa

O termo em inglês *compliance*, que significa conformidade, dá o sentido de cumprir, obedecer, e estar em conformidade para cumprir leis, diretrizes, regulamentos internos e externos, a fim de se mitigar o risco legal/regulatório e à boa reputação (COIMBRA, 2010). Segundo os autores, o desenvolvimento de um programa *compliance* servirá como proteção de integridade da instituição, podendo contribuir na redução de riscos e aumentando a confiabilidade de controles internos de combate à corrupção.

Para a instituição universitária, a função de *compliance* está relacionada ao diligente cumprimento dos processos-fim. Tendo a Universidade como um modelo de sistema, o efetivo *compliance* se transpõe nas atividades fins, na gestão de recursos humanos, financeiros e acompanhamento dos recursos orçamentários. Cada processo laboral deve respeitar o estatuto, regimento, normas e valores relacionados à instituição (MARCOVITCH, 2015).

O mecanismo que compreende o sistema de integridade corporativa se baseia nos objetivos de se garantir articulação nas atividades de auditoria, *compliance*, controles externos, ética empresarial, gestão de crises e risco, segurança corporativa e sustentabilidade. Esse mecanismo contribui com a gestão a partir da elaboração e fornecimentos de relatórios que norteiem os indicadores e pontos de atenção concernente às atividades integradas no sistema. Além disso, o sistema de integridade acompanha indicadores-chave e limites prudenciais, que ajude na mitigação de crises, quando carecerem a prática da prevenção e desvios (COIMBRA, 2010).

A gestão de riscos corporativos é definido "como um processo conduzido em uma organização pelo Conselho de Administração, diretoria e demais empregados, aplicado nos estabelecimentos de estratégia, formuladas para identificar eventos em potencial, ca-

pazes de afetá-la, e administrar riscos de modo a mantê-los compatíveis com o apetite ao risco da organização e possibilitar garantia razoável no cumprimento de seus objetivos"(COIMBRA, 2010, p. 42)

Uma organização consegue entender, a partir do gerenciamento de riscos, e determinar os riscos mais consideráveis que podem afetar sua missão como instituição. Dessa forma, a organização consegue alinhar decisões, estratégias e planejamentos de negócios pertinentes, conseguindo definir respostas de maneira ativa para os riscos identificados, contribuindo para a diminuição de surpresas inesperadas e perdas (SASSAKI, 2016).

3 Metodologia

Neste capítulo serão apresentadas as metodologias adotadas para a condução do trabalho, a lógica de definição dos indicadores e as ferramentas e dados utilizados no desenvolvimento da pesquisa.

3.1 Caracterização da pesquisa

Para alcançar os objetivos delineados no escopo desta pesquisa, será realizado um estudo de caso quali-quantitativo para se obter uma compreensão mais ampla. O método qualitativo envolve a análise de dados não numéricos, como pesquisas de mercado, observações e análise de conteúdo, para explorar percepções e experiências externas de outras universidades ou empresas. Já o método quantitativo utiliza dados numéricos, como dados de consumo e demanda extraídos das faturas de energia para se obter o padrão de consumo dos campi e se obter dados estatísticos, para quantificar informações e testar hipóteses.

A metodologia de pesquisa foi conduzida em cinco etapas principais:

- Primeiramente, foi realizada revisão da literatura sobre panorama energético mundial e brasileiro, compreendendo as modalidades ACR e ACL, dando enfoque nos modelos de negócios vigentes. Os modelos de Mini Geração e Alocação de usina, são as propostas do estudo de caso.
- Na segunda etapa, se analisou detalhadamente os modelos de negócio propostos, com o objetivo de compreender sua aplicabilidade e viabilidade para atender às necessidades energéticas da UnB. Esse estudo abordou o funcionamento prático de cada mecanismo de negócio.
- Na terceira etapa foi feita pesquisa de mercado a fim de se compreender a realidade de mercado atual, para avaliar as vantagens e desvantagens de cada modelo, além de auxiliar na tomada de decisão futura da universidade do melhor modelo a se investir.
- A quarta etapa envolveu a análise de viabilidade dos modelos, além das projeções de risco realizados cálculos detalhados de investimento e despesas para cada modelo, tais como: projeção do fluxo de caixa, *Payback* e *Payback* Descontado, VPL, TIR, análise de modelos e matriz de risco.

- A quinta etapa consistiu na comparação entre as projeções financeiras e análises de risco e aspectos dos modelos de negócio. O relatório final compilará todos os resultados, incluindo gráficos, tabelas para fornecer uma visão abrangente sobre a viabilidade dos modelos propostos e melhor decisão a ser tomada.

Todo o contexto metodológico se delimita a um estudo de caso realizado na Universidade de Brasília, considerando o campus universitário Darcy Ribeiro para ampliação do sistemas fotovoltaico até a potência instalada de 3 MW, e conjuntamente a análise de modelo complementar de negócio de geração na carga, a fim de se analisar a viabilidade financeira dos modelo propostos. Os materiais necessários para a pesquisa se baseiam na pesquisa exploratória, na leitura e interpretação de Resoluções Normativas, Leis e Decretos citados no desenvolvimento deste trabalho, nas análises de contratos, análise do perfil de consumo com base na maior fatura de energia dos campus e na pesquisa de mercado com empresas atuantes no Distrito Federal (DF).

3.2 Construção de Indicadores

Os indicadores de viabilidade auxiliam na tomada de decisões sobre investimentos em novos projetos ou na ampliação de projetos já existentes. Os indicadores econômicos são capazes de mostrar o nível de sustentabilidade e rentabilidade das atividades ao longo do tempo, pois estimam os resultados potenciais e identificam os riscos associados ao processo (BORDEAUX-REGO, 2015).

Assim, os indicadores adotados para a melhor análise de viabilidade do projeto são:

- *Payback* Simples e Descontado
- Taxa de Interna de Retorno (TIR)
- Valor Presente Líquido (VPL)
- Superávit/ Déficit financeiro

Esse conjunto de indicadores, visam, em suma, na construção da análise de viabilidade de projeto, análise de risco e decisão de investimento.

3.2.1 *Payback* Simples e *Payback* Descontado

O *Payback* é um indicador financeiro que mede o tempo necessário para que um investimento gere retorno suficiente para cobrir o valor inicialmente aplicado. Em outras palavras, ele determina em que momento os lucros acumulados igualam o capital investido.

Esse cálculo permite ao investidor estimar o período de recuperação do investimento antes mesmo de realizá-lo, proporcionando maior clareza na avaliação de riscos. Além disso, o *Payback* auxilia na tomada de decisões, permitindo verificar se a aplicação é financeiramente viável e compensatória. O *payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, enquanto o *payback* descontado leva em conta os fluxos de caixa descontados.

$$Payback = \frac{Ci}{Rp} \quad (3.1)$$

- Ci é o Capital Inicial Investido;
- Rp são as Receitas no Período;

3.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

É o indicador relacionado ao rendimento da atividade em um determinado período de tempo. Em outras palavras, representa a taxa de retorno do investimento em relação às alternativas existentes. Assim, se a Taxa Interna de Retorno de uma usina solar fotovoltaica for inferior à taxa de retorno de outros investimentos, como a poupança, o projeto não será suficientemente rentável para compensar o capital investido. Em contrapartida, se a TIR for superior à taxa mínima de atratividade ou ao custo de capital, o projeto é considerado viável. Portanto, a universidade obterá, no mínimo, a taxa de retorno esperada. Se a TIR for inferior a essa taxa, o projeto deve ser rejeitado (HOJI, 2004).

3.2.3 VPL

O VPL leva em consideração o valor do investimento ao longo do tempo. Sua função é calcular o valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pela atividade durante um período específico. Esses fluxos são descontados para o momento atual utilizando uma taxa previamente definida, conhecida como taxa de desconto, custo de oportunidade, custo de capital ou taxa mínima de atratividade (TMA). Essa taxa representa o retorno mínimo que o investimento deve gerar para ser considerado vantajoso. Se o VPL for positivo, o projeto é aceito; se for negativo, o projeto é rejeitado (HOJI, 2004).

$$VPL = \sum_n^{t=0} \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (3.2)$$

- FC indica o fluxo de caixa do período;
- n é o tempo total do projeto;

- TMA é a taxa mínima de atratividade;
- t é o período em anos ou meses

3.2.4 Superávit/ Déficit Financeiro

O Superávit financeiro ocorre quando as receitas (entradas de dinheiro) são maiores que as despesas (saídas de dinheiro) em um determinado período. Indica um saldo positivo e pode ser usado para investimentos, redução de dívidas ou aumento de reservas financeiras.

