



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENERGIA NUCLEAR
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

JOÃO ANTÔNIO GONÇALVES COELHO MUNIZ
WELISON ALVES DA SILVA

**ANÁLISE DO IMPACTO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS E TOPOLOGIAS NO
DESEMPENHO ECONÔMICO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE
MICROGERAÇÃO NO MODELO DE NEGÓCIO DE LOCAÇÃO DE
EQUIPAMENTOS**

Documento assinado digitalmente



JOAO ANTONIO GONCALVES COELHO MUNIZ

Data: 13/04/2025 21:26:15-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Documento assinado digitalmente



WELISON ALVES DA SILVA

Data: 13/04/2025 21:38:57-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Recife

2025

João Antônio Gonçalves Coelho Muniz
Welison Alves da Silva

**ANÁLISE DO IMPACTO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS E TOPOLOGIAS NO
DESEMPENHO ECONÔMICO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE
MICROGERAÇÃO NO MODELO DE NEGÓCIO DE LOCAÇÃO DE
EQUIPAMENTOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação de
Engenharia de Energia da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do título de
Engenheiro de Energia.

Orientador(a): Prof. Dr. André Felipe Vieira da Cunha
Universidade Federal de Pernambuco

Documento assinado digitalmente
 **ANDRE FELIPPE VIEIRA DA CUNHA**
Data: 14/04/2025 23:46:47-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Recife
2025

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Muniz, João Antônio Gonçalves Coelho .

Análise do impacto de diferentes tecnologias e topologias no desempenho econômico de uma usina fotovoltaica de microgeração no modelo de negócio de locação de equipamentos / João Antônio Gonçalves Coelho Muniz, Welison Alves da Silva. - Recife, 2025.

99 p. : il., tab.

Orientador(a): André Felipe Vieira da Cunha

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia de Energia - Bacharelado, 2025.

Inclui referências, apêndices.

1. Energia solar por assinatura. 2. Viabilidade econômica. 3. Otimização de usinas solares. 4. Geração distribuída. 5. Fator de dimensionamento. 6. LCOE. I. Silva, Welison Alves da. II. Cunha, André Felipe Vieira da. (Orientação). III. Título.

620 CDD (22.ed.)

**JOAO ANTÔNIO GONÇALVES COELHO MUNIZ
WELISON ALVES DA SILVA**

**ANÁLISE DO IMPACTO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS E TOPOLOGIAS NO
DESEMPENHO ECONÔMICO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA DE
MICROGERAÇÃO NO MODELO DE NEGÓCIO DE LOCAÇÃO DE
EQUIPAMENTOS**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação de
Engenharia de Energia da Universidade
Federal de Pernambuco, como requisito
parcial para obtenção do título de
Engenheiro de Energia.

Aprovado em: 14/04/2025

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente

 gov.br

ALEXANDRE CARLOS ARAUJO DA COSTA

Data: 15/04/2025 12:05:35-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. ALEXANDRE CARLOS ARAUJO DA COSTA

Universidade Federal de Pernambuco

Documento assinado digitalmente

 gov.br

EMERSON TORRES AGUIAR GOMES

Data: 16/04/2025 11:53:46-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Emerson Torres Aguiar Gomes

Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Eu, Welison, ao olhar para trás e refletir sobre essa longa caminhada até a conclusão da graduação em engenharia, percebo que nada disso teria sido possível sem o apoio, o amor e a confiança daqueles que sempre estiveram ao meu lado.

Agradeço primeiramente a Deus pela oportunidade de estudar em uma das melhores universidades do país, sempre me guiando em todas as decisões que tomei para que eu pudesse me tornar um excelente profissional e uma pessoa íntegra. Sou grato também a toda minha família, por acreditar no meu esforço e na minha capacidade de enfrentar essa jornada desafiadora. Agradeço, em especial, à minha mãe, *in memoriam*, que sempre enxergou em mim a força para superar qualquer obstáculo e nunca duvidou de que um dia eu me tornaria engenheiro. Expresso minha gratidão ao meu pai, José Alves, que batalhou incansavelmente para que eu pudesse estudar longe de casa. Seu esforço e dedicação me proporcionaram a oportunidade de seguir esse caminho e buscar um futuro melhor. Agradeço também, ao nosso orientador, André Fellipe, que nos iluminou e nos guiou durante toda a trajetória deste trabalho.

Aos meus irmãos Wemenson, Tiago, Luana, Felipe e Ricardo, meu mais sincero agradecimento por sempre me incentivarem e apoiarem meus estudos. Cada palavra de encorajamento e cada gesto de carinho me impulsionaram a seguir em frente, mesmo nos momentos de incerteza. Ao meu irmão de outra mãe, Wlisses Veloso, sou imensamente grato por ter aberto as portas do seu lar no início da minha graduação. Seu acolhimento e generosidade me deram o suporte necessário para dar os primeiros passos nessa jornada. Aos amigos que fiz ao longo dessa trajetória acadêmica, que estiveram ao meu lado nos momentos bons e ruins, compartilhando aprendizados, desafios, risadas e conquistas. A caminhada teria sido muito mais difícil sem vocês.

Eu, João, ao concluir mais esta etapa da minha vida, não poderia deixar de expressar minha gratidão a todos que, de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse até aqui. Primeiramente, agradeço aos meus pais, que foram meu alicerce em cada momento dessa jornada. Meu pai, que sempre me aconselhou a me dedicar aos estudos e me mostrou a importância da educação e do compromisso com meus

objetivos. Minha mãe, que sempre me apoio e me ofereceu conselhos e força quando precisei. Sem vocês, nada disso teria sido possível. Também gostaria de agradecer ao nosso professor André Fellipe, que nos orientou e nos apoiou, proporcionando conhecimento, motivação e direcionamento fundamentais para a realização deste trabalho.

Agradeço também aos meus avós, Aderita, Dirce e Benedito, meu carinho e reconhecimento por tudo que fizeram por mim. Nos momentos de dificuldade, foram vocês que me ofereceram apoio, acolhimento e incentivo para continuar. Se cheguei até aqui, é também graças a todos vocês, que sempre estiveram ao meu lado. Aos meus tios e tias, que sempre me acolheram como família e estenderam a mão quando precisei, minha mais profunda gratidão. E um agradecimento especial a meu amor, Gislayne, que entrou na minha vida há pouco tempo, mas já fez uma enorme diferença. Sua presença me trouxe mais vontade de viver, mais ânimo para seguir em frente e mais motivação para me dedicar. Ter você ao meu lado tornou tudo ainda mais significativo.

Cada um de vocês, com suas palavras, gestos e presença, foi essencial nessa caminhada. Este trabalho é fruto do meu esforço, mas também do amor, apoio e incentivo que recebi ao longo da minha trajetória.

Muito obrigado!

Com carinho,

João e Welison.

RESUMO

Este estudo analisa a viabilidade econômica e as oportunidades de otimização do modelo de energia solar por assinatura, utilizando como base uma usina fotovoltaica de microgeração localizada no município de Pesqueira, no interior de Pernambuco. O objetivo foi avaliar o impacto de diferentes variáveis técnicas e econômicas sobre o retorno do investimento, considerando melhorias tecnológicas que possam maximizar a rentabilidade e reduzir os custos operacionais. Para isso, foram utilizadas métricas como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* e Custo Nivelado de Energia (LCOE), além de simulações realizadas no software PVsyst. Foram testadas diferentes tecnologias e topologias, incluindo o uso de módulos bifaciais, otimizadores de potência, rastreadores solares e quantidades de módulos, variando o FDI, a fim de quantificar os efeitos dessas alterações no desempenho econômico do empreendimento. A comparação entre o cenário atual e os cenários otimizados permitiu identificar estratégias que viabilizam um maior retorno financeiro para investidores e operadores do modelo de energia solar por assinatura. Os resultados indicam que, em muitos casos, os investimentos adicionais em tecnologias de otimização não trouxeram ganhos econômicos significativos em comparação ao cenário base. Em particular, a implementação de rastreadores solares e otimizadores de potência mostrou-se economicamente inviável devido ao alto custo de aquisição e manutenção. No entanto, a ampliação do número de módulos fotovoltaicos, mantendo a tecnologia original, demonstrou benefícios econômicos, aumentando o fluxo de caixa acumulado e melhorando a atratividade do investimento, assim, aumentando a competitividade da energia solar frente ao mercado convencional. Além disso, o estudo contribui para o entendimento das premissas regulatórias e contratuais desse modelo de negócio no Brasil, fornecendo subsídios para empresas do setor e formuladores de políticas públicas. Dessa forma, a pesquisa reforça o potencial da energia solar por assinatura como uma alternativa sustentável e economicamente viável dentro do contexto da geração distribuída no país.

Palavras-chave: Energia solar por assinatura; Viabilidade econômica; Otimização de usinas solares; Geração distribuída; Fator de dimensionamento; LCOE.

ABSTRACT

This study analyzes the economic feasibility and optimization opportunities of the solar subscription energy model, using a microgeneration photovoltaic plant located in the municipality of Pesqueira, in the interior of Pernambuco, as a case study. The objective was to assess the impact of different technical and economic variables on investment returns, considering technological improvements that could maximize profitability and reduce operational costs. To achieve this, metrics such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Payback Period, and Levelized Cost of Energy (LCOE) were used, along with simulations conducted using the PVsyst software. Various technologies and configurations were tested, including the use of bifacial modules, power optimizers, solar trackers, and different quantities of modules, varying the Investment Performance Index (FDI), in order to quantify the effects of these changes on the economic performance of the project. The comparison between the current scenario and the optimized scenarios allowed for the identification of strategies that enable greater financial returns for investors and operators of the solar subscription model. The results indicate that, in many cases, additional investments in optimization technologies did not yield significant economic gains compared to the baseline scenario. In particular, the implementation of solar trackers and power optimizers proved economically unviable due to high acquisition and maintenance costs. However, increasing the number of photovoltaic modules while maintaining the original technology demonstrated economic benefits by boosting cumulative cash flow and improving investment attractiveness, thereby enhancing the competitiveness of solar energy in relation to the conventional energy market. Moreover, the study contributes to a better understanding of the regulatory and contractual assumptions of this business model in Brazil, providing insights for industry companies and public policy makers. Thus, the research reinforces the potential of the solar subscription model as a sustainable and economically viable alternative within the context of distributed generation in the country.

Keywords: Subscription solar energy; Economic feasibility; Solar plant optimization; Distributed generation; Sizing factor; LCOE

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica;

ACR – Ambiente de Contratação Regulada;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético;

CFURH – Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos;

CIP/COSIP – Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública;

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito;

EEE – Energia Elétrica;

ESS – Encargos de Serviços do Sistema;

FDI – Fator de Desempenho da Instalação;

FV – Fotovoltaico;

ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços;

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais;

LCOE – Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia);

MME – Ministério de Minas e Energia;

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída;

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico;

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento;

PIS/COFINS – Programa de Integração Social / Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social;

FV – Fotovoltaico;

PVsys – Software de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos;

RGR – Reserva Global de Reversão;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

TIR – Taxa Interna de Retorno;

TE – Tarifa de Energia;

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

VPL – Valor Presente Líquido;

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	OBJETIVO GERAL.....	15
1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
2.	CONCEITOS PRELIMINARES	16
2.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	16
2.2	ENERGIA SOLAR E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	16
2.2.1	BREVE HISTÓRICO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL	23
2.2.2	ENERGIA FOTOVOLTAICA NO ESTADO DE PERNAMBUCO	23
2.2.3	MODALIDADES DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	25
2.2.4	SOFTWARE DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - PVSYSY.....	26
2.3	MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD).....	28
2.4	GERAÇÃO CENTRALIZADA	30
2.5	COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	32
2.6	TUSD E TE	35
2.7	CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES.....	39
2.8	BANDEIRAS TARIFÁRIAS	43
2.9	MODELOS DE NEGÓCIOS.....	43
2.9.1	MODELOS DE NEGÓCIO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	45
2.10	MODELO DE NEGÓCIO BASEADO NA LOCAÇÃO DE USINAS SOLARES.....	47
2.10.1	ESTRUTURAÇÃO DO MODELO DE NEGÓCIO DE LOCAÇÃO DE USINAS.....	50
3.11	PRINCIPAIS CONCEITOS E MÉTODOS EM ANÁLISES DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS SOLARES	51
2.11.1	CAPEX E OPEX.....	51
2.11.2	OUTROS CUSTOS	52
2.11.3	FLUXO DE CAIXA	52
2.11.4	PAYBACK SIMPLES E DESCONTADO.....	53
2.11.5	VPL (VALOR PRESENTE LÍQUIDO)	54
2.11.6	TMA (TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE) E CUSTO DE OPORTUNIDADE.....	55
2.11.7	TIR (TAXA INTERNA DE RETORNO)	55
2.11.8	LCOE (LEVELIZED COST OF ENERGY).....	56
3.	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	57
4.	METODOLOGIA.....	60
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	61
5.1	CARACTERÍSTICAS DA USINA OBJETO DE ESTUDO	62

5.2	DIFERENTES TECNOLOGIAS.....	65
5.3	SIMULAÇÕES NO PVSYSY.....	67
5.4	CÁLCULO DE CUSTOS COM CAPEX E OPEX PARA CADA CENÁRIO.....	69
5.5	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	71
5.5.1	FLUXO DE CAIXA.....	71
5.5.2	PAYBACK SIMPLES	76
5.5.3	PAYBACK DESCONTADO	76
5.5.4	VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	78
5.5.5	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	81
5.5.6	CUSTO NIVELADO DE ENERGIA ELÉTRICA (LEVELIZED COST OF ELETRICITY).....	82
5.5.7	COMPARATIVO ENTRE OS CENÁRIOS ALTERNATIVOS E O CASO BASE.....	82
6	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS	85
	REFERÊNCIAS.....	87
	APÊNDICE A – ORÇAMENTO DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS.....	94
	APÊNDICE B – FLUXOS DE CAIXA ACUMULADOS PARA DIFERENTES CENÁRIOS	98
	APÊNDICE C – VPL DOS FLUXOS FUTUROS PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS.....	100

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por fontes de energia renováveis tem impulsionado o desenvolvimento e a adoção de novas modalidades de comercialização no setor elétrico. Entre essas modalidades, destaca-se o modelo de negócio de energia solar por assinatura, que permite aos consumidores usufruírem dos benefícios da geração distribuída sem a necessidade de aquisição direta dos equipamentos fotovoltaicos. Esse modelo tem se consolidado como uma alternativa viável e sustentável, proporcionando economia na conta de energia elétrica e contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

No Brasil, a regulamentação da geração distribuída por meio da Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) representou um marco para a expansão da energia solar, permitindo que consumidores gerassem sua própria eletricidade e compartilhassem o excedente com a rede. Com o avanço do setor, novos modelos de negócios, como a locação de usinas solares e a assinatura de energia, ganharam espaço, tornando a energia solar acessível a um número maior de consumidores.

Diante desse cenário, este trabalho tem como objetivo analisar o modelo de negócio de locação de equipamentos, também conhecido como locação de usinas, ou mais comumente chamado, energia solar por assinatura. Sendo avaliado suas premissas, regulamentação e viabilidade econômica. A pesquisa será baseada em um estudo de caso de uma usina de microgeração fotovoltaica que opera nesse modelo, considerando diferentes cenários de otimização técnica e econômica. Para isso, serão utilizadas ferramentas de análise financeira, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Custo Nivelado de Energia (LCOE), possibilitando a identificação de estratégias para maximizar o retorno sobre o investimento.

A importância deste estudo reside na necessidade de compreender a atratividade e os desafios desse modelo de negócio, além de propor melhorias que possam tornar as usinas solares por assinatura ainda mais eficientes e rentáveis. Com

isso, espera-se contribuir para o avanço do setor e para a ampliação do acesso à energia renovável no Brasil, especialmente no estado de Pernambuco, onde a alta incidência solar favorece a viabilidade desse tipo de empreendimento.