Já o Déficit financeiro ocorre quando as despesas superam as receitas, resultando em um saldo negativo. Isso pode indicar a necessidade de financiamento externo, cortes de gastos ou aumento de receitas para equilibrar as contas.

Esses conceitos são amplamente utilizados em finanças públicas, empresariais e pessoais para avaliar a sustentabilidade econômica.

3.3 Análise do objeto de Estudo

A Universidade de Brasília é uma instituição de ensino superior pública localizada em Brasília, a capital do Brasil. Fundada em 1962, a UnB é reconhecida por sua excelência acadêmica e pela contribuição significativa para o desenvolvimento científico, cultural e social do país. A UnB é uma das principais instituições de ensino superior do Brasil, destacando-se pela pesquisa e extensão, impacto social e pelo compromisso com a inovação e a sustentabilidade.

Para reduzir o consumo de energia elétrica, diversas ações voltadas à eficiência energética foram implementadas na Universidade. Entre as principais estratégias está a construção de usinas solares fotovoltaicas, que possibilitam a geração própria de energia, reduzindo a dependência da rede elétrica convencional. Além disso, a manutenção preventiva de equipamentos, como ar-condicionado, geladeiras e bebedouros, contribui para o uso mais eficiente da eletricidade, evitando desperdícios e melhorando o desempenho desses aparelhos.

Outra iniciativa fundamental da comunidade universitária é a sensibilização quanto ao uso consciente de equipamentos elétricos e eletrônicos, promovendo uma cultura de consumo responsável. Complementando essas ações, a substituição de lâmpadas tubulares por modelos mais eficientes e a modernização e manutenção da rede de distribuição elétrica de média tensão no campus Darcy Ribeiro são medidas essenciais para otimizar o uso da energia, reduzir perdas e garantir maior eficiência no sistema elétrico da instituição.

3.3.1 Liderança em Energia Renovável

Atualmente, a Universidade possui 4 campi universitários, sendo eles localizados no Gama (FCTE), em Ceilândia (FCTS), em Planaltina (FUP) e em Brasília, Darcy Ribeiro.

O investimento em energia solar começou com a instalação inicial na Faculdade de Planaltina (FUP), concluída em 2019, a partir de um projeto desenvolvido por alunos e professores da FCTE. Desde então, a iniciativa se expandiu para diversos edifícios nos campi da UnB. O campus da FCTE, por exemplo, em um período recente foi um campus de energia positiva, onde a produção de energia solar superava o consumo, e o excedente é convertido em crédito para a universidade.

De acordo com a reportagem divulgada no canal oficial da UnB, em 2022, a universidade reafirmou seu compromisso com a energia limpa e sustentável por meio da instalação de três novas usinas fotovoltaicas. Em fevereiro, uma usina foi implantada no prédio dos Institutos de Ciência Política (Ipol) e de Relações Internacionais (Irel). Em setembro, outra foi instalada no Bloco de Salas de Aula Sul (BSAS), no campus Darcy Ribeiro. Já em dezembro, foi inaugurada a 16ª usina fotovoltaica da universidade, localizada na Unidade de Laboratório de Ensino de Graduação da Faculdade de Ciências da Saúde (Uleg/FS).

A Figura 11 mostra o *overview* do campus Universitário de Brasília atualmente, compreendendo a área da universidade, e destacados dentro dessa região, as plantas fotovoltaicas existentes.

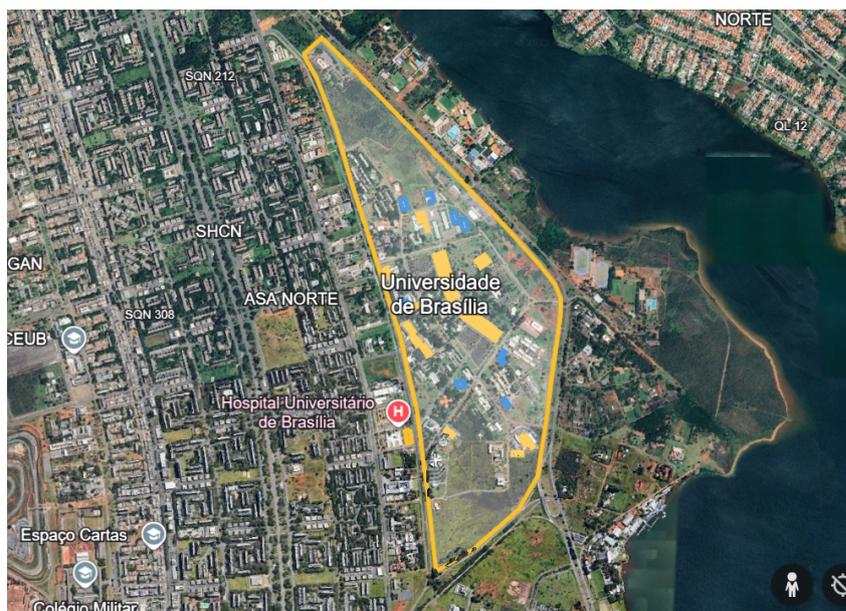


Figura 11 – Campus Universitário Darcy Ribeiro - UnB
Fonte: EARTH,2025a

No campus Darcy Ribeiro, atualmente há 12 plantas fotovoltaicas instaladas, tota-

lizando 1.708,91 kWp com geração estimada de 233.620 kWh/mês, gerando uma economia de R\$ 1.962.403,64 por ano.

Além de contribuir para a sustentabilidade ambiental, essa iniciativa representa uma economia significativa para a universidade e o país. Com esse investimento contínuo, a UnB se consolida como referência em sustentabilidade entre as universidades federais.

Com um conjunto de 20 usinas fotovoltaicas, a Universidade de Brasília projeta uma economia anual de aproximadamente maior que 1 milhão de reais. O parque de energia solar fotovoltaica da UnB é um dos maiores entre as universidades federais, com potência instalada total de 2.1320,18 kWp em 2024, gerando 317 mil kWh, por mês trazendo uma redução de emissão de aproximadamente 16,19 toneladas de CO₂. Desde 2017, o Plano de Obras da Universidade de Brasília, aprovado pelo Conselho de Administração (CAD), prevê a instalação de usinas fotovoltaicas em seus quatro campi. (BRASÍLIA, 2024a).

As Figuras 12, 13 e 14 mostram a área de cada campus e as instalações fotovoltaicas implementadas nos últimos anos.



Figura 12 – Campus UnB Gama: Faculdade de Ciências e Tecnologias em Engenharia (FCTE)

Fonte: EARTH,2025b

No campus Gama atualmente há 5 plantas fotovoltaicas instaladas, totalizando 382,83 kWp, com geração estimada de 52.370 kWh/mês, gerando uma economia de R\$

439.894,80 por ano.



Figura 13 – Campus UnB Ceilândia: Faculdade de Ciências e Tecnologias em Saúde (FCTS)

Fonte: EARTH,2025c

No campus Ceilândia, atualmente há 2 plantas fotovoltaicas instaladas, totalizando 184,22 kWp, com geração estimada de 205,20 kWh/mês, gerando uma economia de R\$ 212.328,00 por ano.



Figura 14 – Campus UnB Planaltina: Faculdade UnB Planaltina (FUP)

Fonte: EARTH,2025d

No campus de Planaltina, atualmente há 1 planta fotovoltaica instalada, totalizando 44,22 kWp, com geração estimada de 6,05 kWh/mês, gerando uma economia de R\$ 50.808,00 por ano.

De acordo com o *QS World University Rankings: Sustentabilidade 2024*, a Universidade de Brasília é a terceira universidade federal mais sustentável do Brasil e ocupa a quinta colocação entre todas as instituições de ensino superior do país avaliadas. O ranking, que analisa o compromisso das universidades com a sustentabilidade social e ambiental, registrou um aumento no número de instituições participantes em relação à edição de 2022. Mesmo com a concorrência ampliada, a UnB melhorou sua posição tanto no cenário nacional quanto no mundial.

Na edição anterior, publicada em 2023, a UnB estava na faixa de classificação 550-601 entre 700 universidades globais. No Brasil, ocupava a nona posição entre 14 universidades avaliadas e, entre as instituições federais, ficou na quinta colocação entre nove participantes. A ascensão da UnB no ranking reflete o fortalecimento de suas iniciativas sustentáveis, consolidando a universidade como uma das líderes em sustentabilidade no ensino superior no Brasil e no mundo.

O relatório de Gestão da UnB 2023 (BRASÍLIA, 2024b), registra a variação do consumo de energia elétrica nos últimos anos. Mesmo após o retorno das aulas presenciais, após a pandemia de COVID-19, percebe-se que o consumo de energia não aumentou expressivamente. Em parte, isso se deve às políticas de eficiência energética, além de implementações de energia solar, como pode ser observado no gráfico 15.