1.1 OBJETIVO GERAL

Este trabalho tem como objetivo geral descrever o modelo de negócio de energia solar por assinatura, analisando suas premissas, bases regulamentares e contratuais, além de avaliar a viabilidade financeira de empreendimentos voltados para esse formato e identificar formas de otimizar o desempenho econômico de usinas já em operação. Para isso, foi utilizado como objeto de estudo uma usina fotovoltaica de microgeração que já atua nesse modelo, cuja análise abrangerá tanto suas características técnicas quanto econômicas, com o intuito de avaliar seu desempenho financeiro. Além disso, simulações considerando diferentes cenários, variando as tecnologias empregadas e outras variáveis técnicas da usina, permitindo a identificação de estratégias para melhorar o retorno financeiro desse tipo de empreendimento foram realizadas. Dessa forma, o objetivo principal deste estudo é analisar e propor melhorias para o modelo de negócio de energia solar por assinatura, com foco especial no estado de Pernambuco.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Quanto aos objetivos específicos, são destacados:

- Selecionar uma usina fotovoltaica de microgeração voltada ao modelo de locação de equipamentos;
- Definir de premissas técnicas, econômicas, contratuais e tributárias que serão consideradas nesse estudo;
- Selecionar tecnologias e topologias alternativas com vistas a otimização da produção da usina escolhida, definindo também diferentes cenários com base nessas diferentes configurações;

- Simular, com o auxílio de softwares especializados, como PVsyst, os cenários definidos;
- Para cada cenário, realizar uma análise de viabilidade econômica, utilizando métricas e métodos, como Payback, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Custo Nivelado de Energia (LCOE);
- Comparar os resultados obtidos com os dados reais da usina analisada, de modo a identificar oportunidades de otimização e sugerir melhorias técnicas que aumentem a rentabilidade do empreendimento, respeitando as premissas adotadas.

2. CONCEITOS PRELIMINARES

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Essa seção expõe uma ligeira introdução sobre a energia fotovoltaica, seu funcionamento, tecnologias e seu surgimento, tanto no Brasil como no estado de Pernambuco. Exibe também parâmetros relevantes que constituem uma fatura de energia elétrica, grupos de consumo e postos tarifários. Além de apresentar as principais modalidades de negócio na geração distribuída, destacando o modelo de locação. E por fim, mostra os principais conceitos utilizados na análise de viabilidade econômica de usinas fotovoltaicas.

2.2 ENERGIA SOLAR E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O início da energia solar foi um marco significativo em 1839, quando o físico francês Alexandre Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico. Durante experimentos no laboratório de seu pai, Becquerel observou que certos materiais geram corrente elétrica ao serem expostos à luz solar. Ele chegou a essa conclusão ao utilizar brometo e cloreto de prata, criando uma camada em torno de dois eletrodos de platina e expondo-os à luz, o que resultou na geração de eletricidade.

Como o próprio nome menciona, a energia solar fotovoltaica tem como princípio básico o efeito fotovoltaico, utilizando materiais semicondutores, o silício em sua maior parte, para converter a luz do sol em energia elétrica. As células fotovoltaicas são responsáveis por transferir a energia dos fótons para os elétrons do material semicondutor, excitando a movimentação dos elétrons e conseqüentemente, sua fuga de seus átomos tornando-os elétrons livres. Dessa forma os elétrons são guiados por um campo elétrico criado na junção P-N (parte positiva e negativa) do material semicondutor gerando corrente elétrica.

A corrente elétrica usualmente utilizada é alternada (CA). Entretanto, a corrente elétrica gerada no efeito fotovoltaico é de natureza contínua (CC), uma vez que o fluxo de elétrons segue em uma única direção. Para que a energia solar fotovoltaica seja utilizada em prédios e residências ou em qualquer outro tipo de estabelecimento, a utilização de um inversor é indispensável. O equipamento tem como principal função converter a corrente CC em corrente CA, mantendo sempre a frequência e a tensão compatível com a da rede elétrica.

Além dessa função primária, os inversores mais sofisticados possuem um sistema de monitoramento e coleta de dados que permite a supervisão em tempo real de parâmetros como tensão, corrente, potência gerada e eficiência do sistema, bem como a funcionalidade dos módulos. As informações coletadas pelo equipamento são acessíveis em plataformas digitais, facilitando o acompanhamento e a manutenção do sistema de qualquer lugar. Existem diferentes tipos de inversores com características específicas que os tornam mais adequados para determinadas aplicações, variando de microinversores que são instalados individualmente nos módulos ou em pequenos grupos de painéis otimizando a geração de energia e realizando um monitoramento independente, até inversores centrais, projetados para aplicações de grande escala, como usinas solares e instalações industriais. Os inversores centrais consolidam a energia de múltiplas *strings* (fileiras de módulos conectados no sistema) de painéis solares oferecendo alta eficiência na operação em larga escala. A figura 1 ilustra um inversor *string* com a capacidade de ser ligado à rede elétrica.

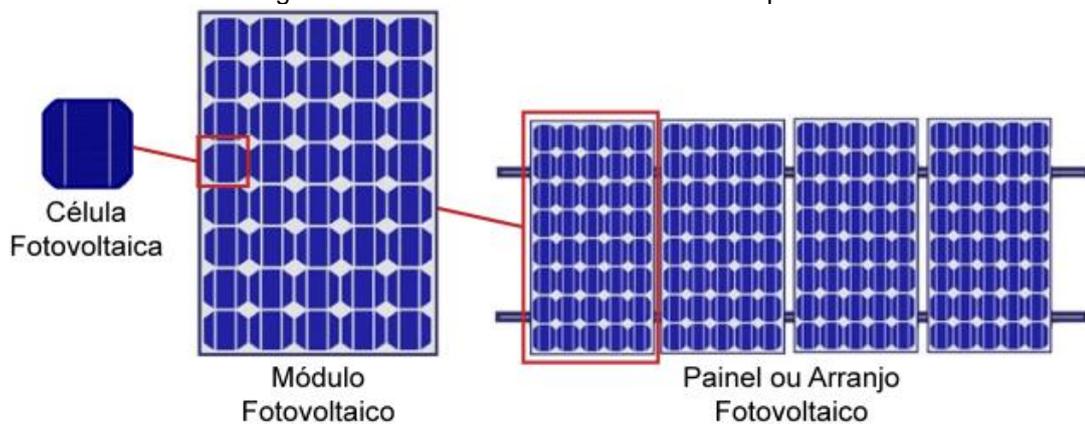
Figura 1 - Ilustração inversor fotovoltaico On Grid



Fonte: Adaptado, Afubra (2025)

Como citado anteriormente, os módulos são formados a partir da junção das células. Elas são encapsuladas em uma estrutura de vidro e alumínio, que serve como proteção contra impactos, umidade e variações de temperatura. Ao longo dos anos várias tecnologias de módulos foram criadas, mas as principais tecnologias utilizadas no mercado são as de silício monocristalino, policristalino e filmes finos. A figura 2 demonstra a forma de uma célula fotovoltaica formando um módulo e logo após, um arranjo.

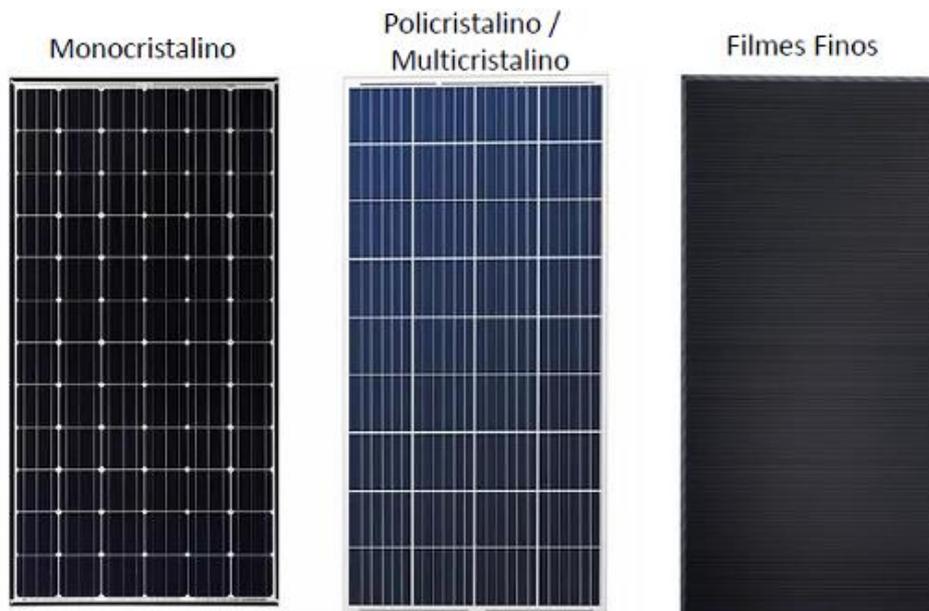
Figura 2 - Célula fotovoltaica formando um painel



Fonte: Eletrônica de Potência, (2020)

Os equipamentos que utilizam a tecnologia de silício monocristalino possuem uma maior eficiência devido ao seu formato de único cristal, facilitando o fluxo de elétrons. Diferentemente dos módulos policristalinos, que possuem vários cortes e cristais, tornando sua eficiência um pouco abaixo quando comparado com a tecnologia anterior. A tecnologia de filmes finos é utilizada em aplicações específicas devido a sua variação na flexibilidade e peso reduzido. É válido reforçar que quanto menor a eficiência, menor o custo do equipamento fotovoltaico. A figura 3 ilustra a diferença entre as três modalidades de módulos citadas. Dentro dessas tecnologias ainda são implementadas melhorias, como módulos monocristalinos bifaciais, que conseguem gerar energia elétrica tanto pela face principal quanto pela face traseira. Tecnologia Half - cell, que consiste na fabricação dos módulos com células cortadas ao meio, diminuindo a passagem de corrente e conseqüentemente diminuindo perdas ôhmicas. Os módulos Half – cell também possuem melhor espalhamento de luz e são mais tolerantes a impactos e sombreamento.

Figura 3 - ilustração dos diferentes tipos de módulos fotovoltaicos



Fonte: Instituto Federal Santa Catarina, Eletricidade Básica (2022)

Todavia, a instalação de sistemas não pode ser feita sem os suportes adequados: estruturas de fixação. As estruturas de fixação para módulos fotovoltaicos são componentes essenciais nos sistemas de energia solar, garantindo a correta

instalação e eficiência dos painéis solares. Elas asseguram a estabilidade dos módulos, permitem a ventilação adequada para dissipação de calor e contribuem para a durabilidade e desempenho do sistema como um todo.

A instalação de módulos fotovoltaicos em telhados é uma prática comum, e as estruturas de fixação devem ser adaptadas ao tipo específico de cobertura. Geralmente, essas estruturas são fabricadas em alumínio ou aço inoxidável, materiais escolhidos por sua leveza e resistência à corrosão. As estruturas de fixação no solo permitem maior flexibilidade no posicionamento e inclinação dos módulos, podendo ser ajustadas para maximizar a eficiência energética conforme a latitude e características do terreno. Além disso, existem estruturas capazes de seguir o movimento do sol aumentando o desempenho do projeto, são chamados de *trackers* ou rastreadores solares.

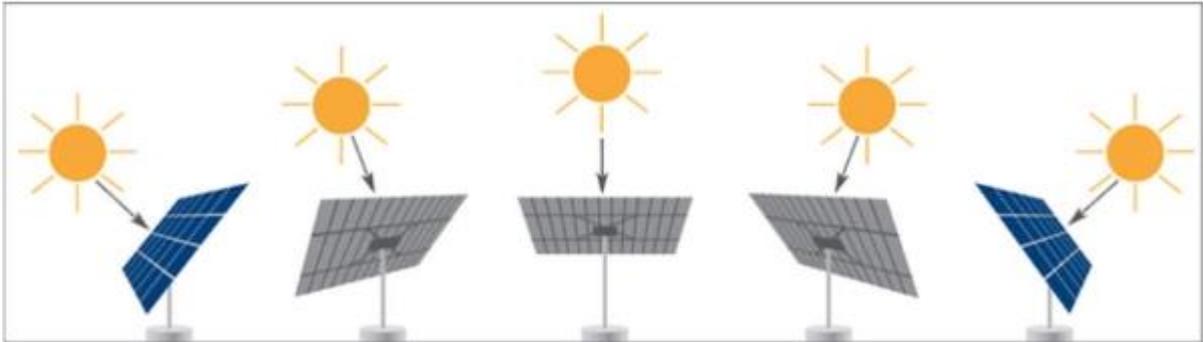
Os *trackers* solares, ou seguidores solares, são dispositivos utilizados em sistemas de geração fotovoltaica para otimizar a captação de energia solar. Sua principal finalidade é ajustar a posição dos painéis solares ao longo do dia, seguindo o movimento do sol, a fim de maximizar a exposição à radiação solar e, conseqüentemente, aumentar a eficiência da geração de energia. Os *trackers* podem ser classificados em mono eixo e biaxiais. Os mono eixos ajustam os painéis ao longo de um único eixo, geralmente no sentido leste-oeste, permitindo um ganho significativo de energia em relação a sistemas fixos. Já os biaxiais, movimentam os módulos tanto na orientação horizontal quanto na vertical, garantindo o máximo aproveitamento da luz solar em qualquer posição do sol no céu.

A fabricação dos *trackers* envolve estruturas metálicas resistentes, geralmente feitas de aço galvanizado ou alumínio, para garantir durabilidade e resistência às intempéries. O sistema de movimentação pode ser acionado por motores elétricos ou sistemas hidráulicos, controlados por algoritmos que analisam a posição do sol em tempo real. Sensores de luz, GPS e inteligência artificial são tecnologias frequentemente incorporadas para aumentar a precisão dos movimentos e minimizar desgastes mecânicos.

Na Figura 4, é possível observar o funcionamento do *tracker* solar. É nítido notar que o equipamento ajusta dinamicamente a posição dos painéis fotovoltaicos conforme a trajetória solar, deslocando-se de leste a oeste. Ao manter os módulos sempre orientados na direção ideal de incidência solar através de sensores,

algoritmos e GPS, o *tracker* maximiza a captação da radiação e, conseqüentemente, aumenta significativamente a geração de energia ao longo do dia.

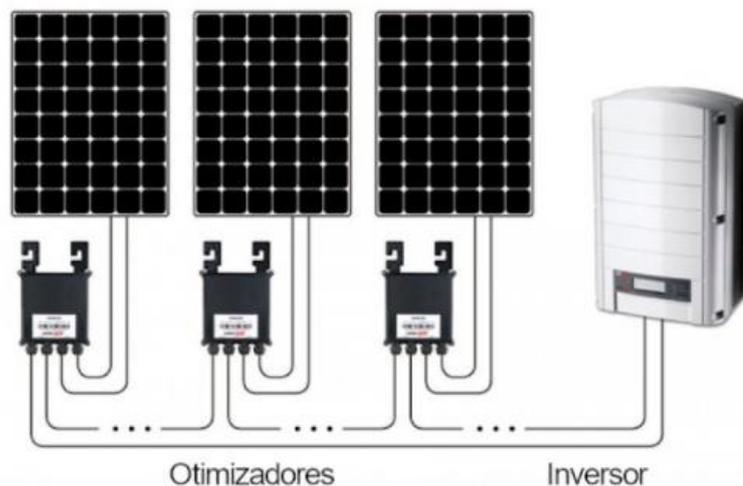
Figura 4 - Funcionamento de um rastreador solar



Fonte: Adaptado, Portal Solar (2025)

Além dos *trackers*, outras formas de otimizar a geração de energia dos sistemas solares são implementadas em grandes fazendas, como por exemplo, os otimizadores de potência. O otimizador é um dispositivo eletrônico que tem como principal função maximizar a eficiência e a produção de energia dos módulos de forma individual. Esse equipamento trabalha de forma constante, regulando a corrente e a tensão elétrica dos painéis, garantindo que a operação seja no ponto de máxima potência e distinguindo módulos, ilustrado na figura 5, com sombreamento, sujeira ou fora do arranjo, para que não comprometa a geração de toda string.

Figura 5 - Organização de um sistema fotovoltaico com otimizadores de potência



Fonte: Adaptado, SolarEdge (2021)

Para a elaboração de um sistema fotovoltaico não basta apenas escolher a melhor tecnologia com módulos de alta eficiência e potências elevadas. Um ponto bastante relevante é o dimensionamento de uma usina. Esse processo técnico depende de alguns parâmetros relevantes: disponibilidade de radiação solar no local de implementação, demanda energética do local e condições de instalação. No passo a passo de um dimensionamento, o primeiro processo é determinar o consumo médio de energia medido em quilowatt – hora (kWh/mês). Dando prosseguimento ao processo, a segunda etapa é descobrir a radiação solar média do local (expressa em kWh/m².dia), que é fornecida no site do Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB). Por último, considerar um fator de perda no sistema entre 20% e 25%, pois existe a ineficiência nos inversores, sombreamento, sujeira nos módulos, perdas por efeito joules, configurações nos arranjos e outros problemas corriqueiros que podem aparecer, como o céu nublado. Obtendo todas as informações e considerando um sistema operando 30 dias por mês, o dimensionamento se dá pela equação 1:

$$Potência (kWp) = \frac{Cm - Dm}{irradiação \cdot (1 - perdas[\%]) \cdot 30} \quad (1)$$

Onde:

- Cm = Consumo médio (kWh/mês);
- Dm = Demanda mínima (kWh/mês);
 1. 30 kWh/mês (monofásico)
 2. 50 kWh/mês (bifásico)
 3. 100 kWh/mês (trifásico)
- Irradiação (kWh/m². dia);
- % de perdas.