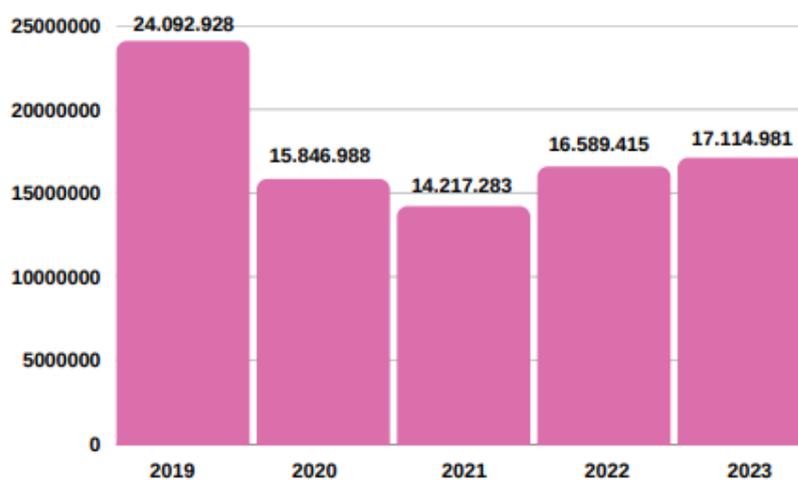


Figura 15 – Consumo de Energia Elétrica (kWh)

Fonte: BRASÍLIA, 2024b

Tendo em vista o alto consumo da Universidade já considerando as plantas fotovoltaicas já existentes, a geração solar não é capaz de abater todo o consumo como, por exemplo, o campus Darcy Ribeiro. A proposta deste estudo é estudar através de análises um novo modelo de negócio para geração de energia, especificamente o modelo de alocação de usina.

A proposta de alocação de usina ou geração na carga, visa propor um modelo de

geração de energia limpa para a universidade

A alocação de usina é um modelo no qual consumidores contratam parte da energia gerada por uma usina sem a necessidade de investir na construção e manutenção do empreendimento. Esse formato permite o acesso a tarifas mais competitivas em comparação ao mercado regulado, resultando em redução de custos e maior previsibilidade financeira. Os contratos de longo prazo garantem proteção contra variações tarifárias, proporcionando estabilidade no planejamento energético das empresas e instituições que adotam esse modelo.

Além da economia, a alocação de usina favorece a sustentabilidade, pois muitas usinas utilizam fontes renováveis, como solar, contribuindo para a redução da pegada de carbono. Outro benefício é a eliminação de custos com infraestrutura própria, já que não há necessidade de instalação, operação ou manutenção dos sistemas de geração. Além disso, o modelo oferece flexibilidade contratual, permitindo ajustes na quantidade de energia contratada conforme a necessidade do consumidor. Dessa forma, a alocação de usina se apresenta como uma alternativa eficiente e econômica para grandes consumidores de energia como a Universidade de Brasília.

3.3.2 Aquisições e Contratações na UnB

A Universidade de Brasília adota estruturas específicas para aquisições e contratações, em conformidade com as normas da administração pública. A maioria dessas aquisições e contratações é realizada por meio de pregão. Em 2023, foram feitas 160 contratações diretas, das quais 129 foram por inexigibilidade e 31 por dispensa. A Tabela 5 mostra as aquisições e contratações em 2023.

Tabela 5 – Aquisições e Contratações em 2023.

Órgão: 26271	
Pregão	R\$ 164,37 milhões
Regime Diferenciado de Contratação (RDC)	R\$ 24,55 milhões
Concurso	R\$ 515,74 mil
Dispensa	R\$ 122,91 milhões
Inexigibilidade	R\$ 5,15 milhões
Total	R\$ 317,00 milhões

Fonte: Adaptado de BRASÍLIA, 2024b.

Das contratações mais relevantes constadas no relatório (BRASÍLIA, 2024b), estão alimentação (R\$ 31,66 milhões), limpeza (R\$ 22,46 milhões), serviços de engenharia (R\$ 19,05 milhões), energia elétrica (R\$ 15,07 milhões), dentre outros. Nota-se que energia elétrica está diretamente relacionada às contratações mais relevantes no ano de 2023.

3.4 Estudo de caso

3.4.0.1 Implantação usinar solar

A Universidade de Brasília possui atualmente um perfil de consumo alto, caracterizando o Grupo A4 (alta tensão) com demanda contratada com horários de ponta e fora de ponta (modalidade azul), apenas levando em consideração o seu maior campus, Darcy Ribeiro. A potência instalada atual é de 1,7 MW e atende em parte o seu volume de consumo. A Lei 14.300 permite a instalação local, configurando Mini Geração Distribuída de até 3 MW de potência instalada para fontes despacháveis (solar, eólica). Com isso, a primeira parte do estudo de caso consiste na simulação de geração de uma usina solar de 1.3 MW afim de se avaliar os custos e a viabilidade financeira.

Para isso, foi realizado o levantamento de consumo de energia da unidade consumidora UC 482.479-7, que caracteriza a maior fatura da universidade e, conseqüentemente, possui o maior consumo. Os dados foram sintetizados em planilha excel compreendendo o consumo anual de 2023, na categoria ponta (P) e fora ponta (FP), e demandas contratadas para horário de ponta e fora ponta. Essas demandas são de 2.850 kW P e 4.000 kW FP como representado na tabela 6.

Foi realizada a avaliação da modalidade tarifária, que compreende o valor do kWh referente ao ano de 2023, para o consumo para os horários de ponta e fora ponta de TE e TUSD na concessão da Neoenergia em Brasília.

Tabela 6 – Modalidade Tarifária

Modalidade	POSTO	TARIFA DE APLICAÇÃO		
		TUSD	TE	
		R\$/kW	R\$/kWh	R\$/kWh
AZUL	P	25,69	0,14491	0,54308
	FP	10,97	0,14491	0,33575

Fonte: Elaborado pelo autor, 2024.

Foi feita a simulação de fatura com os dados de consumo médio anual com aplicação das tarifas. Essa simulação foi feita com as equações de Demanda e Consumo 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7 e 3.8:

$$P_{TUSD_a} = Quant \times tarifa \quad (3.3)$$

$$FP_{TUSD_a} = Quant \times tarifa \quad (3.4)$$

$$P_{TUSD_c} = Consumo \times tarifa \quad (3.5)$$

$$FP_{TUSD_c} = Consumo \times tarifa \quad (3.6)$$

$$P_{TE} = Consumo \times tarifa \quad (3.7)$$

$$FP_{TE} = Consumo \times tarifa \quad (3.8)$$

Onde:

- Quant é a quantidade de energia contratada;
- Consumo é o consumo da categoria (P ou FP).

O subtotal da fatura é calculado por 3.9:

$$\sum Consumo + Demanda \quad (3.9)$$

Para o cálculo final da fatura, foi levado em consideração a alíquota de PIS/COFINS de 4% e ICMS de 20% 3.10:

$$Total = Subtotal + (Subtotal \times 0,2) + (Subtotal \times 0,04) \quad (3.10)$$

Após a análise de consumo anual e das tarifas de energia vigentes para o ano, foi possível realizar a simulação de geração para uma usina de 1.3 MW. Para isso, foi-se utilizado a plataforma Cresesb para o levantamento de índice de radiação solar ao longo do ano na região de Brasília- DF. A simulação de geração mensal compreendeu equação 3.11, em (kWh/mês).

$$Geração = I_r \times Pot_{ins} \times n \quad (3.11)$$

- I_r é o índice de radiação referente ao mês n ;
- Pot é a Potência do sistema fotovoltaico;
- n é o número de dias correspondentes ao mês.

O cálculo foi realizado para todos os meses do ano, e ao fim, fazendo a média aritmética obtém-se a média de geração anual do sistema. Com isso, também foi calculado a porcentagem de geração que atenderia ao consumo do mês com a equação 3.12.

$$Consumo(\%) = \frac{Geração}{(C_p + C_{fp})} \times 100 \quad (3.12)$$

O dimensionamento da geração fotovoltaica considerou os mesmos parâmetros utilizados nas equações de demanda, consumo e total. No entanto, foi aplicado um reajuste com um desconto de 10%, considerado bem conservador, para a fonte solar, uma vez que essa modalidade é classificada como incentivada. Isso ocorre porque consumidores que adquirem energia de fontes incentivadas podem obter reduções nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, como parte de uma política de estímulo ao uso de energias renováveis.

Dessa forma, as tarifas FP de consumo serão beneficiadas com o desconto, temos a equação 3.14.

$$FP_{TUSD_d} = tarifa - (tarifa \times 0,1) \quad (3.13)$$

$$FP_{TE} = tarifa - (tarifa \times 0,1) \quad (3.14)$$

Após a simulação realizada, pode-se comparar a diferença em termos financeiros na fatura atual e fatura simulada com desconto.