Com o dimensionamento realizado, é extremamente importante observar o espaço do local de implementação para determinar se será possível instalar o sistema fotovoltaico. Caso seja um sistema em telhado, é válido realizar uma verificação na estrutura do lugar. O método de dimensionamento demonstrado é o mais utilizado e atende bem os objetivos do presente estudo.

2.2.1 BREVE HISTÓRICO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

As primeiras aparições da energia solar no Brasil surgiram entre as décadas de 1960 e 1970, onde a tecnologia era explorada por iniciativas acadêmicas. As pesquisas visavam soluções para suprir a necessidade de entregar energia elétrica em locais sem acesso à rede elétrica.

A partir disso, a energia solar começou a ganhar mais atenção pelas universidades e instituições, como o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que estudava uma maneira de instalar sistemas fotovoltaicos em satélites espaciais para seu abastecimento.

No decorrer dos anos, na década de 1980, o governo brasileiro adotou os sistemas solares para atender regiões isoladas no Nordeste e na Amazônia. A energia fotovoltaica era utilizada em sistemas de bombeamento de água, iluminação pública e comunicação. O governo também utilizou da tecnologia para a eletrificação de escolas e postos de saúde, recebendo apoio internacional para a realização dos projetos.

Porém, a energia solar não se desenvolvia de maneira significativa no país por enfrentar desafios de peso: custos elevados e falta de incentivo. Os sistemas solares eram equipamentos de custos elevados, tornando a tecnologia inacessível e inviável para a população. Além disso, não existia incentivos ou políticas públicas que promovessem a adesão de sistemas fotovoltaicos, tornando a tecnologia mais acessível. A partir de 2012, com a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, o desenvolvimento crescente da energia solar foi impulsionado, pois tornou possível os consumidores gerarem sua própria energia elétrica.

2.2.2 ENERGIA FOTOVOLTAICA NO ESTADO DE PERNAMBUCO

Com um potencial de mais de 1.000 GW para geração de energia solar, o estado de Pernambuco possui destaque no cenário nacional graças ao seu elevado potencial de irradiação, principalmente na região do sertão, agregando um funcionamento eficiente dos sistemas fotovoltaicos. O estado possui uma influência

forte no ramo da energia solar, tanto em projetos executados como em pesquisas realizadas:

- **Primeiro Atlas Solarimétrico do Brasil** – Coordenado pelo professor Chigueru Tiba, doutor em Tecnologias Energéticas Nucleares pelo Departamento de Energia Nuclear (DEN) da Universidade Federal de Pernambuco. Desenvolveu o primeiro Atlas Solar do Brasil, no ano 2000, junto com o Grupo de Pesquisa em Fontes Alternativas de Energias (FAE) e outros parceiros, demonstrando o comportamento da radiação solar no território brasileiro;
- **Primeira Usina Solar Fotovoltaica de 1 MWp de Pernambuco** – Localizada no município de São Lourenço da Mata, região metropolitana de Recife, a primeira usina fotovoltaica em Pernambuco foi implementada, com uma potência de 1 MWp conectada à rede de abastecimento elétrico no estádio Itaipava Arena Pernambuco. A usina também conta com uma estação solarimétrica, monitoramento de dados e um laboratório de referência em energia solar. O projeto contou com a Universidade Federal de Pernambuco, onde o grupo FAE atuou nas pesquisas;
- **Complexo Solar de São José do Belmonte** - Localizado a cerca de 500 km de Recife, este complexo é considerado um dos maiores do país, com sete usinas que, juntas, possuem capacidade de gerar 1 GW, agregando ao Sistema Interligado Nacional. O investimento total foi de cerca de R\$ 3,5 bilhões;
- **Usina Solar Flutuante de Petrolina** - Inaugurada em 2019, esta usina é pioneira no uso de tecnologia flutuante no estado, aproveitando a superfície de reservatórios para a instalação de painéis solares;
- **Usina Solar Noronha I** – Usina inaugurada no ano de 2012, em Fernando de Noronha, composta por 1.644 painéis de silício policristalino, com investimento de R\$ 5 milhões. Esta usina representou um marco na utilização de energia solar em áreas insulares do Brasil. A WEG Equipamentos Elétricos foi a empresa responsável pelo fornecimento dos materiais, realizando o transporte e a instalação do sistema solar. O projeto foi desenvolvido por meio de uma parceria entre a Celpe, a Agência dos Estados Unidos para o Desenvolvimento Internacional (USAID) e a Agência de Cooperação Alemã (GIZ), que contrataram o Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São

Paulo (USP) para desenvolver todo o layout da usina. Com a realização desse projeto, o grupo Neoenergia contabilizava sua terceira usina de energia solar.

Em 2022, o Governo de Pernambuco lançou uma licitação para a geração de energia sustentável destinada a prédios públicos do estado com o intuito de reduzir custos de energia elétrica. A iniciativa visa promover a sustentabilidade e a economia de recursos públicos.

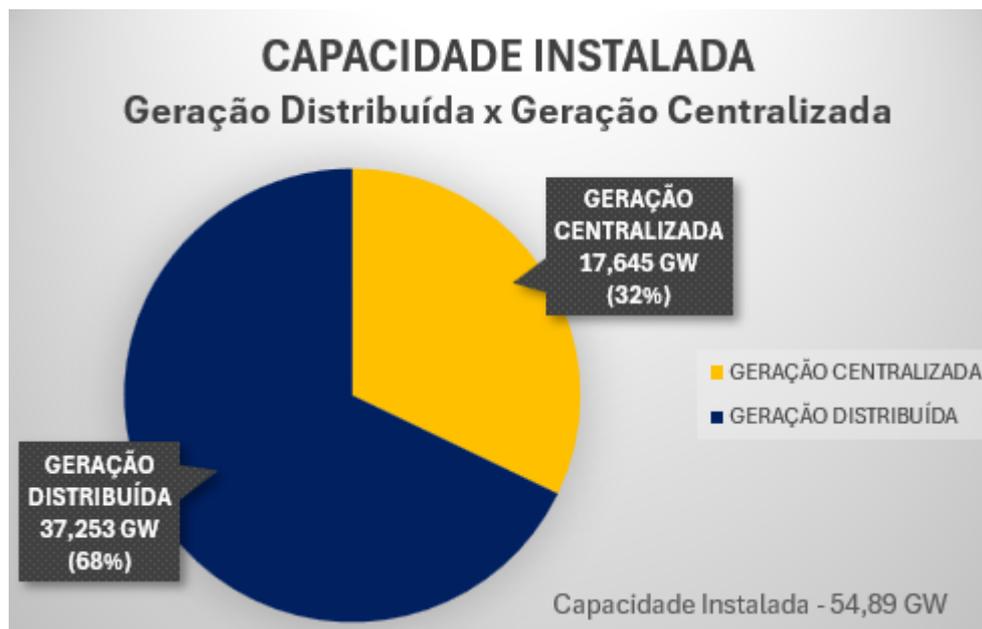
O estado continua a atrair investimentos no setor de energia solar, consolidando-se como um polo de desenvolvimento sustentável no Brasil. A combinação de políticas públicas favoráveis, iniciativas privadas e o elevado potencial de irradiação solar posicionam Pernambuco na vanguarda da transição energética nacional.

2.2.3 MODALIDADES DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Com 2 principais classificações, a energia solar fotovoltaica no Brasil é destacada pela geração distribuída e geração centralizada, onde as principais diferenças são as aplicações, impactos econômicos, impactos ambientais e proporções em escalas. A principal característica da Geração distribuída (GD) é a geração descentralizada, sendo mais próxima dos centros consumidores, e de menor escala (Até 5 MW). Os principais consumidores deste tipo de geração são residências, pequenos comércios, pequenas indústrias e instituições públicas. Esses sistemas geralmente estão conectados à rede elétrica da concessionária local, permitindo a troca de energia.