3.4.1 Estimativa dos Custos

A previsão dos custos inerentes ao projeto é necessária pois traz à realidade, bem como, o reajuste tarifário ao longo dos anos, custos de manutenção e seguro da usina. As estimativas realizadas compreendem a realização do estudo de mercado e de contratos para as estimativas das porcentagens. Neste caso, foi aplicado a inflação de bens e serviços de 6% ao ano, considerando a média de 10 anos, o IPCA de 4,8% considerando o acumulado de fevereiro/2025, sem consideração de períodos de anomalia. O reajuste na tarifa de energia em 6%, avaliando o comportamento médio ao longo dos anos e a taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos em 0,6% refletindo a redução gradual na capacidade de geração ao longo do tempo.

O custo de instalação da usina projetada é de R\$4.000/kWp com base nas estimativas da Greener e em análise de contratos comerciais de alocação de usina. O custo do sistema fotovoltaico compreende o cálculo de potência do sistemas vezes o custo por kWh, temos a equação 3.15.

$$SistemaFV = 1.300 \times 4000 \quad (3.15)$$

Sendo que:

- 1.300 é a potência em kWh e 4.000 o custo por kWp.

O cálculo para determinação da quantidade de módulos pode ser feito utilizando a equação 3.16.

$$Quant_{mod} = \frac{Pot_{inst}}{Pot_{nomMod}} \quad (3.16)$$

O cálculo de manutenção estimada é de R\$20 por módulo, embora a manutenção também possa se enquadrar dentro do contrato, reduzindo despesas futuras. Esse cálculo é descrito como o custo da manutenção vezes a quantidade de módulos estimada.

Para o cálculo de seguro da usina, foi usado o parâmetro de 1% do valor total da usina solar, calculada utilizando a equação 3.15.

Com bases nos parâmetros definidos, calcula-se o custo de manutenção anualmente com base na equação 3.17.

$$Manutenção = manutenção_i + (manutenção_i \times inflação_{bs}) \quad (3.17)$$

O seguro é calculado como usando a equação 3.18.

$$Seguro = seguro_i + (seguro_i \times inflação_{bs}) \quad (3.18)$$

Onde:

- *i* subscrito é referente ao ano anterior

Para calcular a perda de geração, utiliza-se a geração estimada menos a perda de geração, como pode ser visto na equação 3.20.

$$Perca = geração_{estimada} - (geração_{estimada} \times perca_{geração}) \quad (3.19)$$

E por conseguinte calcula-se a consumo real, que compreende o consumo menos perda de geração, descrita na equação 3.20.

$$Consumo_{real} = consumo_{médio} - perca_{geração} \quad (3.20)$$

Para o reajuste tarifário, utilizou-se os valores das tarifas com o acréscimo de 6% ao ano para demanda, TUSD e TE, onde cada ano calculado levava em consideração o ano anterior reajustado. O cálculo pode ser descrito pela equação 3.22.

$$Reajuste_P = P_i + (P_i \times reajuste) \quad (3.21)$$

$$Reajuste_{FP} = FP_i + (FP_i \times reajuste) \quad (3.22)$$

Sendo que:

- P_i é a tarifa de ponta do ano anterior;
- FP_i é a tarifa fora ponta do ano anterior.

Os custos totais da usina compreendem o somatório do custo com demanda contratada, média de consumo P e F.P, desconto, impostos, custos de manutenção e seguro considerando reajuste tarifário para todos os anos. A equação para calcular os custos totais pode ser vista na equação 3.23.

$$Custo_{ano} = \frac{12[(D_P R_j) + (D_{FP} R_j) + CP_{med}(TUSD + TE) + Q_g(TUSD + TE \times (1 - Desc))]}{(1 - PIS/COFINS - ICMS)} + Manutenção + Seguro \quad (3.23)$$

Sendo que:

- D_p é a demanda na ponta;
- R_j é o reajuste;
- D_{fp} é a demanda fora de ponta;
- CP_{med} é o consumo médio na ponta;
- Q_g é a queda de geração;
- $Desc$ é o desconto de geração.

Para os cálculos de alocação de usina, foram usados os parâmetros de reajuste anual de custo descrito na equação 3.24:

$$Reajuste_{IPCA} = Custo_{MWh} * (1 + inflação)^n \quad (3.24)$$

E para o cálculo de despesas anual com a modalidade, a equação 3.25 descreve o cálculo:

$$Despesa_{anual} = Geração_{Anual}_{usina} * Reajuste_{IPCA} \quad (3.25)$$

4 Resultados

4.1 Análise para instalação de 1.3 MW

Foi realizada a análise da faturas de energia ao longo do ano de 2023 da unidade consumidora com fatura mais alta do campus Darcy Ribeiro, para ter uma perfil de consumo. A análise foi importante para se dimensionar o sistema fotovoltaico de 1.3 MW na tabela 7 e analisar o percentual de consumo abatido com o dimensionamento.

Tabela 7 – Perfil de Consumo anual

Mês	Consumo P (kWh)	Consumo F.P (kWh)	Demanda P (kW)	Demanda F.P (kW)
Janeiro	134552	1.235.526	2850	4000
Fevereiro	133638	1.189.065	2850	4000
Março	146999	1.268.124	2850	4000
Abril	135792	1.238.839	2850	4000
Mai	139044	1.258.993	2850	4000
Junho	156686	1.280.663	2875	3425
Julho	143094	1.151.926	2850	4000
Agosto	131090	1.143.356	2850	4000
Setembro	142509	1.160.235	3026	4000
Outubro	166429	1.443.096	3683	4581
Novembro	182242	1.590.852	3748	4677
Dezembro	159377	1.520.489	3629	5061
Média	147621	1.290.097	3629	5061
Total (P+FP)		1.437.718	2850	4000

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A pesquisa revelou que o consumo de energia no Campus Darcy Ribeiro é maior devido à alta concentração de pessoas e à sua grande quantidade de unidades consumidoras. Assim como nos demais campi, esse campus também conta com sistemas fotovoltaicos para reduzir a fatura de energia. No entanto, toda a energia gerada é consumida instantaneamente, sem excedente injetado na rede e, portanto, sem créditos computados nas faturas. Observa-se que grande parte do consumo não é compensada pela geração atual, tornando necessárias novas implementações de sistemas fotovoltaicos ou mecanismos de compensação de energia.

Com base na modalidade tarifária vigente ao ano de 2023, apresentada na Tabela 6, foi realizada a simulação da geração de uma usina com potência instalada de 1,3 MW para analisar a redução na tarifa de energia. A Tabela 8 apresenta a simulação considerando o

desconto tarifário aplicado à implantação da usina.

Tabela 8 – Simulação de geração de 1.3 MW

1300			
	Índice rad	Geração (kWh)	Consumo (%)
Janeiro	4,93	198.679	14,50
Fevereiro	5,41	196.924	14,89
Março	5,04	203.112	14,35
Abril	5,35	208.650	15,18
Mai	5,52	222.456	15,91
Junho	5,64	219.960	15,30
Julho	5,93	238.979	18,45
Agosto	6,63	267.189	20,97
Setembro	5,93	231.270	17,75
Outubro	5,4	217.620	13,52
Novembro	4,69	182.910	10,32
Dezembro	4,91	197.873	11,78
Média	5,49	215.468,5	15,24

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Na análise feita, a usina atende a aproximadamente 15,24% do consumo. As Tabelas 9 e 10 mostram as projeções de tarifas e faturas e a redução advinda com a implantação da usina.

Tabela 9 – Projeção de Tarifa da Concessionária

		QUANTIDADE	TARIFA	TOTAL
DEMANDA	P - TUSD	2.850	25,69	73.216,50
	FP - TUSD	4.000	10,97	43.880,00
CONSUMO	P - TUSD	147.621	0,14491	21.391,76
	FP - TUSD	1.290.097	0,14491	186.947,96
	P - TE	147.621	0,54308	80.170,01
	FP - TE	1.290.097	0,33575	433.150,07
			SUBTOTAL	838.756,30
IMPOSTOS	PIS/COFINS	4%		33.550,25
	ICMS	20%		167.751,26
TOTAL DISTRIBUIDORA				1.103.626,71

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Tabela 10 – Projeção Tarifária com GD (1.3 MW)

		QUANTIDADE	TARIFA	TOTAL
DEMANDA	P - TUSD	2.850	25,69	73.216,50
	FP - TUSD	4.000	10,97	43.880,00
CONSUMO	P - TUSD	147.621	0,14491	21.391,76
	FP - TUSD	1.074.628,5	0,13042	140.151,97
	P - TE	147.621	0,54308	80.170,01
	FP - TE	1.074.628,5	0,302175	324.725,87
			SUBTOTAL	683.536,11
IMPOSTOS	PIS/COFINS	4%		27.341,44
	ICMS	20%		136.707,22
TOTAL DISTRIBUIDORA				899.389,62

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A implementação do sistema fotovoltaico proporciona uma redução de R\$ 204.237,08 na fatura de energia, correspondendo a uma economia de 18,51%.