Enquanto na Geração Centralizada (GC), os projetos possuem proporções maiores, com produção de energia em plantas solares instaladas em locais remotos, afastadas dos centros urbanos, onde a energia é injetada diretamente no Sistema Interligado Nacional (SIN) para distribuição em larga escala. A figura 6 demonstra uma comparação entre a geração centralizada e a geração distribuída.

Figura 6 - Gráfico da capacidade instalada entre geração distribuída versus centralizada.



Fonte: Adaptado, ABSOLAR (2024)

2.2.4 SOFTWARE DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - PVSYSY

O software de simulação PVsyst é bastante procurado por engenheiros, arquitetos e pesquisadores quando precisam realizar dimensionamentos e análises de dados fotovoltaicos. O programa oferece ferramentas amplas que auxiliam no estudo mais detalhado de plantas solares. Os usuários podem realizar simulações que incluem parâmetros importantes e que influenciam na geração de energia solar, como localização geográfica, condições climáticas, configurações do sistema e características dos módulos. As simulações podem ser realizadas para sistemas conectados à rede, isolados e para sistemas de bombeamento de água.

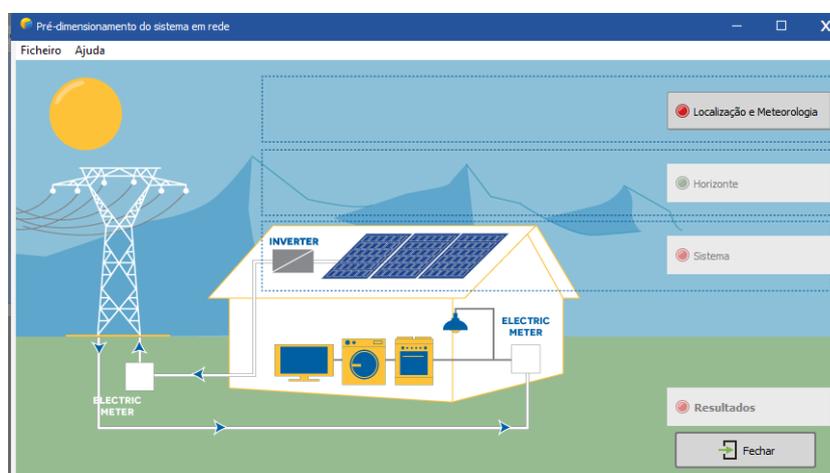
Para aprofundar o conhecimento sobre o PVsyst e suas funcionalidades, é recomendável consultar a documentação oficial disponível no site do desenvolvedor. De toda forma, o PVsyst é uma ferramenta essencial para profissionais que buscam realizar análises detalhadas e precisas de sistemas fotovoltaicos. As principais funcionalidades do Software PVsyst:

- Dimensionamento Preliminar;
- Design e Simulação de Projetos;

- Análise de Sombreamento;
- Gestão de Bases de Dados;
- Ferramentas Adicionais oferece recursos para análise de dados medidos, ferramentas gerais de energia solar e avaliação econômica detalhada dos projetos).

A figura abaixo (figura 7), representa a interface do software PVsyst na aba de dimensionamento de sistemas ligados conectados à rede.

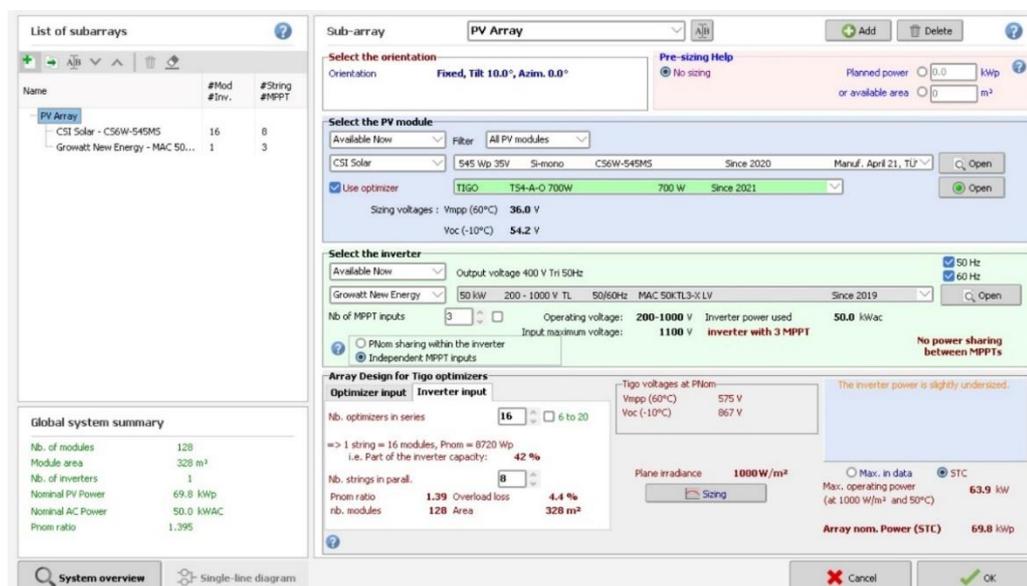
Figura 7 - Imagem do software PVsyst no início de um dimensionamento.



Fonte: autores (2025)

Na figura 8 é ilustrada a interface do software PVsyst onde são preenchidas algumas variáveis de entrada (módulo, inversor, potência, condições de operação) para realizar uma simulação.

Figura 8 - Interface do software PVsyst para preenchimento de variáveis de entrada em uma simulação.



Fonte: autores (2025)

2.3 MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA (MMGD)

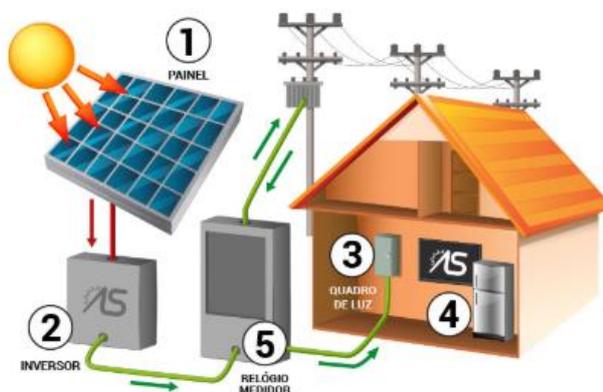
Os termos microgeração e minigeração distribuída são referentes aos sistemas de geração de energia elétrica no local de consumo ou próximo a ele, usando fontes renováveis como: eólica, biomassa, solar e hidráulica. A MMGD possui como principal característica a injeção de energia excedente na rede elétrica, obtendo créditos para o consumidor. Os sistemas utilizados na minigeração são limitados até 75 kW de potência instalada. Em contrapartida, os sistemas operantes na minigeração estão acima dessa potência, podendo chegar até 5 MW ou até 3 MW para fontes não despacháveis. Essas opções estão de acordo com as regulamentações da Aneel e podem ser conectadas à rede de distribuição de regiões do país.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica é a fonte dominante na geração distribuída (GD), representando mais de 90% dos sistemas conectados a microgeração e minigeração distribuída. É possível contabilizar mais de 2,5 milhões de sistemas fotovoltaicos instalados, trazendo uma economia para mais de 3,6 milhões de UCs (unidades consumidoras), com as classes de consumo mais beneficiadas sendo a residencial, comercial e rural. Esse destaque deve-se à

crescente demanda por fontes renováveis e pela necessidade de descentralizar o fornecimento de energia.

Além disso, outros dois fatores podem ser considerados: a queda nos preços dos equipamentos fotovoltaicos e elevados níveis de radiação solar ao longo de todo território. Em abril de 2012, a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL permitiu os brasileiros gerarem sua própria energia a partir de fontes renováveis, instituindo também o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Até então a regulamentação tinha estabelecido a modalidade de autoconsumo local, quando a energia é gerada e compensada no mesmo local onde está instalada a MMGD e autoconsumo remoto quando a energia pode ser gerada em um local e compensada em outro, desde que em unidades consumidoras do mesmo titular e fizessem parte da mesma concessionária de energia. As figuras 9 e 10 exemplificam uma unidade com autoconsumo local e consumidores utilizando energia solar via autoconsumo remoto, respectivamente.

Figura 9 - Ilustração autoconsumo local



Fonte: AS Energia Solar Fotovoltaica (2025)

Figura 10 - Ilustração autoconsumo remoto



Fonte: E4 Energias Renováveis

Três anos depois surgiu a Resolução Normativa nº 687/2015, havendo uma expansão nos limites e modalidades de geração distribuída, onde foi possível introduzir a geração compartilhada - acontece quando diversos interessados podem se unir por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim para instalar uma ou mais centrais de MMGD e utilizar a energia gerada para compensação do consumo de todos os participantes, e a geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras - a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens ou ordem de prioridade definidas pelos próprios consumidores.

Atualmente, a Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída) vigora no país promovendo adequações dos regulamentos, consolidando as disposições referentes a MMGD e estabelecendo regras para garantir a previsibilidade e segurança jurídica aos consumidores prevendo um período de transição até 2045, quando tarifas específicas irão ser cobradas pelo uso da infraestrutura de distribuição.

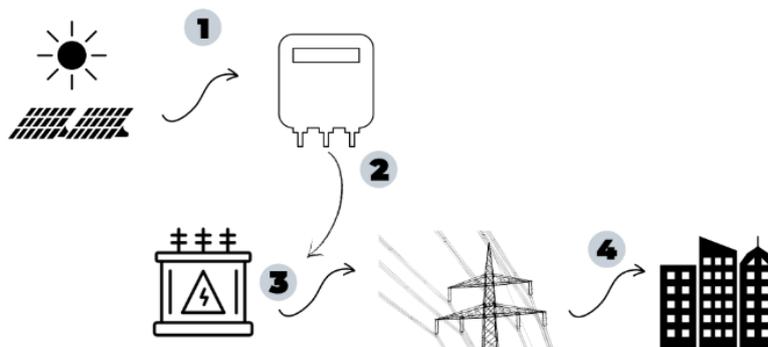
2.4 GERAÇÃO CENTRALIZADA

Já citado anteriormente, o modelo de Geração Centralizada (GC) é referente a produção de energia elétrica em usinas de grande porte diretamente conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas usinas ultrapassam a potência de 5MW, sendo instaladas em locais propícios, com alta incidência solar, buscando atender

altas demandas no cenário regional e nacional. Segundo a ABSOLAR, o país possui 13,48 GW de potência em operação e mais de 129 GW que serão executados ou que já estão em execução. Além do destaque de Minas Gerais no ramo de usinas centralizadas, o Nordeste engloba boa parte dessa geração: Bahia (2GW), Piauí (1,87 GW), Ceará (1,25 GW), Rio Grande do Norte (1,1 GW) e Pernambuco (1,09 GW).

A produção em larga escala permite a redução do custo por megawatt-hora (MWh) gerado, devido ao poder de negociação na aquisição de equipamentos e à otimização dos processos operacionais. Além disso, outras vantagens são consideradas na Geração Centralizada: Contribuição Significativa para a Matriz Energética ampliada a participação de fontes renováveis, aproveitamento de áreas desérticas e sem utilização otimizando o uso do território, geração de empregos diretos e desenvolvimento regional. Em contrapartida, destaca-se como pontos negativos a necessidade de infraestrutura de transmissão, perdas na transmissão, investimentos elevados e impactos ambientais. A figura 11 representa um fluxo da geração centralizada.

Figura 11 - Funcionamento da Geração Centralizada



Fonte: autores (2025)

Assim, os processos ilustrados na figura 11 são executados da seguinte maneira:

1. Captação da energia solar: os módulos convertem a luz solar em energia elétrica com corrente contínua;

2. Conversão para corrente alternada: Ao passar pelo inversor, a energia elétrica em corrente contínua é alterada para corrente alternada;
3. Elevação da tensão: Transformadores elevam a tensão da energia para melhor transmissão em alta tensão visando diminuir as perdas durante o transporte;
4. Transmissão de energia e distribuição aos consumidores finais: A eletricidade é enviada através de linhas de alta tensão até subestações próximas aos centros de consumo. Lá a tensão é reduzida para níveis apropriados para distribuição local e a energia é distribuída para consumidores finais.

A tabela 2 exemplifica a comparação entre as modalidades de geração fotovoltaica.

Tabela 2 - Comparações entre as modalidades de geração fotovoltaica

ASPECTOS	MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	GERAÇÃO CENTRALIZADA
Potência Instalada	75 kW	75 kW a 5 MW	Superior a 5MW
Local de Instalação	Próximo ao consumo	Próximo ao consumo	Não necessariamente próximas ao consumo
Conexão à Rede	Rede de distribuição local	Rede de distribuição local	Sistema Interligado Nacional
Benefícios	Economia na conta de luz, sustentabilidade	Economia para grandes consumidores, sustentabilidade	Geração em larga escala, impacto na matriz energética

Fonte: Autores (2025)

2.5 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA DA FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A tarifa de energia é uma forma de gerar receita para que os prestadores de serviços consigam cobrir custos operacionais e remunerar investimentos de expansão, aumentando sua capacidade de geração de eletricidade e garantindo o

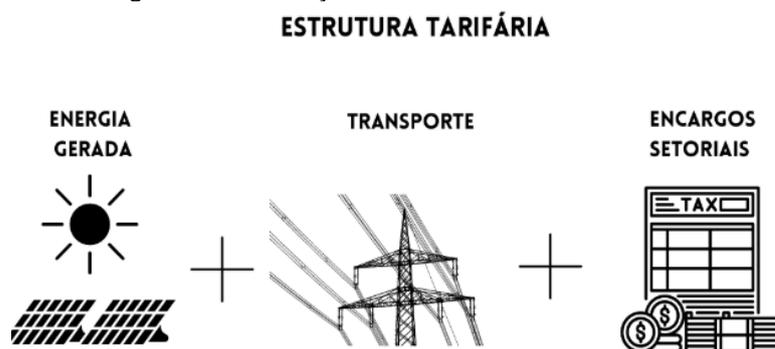
atendimento perante os consumidores. A ANEEL publica de forma anual os reajustes tarifários de acordo com um ciclo de revisões.

O sistema tributário brasileiro arrecada tributos nas esferas federal, estadual e municipal, cada qual destinado a financiar áreas essenciais do serviço público, infraestrutura e políticas sociais. Nas contas de energia elétrica os tributos são separados entre:

- **Tributos Federais** - Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS);
- **Tributos Estaduais** - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- **Tributos Municipais** - CIP ou COSIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública);
- **Encargos Setoriais** - Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Encargo de Capacidade de Emergência (ECE), Reserva Global de Reversão (RGR), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargos de Serviços do Sistema (ESS), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), Operador Nacional do Sistema (ONS) e Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídrico (CFURH).

Todos esses tributos e encargos estão embutidos no valor da energia elétrica, de forma que, a tarifa considera três custos distintos, mostrados na figura 12.

Figura 12 - Ilustração básica da estrutura tarifária



Fonte: autores (2025)

O Programa de Integração Social (PIS) representa uma iniciativa governamental destinada a complementar a renda dos trabalhadores. Por meio de uma contribuição de caráter social e de âmbito nacional, os recursos gerados são aplicados no custeio de benefícios como o seguro-desemprego. A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), também é uma contribuição de caráter social, tributada sobre o valor total de algum serviço ou bem. No caso da energia elétrica, cobra-se o tributo sobre o valor da compra de energia elétrica pela concessionária. Existem duas formas de cobrança da COFINS: Modalidade Cumulativa, onde o tributo é recolhido mensalmente, levando em conta taxas que se acumulam ao longo dos períodos anteriores e Modalidade não Cumulativa, onde o imposto não é cobrado mensalmente com base em um valor fixo, evitando a incidência sobre valores já tributados anteriormente. Embora as concessionárias não recolham a COFINS diretamente em suas faturas mensais, os custos decorrentes desse tributo acabam sendo repassados de maneira proporcional aos consumidores, refletindo outros encargos envolvidos na disponibilização da energia.

O Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo de caráter estadual, constituído em 1988, onde cada estado possui uma alíquota distinta. Embora o imposto seja recolhido pelo estado, o seu custo é repassado ao consumidor na fatura de energia, sendo calculado com base no consumo e incorporado na estrutura tarifária definida pelas agências reguladoras, como a ANEEL.