Para o dimensionamento dos custos da usina, considerou-se um valor de R\$ 4.000/kWp, baseado em parâmetros de mercado, resultando em um custo total estimado de R\$ 5.200.000,00. A construção desse modelo exige a quantidade de 2.000 módulos fotovoltaicos de 650 Wp.

O custo estimado de operação e manutenção foi de R\$ 20 por módulo, totalizando R\$ 40.000,00, enquanto o seguro da usina, calculado como 1% do valor total, corresponde a R\$ 52.000,00.

Além disso, os gastos com manutenção e seguro podem ser incorporados ao contrato de instalação da usina, possibilitando uma redução nos custos.

Com base nessas projeções, foi calculado o custo total anual da usina ao longo de 10 anos. Para estimar os custos reais, foi aplicado um reajuste tarifário de 6% ao ano, considerando o valor do ano anterior, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Tarifa com Reajuste

Ano	Tarifa	DEMANDA	TUSD	TE
1	P	25,69	0,14	0,543
	FP	10,97	0,14	0,336
2	P	27,23	0,154	0,576
	FP	11,63	0,154	0,356
3	P	28,87	0,163	0,610
	FP	12,33	0,163	0,377
4	P	30,60	0,173	0,647
	FP	13,07	0,173	0,400
5	P	32,43	0,183	0,686
	FP	13,85	0,183	0,424
6	P	34,38	0,194	0,727
	FP	14,68	0,194	0,449
7	P	36,44	0,206	0,770
	FP	15,56	0,206	0,476
8	P	38,63	0,218	0,817
	FP	16,49	0,218	0,505
9	P	40,95	0,231	0,866
	FP	17,48	0,231	0,535
10	P	43,40	0,245	0,918
	FP	18,53	0,245	0,567

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Os custos de manutenção e seguro reajustadas à inflação de bens e serviços de 6% a.a. O consumo real foi calculado com base no percentual de 0,6% de perda de geração dos módulos. A Tabela 12 descreve os resultados obtidos.

Tabela 12 – Previsão de Custos

	Manutenção	Seguro	Perca Geração	Consumo Real
Ano	R\$	R\$	kWh	kWh
1	40.000,00	52.000,00	215.468,50	1.074.628,50
2	42.400,00	55.120,00	214.175,69	1.075.921,31
3	44.944,00	58.427,20	212.890,63	1.077.206,37
4	47.640,64	61.932,83	211.613,29	1.078.483,71
5	50.499,08	65.648,80	210.343,61	1.079.753,39
6	53.529,02	69.587,73	209.081,55	1.081.015,45
7	56.740,76	73.762,99	207.827,06	1.082.269,94
8	60.145,21	78.188,77	206.580,10	1.083.516,90
9	63.753,92	82.880,10	205.340,62	1.084.756,38
10	67.579,16	87.852,91	204.108,57	1.085.988,43

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Tendo a simulação de todos os custos da usina, o custo total engloba desde instala-

ção a manutenção, compreendendo os custos com demanda contratada, desconto aplicado, e impostos. Os custos anuais projetados são apresentados na Tabela 13 ajustados anualmente.

Tabela 13 – Custos totais Usina 1.3 MW

Ano	Valor (R\$)
1	10.884.675,47
2	11.547.116,28
3	12.249.805,63
4	12.995.185,36
5	13.785.845,26
6	14.624.532,05
7	15.514.158,84
8	16.457.815,23
9	17.458.777,96
10	18.520.522,26

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Para melhor análise financeira, é necessário analisar o valor da fatura com o valor com desconto de geração, além de se comparar os fluxos de caixa ao longo dos anos, como mostra a Tabela 18.

O cálculo do retorno do investimento foi baseado na análise da fatura de energia do consumidor sem a usina fotovoltaica e a fatura com a usina em operação. Para determinar o custo mensal sem a geração solar, foram considerados os dados apresentados sobre o perfil do consumidor, incluindo os gastos com consumo nos períodos de ponta e fora de ponta e da demanda contratada. Com isso, foi possível quantificar a economia gerada pela usina.

O fluxo de caixa mostra que no primeiro ano, a diminuição anual com custo é de R\$ 2.358.844,99, e ao longo dos anos, o custo diminui gradualmente, o que significa que há vantagem financeira na instalação da usina, pois há redução com custo. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi estabelecida em 7,25% sendo calculada como a diferença entre a taxa SELIC e o reajuste de energia, usada como parâmetro para definir a rentabilidade mínima que se espera obter com o investimento e levando em conta que o fluxo de caixa já contempla um ajuste referente à inflação de bens e serviços. A definição dessa taxa teve como objetivo manter um equilíbrio com a taxa SELIC, que em janeiro de 2025 estava em 13,25%.

O VPL do projeto é R\$ 15.336.775,56, um valor altamente positivo que sugere que o investimento é viável economicamente e traz retorno. Esse indicador mede o valor presente dos fluxos de caixa futuros descontados a uma taxa de atratividade de 7,25%.

Como o resultado é positivo, isso demonstra que o projeto gera valor ao longo do tempo e supera o custo do investimento.

A TIR do projeto é 50% que significa que o investimento possui uma alta taxa de retorno, estando superior à TMA em 7,25%.

O retorno do Payback Descontado, quando ajustado pelo valor do dinheiro no tempo, utilizando a TMA de 7,25%, aumenta para 2,39 (aproximadamente 30 meses) anos que indica uma rápida recuperação do investimento ao longo dos anos comparado.

O projeto apresenta um superávit financeiro, demonstrando um retorno significativo sobre o valor investido. Isso evidencia sua viabilidade e o torna uma opção financeiramente vantajosa.

4.2 Análise para Alocação de Usina

A análise para alocação de usina compreende a pesquisa de mercado realizada para simulação de uma proposta inicial como embasamento nas análises descritas.

O escopo da pesquisa visa analisar a viabilidade da modalidade de alocação de usina ou também chamada de geração na carga. Essa modalidade se enquadra dentro das modalidades de mercado livre onde a construção da usina é diretamente no ponto de consumo, ou seja, na própria instituição, porém todo o gerenciamento de estudo, instalação, operação e manutenção será de responsabilidade da empresa contratada. A simulação tem por objetivo estimar o suprimento de parte do consumo total da fatura analisada anteriormente.

A análise consistiu em um sistema de autoprodução de energia de de 5,4 MWp com geração prevista anual de 9.190,80 MWh e com uma maior estimativa de geração de 260.406,00 MWh para 30 anos. Essa geração atende 49% do consumo anual, cerca de 18.757,47 MWh. A geração de energia reduzirá os custos com fatura em 39,84% com a construção de usina solar fotovoltaica GridZero, ou seja, sem injeção na rede.

Neste modelo, a universidade não seria um investidor, mas sim um cliente consumidor da energia e somente pagaria pelo quantitativo consumido. A proposta do projeto possui um valor de R\$390,00/MWh ou R\$ 0,39 por kW consumido, entregue no período de 15 anos, ajustado anualmente pelo IPCA, com data base de fev/2025. A proposta não inclui nenhum valor adicional de contrato ou custos.

Para a prospecção real de parcela anual, foi utilizado o IPCA de 4,8% com base nos últimos 10 anos, apenas como um parâmetro de estimativa, que pode conter erros de previsão associados, visto que a inflação carrega a análise de inúmeras variáveis em diferentes contextos. A simulação foi realizada apenas para aproximação da realidade, que é apresentado na tabela 14.

Tabela 14 – Reajuste IPCA Anual

<i>Ano</i>	<i>Reajuste parcela</i>	<i>Receita Anual</i>
1	390,00	3.584.412,00
2	428,34	3.936.774,04
3	448,90	4.125.739,19
4	470,45	4.323.774,67
5	493,03	4.531.315,86
6	516,69	4.748.819,02
7	541,49	4.976.762,33
8	567,49	5.215.646,92
9	594,72	5.465.997,97
10	623,27	5.728.365,88
11	653,19	6.003.327,44
12	684,54	6.291.487,16
13	717,40	6.593.478,54
14	751,84	6.909.965,51
15	787,92	7.241.643,85

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A receita anual mostra o quanto a universidade pagaria à empresa anualmente com base no reajuste anual. Apesar de ser crescente, a diferença em 15 anos é de 3.657.231,85 de aumento, elevando o dobro da fatura.

Comparando as tarifas, a tarifa paga à distribuidora é de R\$0,649 kWh, sendo somatório de TUSD e TE. Já a tarifa paga à empresa custa R\$ 0,390 kWh, trazendo uma redução de tarifa de R\$0,258 kWh, saltando de R\$ 5.958.298,89 por ano para R\$ 3.584.412,00 gerando uma economia anual de R\$2.737.886,89.

4.2.0.1 Projeções Financeiras

A análise revelou que o pagamento anual à empresa prestadora do serviço, ao longo de 15 anos, resultaria em um custo acumulado de R\$ 79.677.510,37, enquanto os custos pagos à distribuidora no mesmo período somariam R\$ 223.735.486,21, representando a diferença percentual de 180,81% em favor da alocação de usina. O fluxo de caixa representa os saldos entre o o valor em R\$ que a universidade deixaria de pagar à distribuidora, considerando o sistema de juros composto ao longo dos anos, sem levar em conta pagamento de impostos (ICMS, PIS/COFINS) e a simulação de pagamento por MWh para a empresa fornecedora.

O aumento no fluxo de caixa ao longo dos anos mostra a viabilidade financeira do projeto. O valor presente líquido positivo confirma que o investimento gera retorno superior ao custo de capital. Além disso, tanto o payback simples quanto o payback

descontado indicam a recuperação do investimento ao longo do tempo. A taxa interna de retorno de 100% reflete o retorno imediato do investimento, enquanto a taxa mínima de atratividade foi mantida em 7,5%, considerando um cenário conservador.

4.3 Análise de Risco

Este tópico compreende como uma etapa importante e decisória para tomada de decisão em torno dos parâmetros já calculados e analisados na seção de resultados. Ao logo será analisado quais os riscos inerentes a modelo de negócio e suas vantagens.

4.3.1 Análise de Modelos

A tabela 15 mostra variáveis entre as duas modalidades analisadas, comparando os indicadores financeiros e regulatórios, e analisando suas vantagens.

Tabela 15 – Análise de Vantagens das Modalidades

Critério	Geração Local	Alocação de Usina
<i>Investimento Inicial</i>	Alto	Nenhum
<i>Custos</i>	Manutenção, Seguro	Pagamento mensal/anual
<i>Economia</i>	Redução na conta	Pagamento por KWh
<i>Tempo de Retorno</i>	2,9 anos	Imediato
<i>Risco Regulatório</i>	Moderado	Baixo
<i>Vantagem Fiscal</i>	Depreciação do Ativo	Nenhum

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

Para a geração local é necessário um investimento alto mas que ao longo do tempo possibilita a economia na fatura de energia e traz benefícios fiscais por causa da depreciação do ativo. Porém, nesta modalidade os custos financeiros podem ser maiores e pode apresentar risco regulatório futuro.

Em comparação a geração local, a modalidade de alocação não exige um investimento de capital e traz o retorno imediato, pois o único custo é a energia contratada/consumida. Possui um risco regulatório baixo pela possibilidade do preço ser negociada livremente entre empresa e consumidor

Em cenários hipotéticos, o IPCA pode subir muito, o que pode encarecer o preço de oferta por MWh e conseqüentemente elevar o custo de alocação. Em outro cenário, as tarifas de energia podem subir diminuindo o retorno do investimento.

A Tabela 16 analisa os riscos que as modalidades podem sofrer ao longo dos anos.

Tabela 16 – Tabela Comparativa: Modelos de Negócio

Risco	Geração Local	Alocação de Usina
<i>Financeiro</i>	Moderado	Baixo
<i>Operacional</i>	Alto	Baixo
<i>Regulatório</i>	Moderado	Baixo
<i>Tarifário/Inflacionário</i>	Baixo	Alto
<i>Tecnológico</i>	Moderado	Baixo
<i>Ambiental</i>	Moderado	Moderado

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A geração local oferece riscos financeiros associados ao alto investimento inicial e operacional, como manutenção. Porém esses riscos são amenizados quando considerados em contratos o custo de manutenção e seguro da usina. Já em relação ao risco tarifário, a geração local pode estar mais vulnerável devido à mudanças legislativas e regulatórias que podem ocorrer. Comparativamente, a alocação possui um risco inerente maior devido à variação da taxa de inflação.

O risco tecnológico pode ser maior na modalidade de geração local por causa da obsolescência dos equipamentos, e mais baixo na alocação por ser de responsabilidade do fornecedor. Os riscos ambientais são os mesmos para as modalidades, considerando mudanças climatológicas, como a mudança no período sazonal de chuvas, índices de radiação e até mesmo catástrofes ambientais.

A matriz de risco ajuda a entender a probabilidade de previsibilidade de determinado risco ocorrer, e correlaciona dados (numéricos ou não). Ela é guiada pelos elementos de Probabilidade e Impacto. A probabilidade indica o quão previsível é que um risco ocorra, e o impacto indica as consequências caso o risco ocorra. A matriz pode ser usada para gerenciar riscos operacionais e administrativos.

A construção da matriz foi adaptada ao modelo de tabela, apresentando as categorias de probabilidade, sendo elas:

- Baixa: de 1% a 30%;
- Médio: de 30% a 60%;
- Alta: de 60% a 90%;

Já o impacto se categoriza em:

- Baixo: Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custo baixíssimos;

- Médio: Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos baixos;
- Alto: Os riscos possuem consequências reversíveis em curto e médio prazo com custos altos.

Tabela 17 – Matriz de Risco

Risco	Modelo	Probabilidade	Impacto	Classificação
Aumento de Contrato	Alocação	Alto	Médio	Alto
Manutenção Inesperada	Geração Local	Médio	Alto	Médio
Falha de equipamento	Geração Local	Baixo	Médio	Médio
Mudança na Regulação	Ambos	Baixo	Alto	Baixo

Fonte: Elaborado pelo autor, 2025.

A Tabela 17 mostra que o aumento de contrato é um risco exclusivo da alocação de usina, com alta probabilidade e médio impacto, e resulta em uma classificação alta. Isso ocorre porque os contratos sofrem reajustes. Já para a geração local o risco relevante é a manutenção inesperada, que tem probabilidade média e impacto médio, levando a uma classificação média.

A falha de equipamento tem baixa probabilidade na geração local e impacto médio, também resultando em uma classificação média, pois os equipamentos possui vida útil. Já a mudança de legislação ou regulamentação afeta ambos os modelos porém resulta em uma classificação baixa, indicando que mudanças significativas não ocorrem com frequência.

Assim, cada modelo possui os riscos prováveis e mas também suas mitigações.

Para geração local os riscos podem ser o custo operacional, perda de eficiência, retorno de longo prazo ou mudanças na legislação. Como ações mitigadoras, faz-se necessário incluir a manutenção da usina em contrato, utilizar equipamentos de qualidade recomendada, monitorar o desempenho e realizar projeções financeiras.

Para alocação de usina os riscos podem ser o reajuste de custo do MWh, a dependência do fornecedor ou mudanças nas regras de comercialização. Como ações mitigadoras, faz-se necessário incluir na negociação a possibilidade de reajuste ($IPCA + x\%$), incluir cláusulas de segurança de contrato e escolher empresas com histórico de mercado.

4.3.2 Aspectos Contratuais

A diferença entre o ACR e o ACL na perspectiva econômica é explicada principalmente pela flexibilidade e pelas condições comerciais mais vantajosas disponíveis no mercado livre. No mercado regulado existe a rigidez de tarifas fixas, tendo a possibilidade de desconto em torno de 10%, considerando um desconto abaixo do que se pode obter de fato, quando há geração solar. Além disso, estão presentes os encargos setoriais que encarecem a tarifa. A economia é alcançada por meio da compensação energética via geração distribuída, permitindo a redução de custos ao diminuir parte do consumo. No entanto, o retorno ocorre de forma mais gradual devido às tarifas reguladas e às restrições na expansão da capacidade instalada. No mercado regulado, as tarifas de energia tendem a ser mais altas em comparação aos preços do mercado livre, o que favorece um fluxo de caixa mais sólido e um retorno financeiro mais rápido e também não carece da necessidade de gestão de contrato.

Já no mercado livre de energia existe uma maior flexibilidade possibilitando ao consumidor a contratação de energia diretamente de um gerador com possibilidade de negociar prazo e condições. Outra alternativa é a negociação de preços e a isenção de alguns encargos. Além disso, o modelo permite maior economia, redução de encargos e flexibilidade contratual, mas exige uma gestão ativa do consumo e do contrato. Para esta modalidade, a possibilidade de contratação seria realizada via modalidade de licitação feita pela universidade.

Os procedimentos de contratação de Alocação de Usina , compreende o desenvolvimento de um projeto de autoprodução de energia e segue uma série de etapas fundamentais. Inicialmente, defini-se o modelo de negócio, considerando investimento, financiamento e negociação de PPAs (Power Purchase Agreements - Contratos de compra de energia elétrica). Em paralelo, é realizado o desenvolvimento do projeto, abrangendo estudos sobre o terreno, modelagem técnica e viabilidade financeira. Também é necessário obter o licenciamento ambiental e encaminhar a informação de acesso à rede junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS) ou à distribuidora.

Após essa fase inicial, é feito o pedido de autorização à ANEEL, seguido da solicitação do parecer de acesso à rede. Com a autorização concedida pela ANEEL, prossegue-se para a assinatura do contrato de uso do sistema de transmissão ou distribuição. Posteriormente, a construção da usina é realizada, culminando na integração do sistema à rede elétrica. O processo se encerra com a entrada em operação do projeto, garantindo a autoprodução de energia.

Todos esses passos entram nas obrigações da empresa fornecedora de energia , bem como custos com a aquisição, instalação de equipamentos, construção, transporte, operação e manutenção da planta de geração, emissão de licenças, autorizações, permissões, e

outros documentos necessários. O período para construção da usina solar é de 12 (doze) meses e tem como marco inicial a emissão das licenças e pareceres necessários e essenciais para início das obras.

O cliente, a Universidade de Brasília, deverá providenciar, quando requerido pela empresa, toda assistência necessária para permitir que a operadora obtenha licenças e autorizações necessárias, além das informações necessárias à adequada execução do projeto de construção, instalação, operação e manutenção da usina fotovoltaica.

Durante a validade do acordo, o universidade deverá constar cadastrado perante a distribuidora de energia, conforme a legislação aplicável, como titular dos registros relativos à utilização dos equipamentos (“Registro do Empreendimento”). É de responsabilidade da empresa fornecedora concordar com a empresa de distribuição local, bem como com quaisquer outros órgãos competentes, em todos os procedimentos relacionados à usina, bem como assegurar que a Usina esteja em conformidade com os regulamentos. Durante toda a execução dos serviços, a fornecedora deve observar as melhores técnicas e padrões de mercado, bem como os padrões de qualidade exigidos pela ANEEL e demais autoridades governamentais competentes.

Abaixo, o fluxograma apresenta as etapas para o desenvolvimento de um projeto de autoprodução na modalidade de alocação, resumidas a seguir.

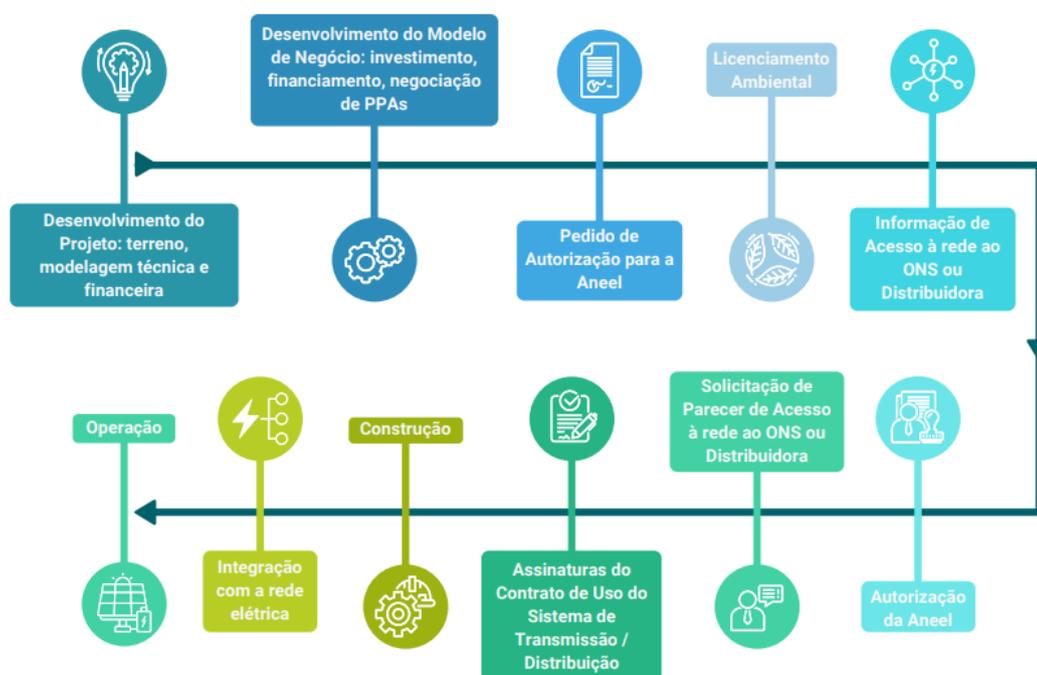


Figura 16 – Desenvolvimento do Projeto de Autoprodução (APE)

Fonte: GREENER, 2022

5 Considerações finais

A análise financeira para a usina de 1.3 MW demonstra que é um investimento altamente atrativo, e requer um investimento inicial elevado, porém oferece um retorno financeiro rápido, com uma perspectiva de operação de aproximadamente 10 anos. Após esse período, será necessária a substituição de equipamentos para se manter a performance e eficiência. Dessa forma, trata-se de um investimento viável se houver capital disponível. No entanto, caso não haja recursos para o investimento inicial, a modalidade de alocação de usina pode representar uma alternativa mais vantajosa.

Os principais pontos observados foram o VPL positivo de R\$ 90.550.265,24, garantindo que o projeto gera valor ao longo do tempo. A TIR de 50% se apresentou muito superior à TMA de 7,25%, indicando que a rentabilidade do investimento é bem maior do que o custo do capital. O Payback é em um curto prazo, permitindo uma recuperação rápida do investimentos e o superávit, assegurando um retorno significativo sobre o capital investido.

Com base nesses fatores, instalação da usina representa uma decisão financeiramente vantajosa, garantindo economia, sustentabilidade e retorno para a instituição.

Para a análise de alocação de usina, a proposta se mostrou vantajosa, vistos que os custos com a distribuidora são significativas, e comparativamente, há chance de uma redução de custo de R\$ 180% ao longo de 15 anos, segundo as projeções realizadas. Apesar da exposição à inflação, os contratos podem ser negociados e acordados buscando maior vantajosidade. O retorno a curto prazo é imediato pois não há investimentos e há possibilidade de negociação da usina após a fidelização de contrato.

A alocação de usina está mais exposta ao risco de aumento de tarifas contratuais, enquanto a geração local enfrenta desafios com manutenção e possíveis falhas de equipamento. A regulamentação, apesar de ter alto impacto, é considerada um risco menor devido à sua baixa probabilidade de mudanças significativas.

A proposta de alocação de usina se mostrou mais atrativa visto a redução de custos financeiros com energia proporcionada e o retorno imediato. A escolha dependerá do objetivo da gestão administrativa, que deve escolher a estratégia que apresenta maior eficácia em termos administrativos e orçamentários, a fim de se trazer economia e avanços na gestão energética da universidade, garantindo benefícios na modalidade escolhida.

Referências

- ABRACEEL. Cartilha do mercado livre de energia: Um guia para quem deseja comprar livremente sua energia elétrica. *Abraceel*, 2023. Disponível em: <<https://www.abraceel.com.br>>. Citado na página 26.
- AMARANTE, O. A. C. do. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. [S.l.: s.n.], 2001. Citado na página 20.
- ANEEL, C. T. Micro e minigeração distribuída. *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação–Cedoc*, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- BEN, E. *Relatório Síntese: Ano base 2023*. [S.l.]: Ministério de Minas e Energia Rio de Janeiro, RJ, 2024a. Citado 3 vezes nas páginas 21, 22 e 24.
- BEZERRA, F. D. Energia solar. Banco do Nordeste do Brasil, 2021. Citado na página 23.
- BORDEAUX-REGO, R. *Viabilidade econômico-financeira de projetos*. [S.l.]: Editora FGV, 2015. Citado na página 41.
- BRASIL. *Lei n.º 14.300, de 6 de janeiro de 2022. 22. Diário Oficial da União*. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis n.ºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Citado na página 32.
- BRASÍLIA, U. de. *UnB inaugura 16ª usina de energia limpa*. 2024. Acesso em: 10 set. 2024. Disponível em: <<https://noticias.unb.br/institucional/7032-unb-inaugura-16-usina-de-energia-limpa>>. Citado na página 45.
- BRASÍLIA, U. de. *Universidade divulga relatório de gestão 2023*. 2024. Acesso em: 10 set. 2024. Disponível em: <<https://noticias.unb.br/institucional/7319-universidade-divulga-relatorio-de-gestao-2023>>. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.
- COIMBRA, M. d. A. Manzi, vanessa alessi (organizadores). *Manual de compliance. São Paulo: Atlas*, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- COZZI, L. et al. World energy outlook 2020. *Energy*, v. 2023, p. 335, 2023. Citado na página 18.
- EARTH, G. *Imagem de satélite da região de Brasília - Darcy Ribeiro*. 2025. Acesso em: 18 fev. 2025. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/nGYxR>>. Citado na página 44.
- EARTH, G. *Imagem de satélite da região de Brasília - FCTE*. 2025. Acesso em: 18 fev. 2025. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/M1x6b>>. Citado na página 45.

- EARTH, G. *Imagem de satélite da região de Brasília - FCTS*. 2025. Acesso em: 18 fev. 2025. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/mvH6I>>. Citado na página 46.
- EARTH, G. *Imagem de satélite da região de Brasília - FUP*. 2025. Acesso em: 18 fev. 2025. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/A5NiR>>. Citado na página 46.
- EMPRESA, D. P. E. Atlas de eficiência energética brasil 2023.a. *Rio de Janeiro: EPE, 2023b*. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-741/Atlas_Eficiencia_Energetica_Brasil_2023.pdf. Acesso em 03/09/2024, v. 4, 2023b. Citado 3 vezes nas páginas 15, 21 e 22.
- ENERGÉTICA, E. P. Estudos do plano decenal de expansão de energia 2034. 2024c. Citado 3 vezes nas páginas 24, 25 e 32.
- EPE, E. D. P. E. *Matriz energética e elétrica*. 2022. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.
- GREENER. Guia de autoprodução de energia solar. *Greener*, 2022. Disponível em: <<https://www.greener.com.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 65.
- HOJI, M. *Administração financeira: uma abordagem prática: matemática financeira aplicada: estratégias financeiras: análise, planejamento e controle financeiro*. [S.l.]: Atlas, 2004. Citado na página 42.
- LEITE, N. H. *Viabilidade econômica e financeira da energia solar fotovoltaica frente às regras de compensação de crédito*. Tese (Doutorado) — Dissertação—Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 31.
- MARCOVITCH, J. Universidade em movimento. *Revista USP*, n. 105, p. 43–50, 2015. Citado na página 38.
- MEDEIROS, F. S. B. et al. Gestão econômica e financeira: a aplicação de indicadores. *Simpósio em Excelência em Gestão e Tecnologia*, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 38.
- MIURA, A. T. Implantação de energia fotovoltaica, sustentabilidade, desenvolvimento econômico e social em uma instituição de ensino superior no brasil. *Revista Sistemática*, v. 14, n. 3, p. 517–535, 2024. Citado na página 16.
- NORMATIVA, A.-R. 687, de 24 de novembro de 2015. *Altera a Resolução Normativa*, n. 482, 2019. Citado na página 31.
- PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. *São José dos Campos: Inpe*, v. 1, 2017. Citado na página 23.
- PEREIRA, F. A. *Os impactos regulatórios na viabilidade da geração distribuída: análise das implicações e desafios*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 33.
- RITCHIE, H.; ROSADO, P. Energy mix. *Our World in Data*, 2020. <https://ourworldindata.org/energy-mix>. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- SASSAKI, A. H. *Governança e conformidade na gestão universitária*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2016. Citado na página 39.

Apêndice

Tabela 18 – Fluxos de Caixa para usina de 1.3 MW

			VPL	TIR	TMA	Taxa de Lucratividade
			R\$ 15.336.775,56	50%	7,25%	5,87
ANO	FATURA	AUTOCONSUMO	FLUXO DE CAIXA	PAYBACK	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	PAYBACK DESCONTADO
0			-R\$ 5.200.000,00	-R\$ 5.200.000,00	-R\$ 5.200.000,00	-R\$ 5.200.000,00
1	R\$ 13.243.520,46	R\$ 10.884.675,47	R\$ 2.358.844,99	-R\$ 2.841.155,01	R\$ 2.199.389,27	-R\$ 3.000.610,73
2	R\$ 14.038.131,69	R\$ 11.547.116,28	R\$ 2.491.015,40	-R\$ 350.139,61	R\$ 2.165.617,80	-R\$ 834.992,94
3	R\$ 14.880.419,59	R\$ 12.249.805,63	R\$ 2.630.613,96	R\$ 2.280.474,35	R\$ 2.132.383,03	R\$ 1.297.390,09
4	R\$ 15.773.244,76	R\$ 12.995.185,36	R\$ 2.778.059,41	R\$ 5.058.533,76	R\$ 2.099.676,20	R\$ 3.397.066,29
5	R\$ 16.719.639,45	R\$ 13.785.845,26	R\$ 2.933.794,19	R\$ 7.992.327,95	R\$ 2.067.488,68	R\$ 5.464.554,97
6	R\$ 17.722.817,82	R\$ 14.624.532,05	R\$ 3.098.285,77	R\$ 11.090.613,72	R\$ 2.035.811,99	R\$ 7.500.366,96
7	R\$ 18.786.186,89	R\$ 15.514.158,84	R\$ 3.272.028,05	R\$ 14.362.641,77	R\$ 2.004.637,78	R\$ 9.505.004,74
8	R\$ 19.913.358,10	R\$ 16.457.815,23	R\$ 3.455.542,87	R\$ 17.818.184,64	R\$ 1.973.957,87	R\$ 11.478.962,61
9	R\$ 21.108.159,59	R\$ 17.458.777,96	R\$ 3.649.381,63	R\$ 21.467.566,27	R\$ 1.943.764,18	R\$ 13.422.726,78
10	R\$ 22.374.649,16	R\$ 18.520.522,26	R\$ 3.854.126,90	R\$ 25.321.693,17	R\$ 1.914.048,78	R\$ 15.336.775,56
			<i>Anos</i>	<i>2,13</i>	<i>Anos</i>	<i>2,39</i>

Tabela 19 – Fluxos de Caixa para Alocação de Usina

ANO	Pagamento Anual (IPCA)	Economia com Dist. (IPCA)	VPL	TIR	TMA	PAYBACK	PAYBACK DESCONTADO
			R\$ 79.501.433,51	100,00%	7,50%		
0			FLUXO DE CAIXA 0,00	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO R\$ 0,00		-	R\$ 0,00
1	3.584.412,00	10.065.075,55	6.480.663,55	R\$ 6.028.524,23		R\$ 6.480.663,55	R\$ 6.028.524,23
2	3.936.774,04	11.054.512,74	7.117.738,70	R\$ 6.159.211,42		R\$ 13.598.402,25	R\$ 12.187.735,65
3	4.125.739,19	11.585.129,35	7.459.390,16	R\$ 6.207.792,41		R\$ 21.057.792,41	R\$ 18.395.528,06
4	4.323.774,67	12.141.215,35	7.817.440,68	R\$ 5.853.703,88		R\$ 28.875.233,09	R\$ 24.049.454,94
5	4.531.315,86	12.723.993,90	8.192.678,04	R\$ 5.760.860,02		R\$ 37.067.911,14	R\$ 29.752.053,96
6	4.748.819,02	13.334.745,06	8.585.926,04	R\$ 5.563.630,03		R\$ 45.653.837,19	R\$ 35.315.683,99
7	4.976.762,33	13.974.813,40	8.998.051,07	R\$ 5.423.619,38		R\$ 54.651.889,00	R\$ 40.739.303,41
8	5.215.646,92	14.645.645,62	9.429.998,70	R\$ 5.231.442,07		R\$ 64.081.887,70	R\$ 45.970.745,48
9	5.465.997,97	15.348.593,46	9.882.595,48	R\$ 5.154.398,47		R\$ 73.964.442,00	R\$ 51.181.061,23
10	5.728.365,88	16.085.325,39	10.356.959,51	R\$ 5.025.144,87		R\$ 84.321.402,07	R\$ 56.206.206,10
11	6.003.327,44	16.857.421,59	10.854.094,15	R\$ 4.898.921,47		R\$ 95.175.496,22	R\$ 61.105.656,38
12	6.291.487,16	17.666.577,32	11.375.090,16	R\$ 4.775.878,79		R\$ 106.550.586,38	R\$ 65.881.535,16
13	6.593.478,54	18.514.573,56	11.921.095,02	R\$ 4.655.926,48		R\$ 118.471.681,40	R\$ 70.537.462,10
14	6.909.965,51	19.403.279,36	12.493.313,86	R\$ 4.539.068,42		R\$ 130.964.995,26	R\$ 75.076.530,52
15	7.241.643,85	20.334.630,20	13.092.986,34	R\$ 4.424.984,47		R\$ 144.057.975,83	R\$ 79.501.433,51