A COSIP, ou Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública, é um tributo municipal embutido na fatura de energia, destinado a custear a iluminação

de ruas, praças e demais áreas públicas. Esse recurso financeiro é utilizado para a instalação, manutenção, melhoria e ampliação da rede de iluminação nas cidades. A cobrança recai sobre todos os consumidores que mantêm uma conexão regular com a rede da concessionária, com exceção daqueles que se enquadram na tarifa social de baixa renda ou residem em áreas desprovidas de iluminação pública. Cada município possui autonomia para definir seu método de cobrança, podendo optar por valores fixos, escalas de consumo ou uma tarifa em R\$/kWh. Os valores arrecadados são integralmente direcionados aos cofres municipais, que têm a obrigação de prestar contas dos investimentos realizados.

O país é dividido em dois principais grupos de consumidores, grupo A e grupo B, onde são separados de acordo com a tensão elétrica. Cada grupo possui um posto tarifário específico, que define o valor de sua energia elétrica conforme o horário de consumo, sendo eles:

- **Ponta** - Período composto por 3 horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, exceto para finais de semana e feriados;
- **Intermediário** - Período de 2 horas, sendo uma hora anterior e outra posterior ao posto ponta;
- **Fora de ponta** - Período composto pelo conjunto das horas diárias complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

Além disso, os grupos possuem também modalidades tarifárias, o que caracteriza a forma que o consumidor irá pagar pela energia consumida. Todas essas características são formadas a partir das funções de custo TUSD e TE, que significa Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Tarifa de Energia, respectivamente.

2.6 TUSD E TE

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é um valor cobrado referente aos custos que a concessionária possui ao distribuir a energia elétrica, sendo aplicada sobre o consumo ativo. Por meio da TUSD, a concessionária realiza melhorias na rede de distribuição e amplia sua área de atendimento ao consumidor.

É por ela também que a concessionária obtém seu faturamento, garantindo o funcionamento contínuo na prestação do serviço de eletricidade.

Os encargos setoriais, cobrados pelo governo à concessionária, são incluídos na TUSD, sendo divididos em PIS, COFINS e ICMS para posteriormente serem repassados ao consumidor final. A figura 13 representa a TUSD de acordo com a ANEEL.

Figura 13 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.



Fonte: Ofício nº 54/2022-DIR/ANEEL (2022)

Dividindo os componentes acima, observa-se parcelas importantes, como a TUSD transporte, a TUSD encargos, e as perdas, retratados da seguinte forma na tabela 3.

Tabela 3 - Distribuição das componentes TUSD

TUSD TRANSPORTE - FIO A	TUSD TRANSPORTE - FIO B	TUSD ENCARGOS	TUSD PERDAS
Uso dos sistemas de transmissão da rede básica	Remuneração dos ativos da distribuidora;	Reserva Global de Reversão – RGR	Perdas técnicas do sistema da distribuidora
Uso dos sistemas de transmissão da rede básica de fronteira	Quota de reintegração regulatória (depreciação)	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE	Perdas não técnicas

Uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras	Custo de operação e manutenção	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	Perdas de Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora
Conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis	-	Operador Nacional do Sistema Elétrico	-
-	-	Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-
-	-	Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	-
-	-	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	-

Fonte: Ofício nº 54/2022-DIR/ANEEL (2022)

Se tratando da Tarifa de Energia (TE), ela corresponde ao valor que o usuário paga para cobrir os gastos de produção da energia elétrica. Em essência, as concessionárias atuam apenas como intermediárias, repassando os custos de aquisição da energia sem incluir margem de lucro ou dividendos. Anualmente, a ANEEL define esse valor em R\$/MWh para as concessionárias, que é posteriormente convertido e divulgado aos consumidores em R\$/kWh. Sua representação, segundo a ANEEL, é ilustrada na figura 14.

Figura 14 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.



Fonte: Ofício nº 54/2022-DIR/ANEEL (2022).

Observando a composição da TE, ela também é dividida em grupos relevantes, como a TE energia, TE encargos, TE transporte e as perdas como demonstrado na tabela 4.

Tabela 4 - Distribuição das componentes TE

TE ENERGIA	TE ENCARGOS	TE TRANSPORTE	TE PERDAS
Custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor	Encargos de Serviços de Sistema – ESS	Custos de transmissão relacionados à transporte de Itaipu e Rede Básica de Itaipu;	Custos com perdas de Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
-	Encargo de Energia de Reserva – ERR	-	-
-	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE;	-	-
-	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos CFURH	-	-

Fonte: Ofício nº 54/2022-DIR/ANEEL (2022).

As tarifas de energia reguladas pela ANEEL são apresentadas sem impostos. Para o cálculo do valor final da tarifa de energia apresentada na fatura, aplica-se a equação 2:

$$\text{Tarifa com imposto} = \frac{\text{tarifa sem imposto (TE + TUSD)}}{(1 - \text{ICMS}) \cdot (1 - (\text{PIS} + \text{CONFINS}))} \quad (2)$$

Obtendo a tarifa, caso o consumidor deseje chegar ao valor da fatura de energia, basta multiplicar o valor do consumo ativo medido em kWh pelo valor encontrado utilizando a fórmula acima. Esse passo a passo será mostrado com mais detalhes no próximo item.

2.7 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

O consumidor do grupo A ou unidade consumidora (UC) do grupo A, são caracterizados na média ou alta tensão, com carga igual ou superior a 2,3 kV. São atendidos também em tensão inferior a 2,3 kV, mas a partir de sistemas subterrâneos, caracterizados pela estruturação tarifária binômia, de acordo com o período de consumo (horários de ponta e fora ponta).

A classificação dos consumidores do Grupo A é feita da seguinte forma:

- **Subgrupo A**, com tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- **Subgrupo A2**, com tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- **Subgrupo A3**, com tensão de fornecimento de 69 kV;
- **Subgrupo A3a**, com tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- **Subgrupo A4**, com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- **Subgrupo AS** – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Os principais exemplos de consumidores do grupo A são Indústrias de grande porte, shopping centers, supermercados, hospitais, escolas de grande porte, metrô e indústrias agrícolas. As unidades consumidoras são agregadas em uma modalidade tarifária de sua preferência: Horária Azul, composta por tarifas diferenciadas de acordo com as horas de utilização do dia, possuindo diferenciação entre demanda na ponta e fora da ponta, além de consumo na ponta e consumo fora da ponta; Horária Verde, composta por tarifas diferenciadas de consumo, de acordo com as horas de utilização

do dia (horários de ponta e fora ponta) e por uma única tarifa de demanda, assim possuindo demanda única.

Antes da escolha entre as duas modalidades tarifárias, é necessário realizar uma análise no perfil de consumo da UC, a capacidade de gestão da demanda e os custos envolvidos nos diferentes horários, pois a Tarifa Verde é indicada para consumidores que concentram a maior parte do consumo fora do horário de ponta e a Tarifa Azul é indicada para consumidores que conseguem controlar o uso de energia no horário de ponta.

A figura 15 exemplifica uma fatura do grupo A horária verde, visto que não há distinção horária para a demanda. Neste caso, a tarifa é subdividida em 2 componentes, TUSD e TE, que por sua vez, possuem valores diferentes para o consumo em horários de ponta e fora ponta.

Figura 15 – Fatura de energia elétrica binômica – Grupo A horo sazonal verde.

ITENS DA FATURA	UNID.	QUANT.	PREÇO UNIT. COM TRIB.(R\$)	VALOR (R\$)	PIS/ COFINS(R\$)	BASE CALC. ICMS(R\$)	ALÍQUOTA ICMS(%)	ICMS (R\$)	TARIFA UNIT(R\$)
Demanda Ativa	kW	189,84	30,19554486	5.732,32	215,55	5.732,32	20,50	1.175,12	22,87000000
Demanda Ativa Ultrap	kW	39,84	60,39108973	2.405,98	90,46	2.405,98	20,50	493,22	45,74000000
Demanda Reativa Exc.	kVAr	0,00	30,19554486	0,00	0,00	0,00	20,50	0,00	22,87000000
Consumo-TUSD NPonta	kWh	8.421,42	1,91267057	16.107,40	605,68	16.107,40	20,50	3.302,01	1,44865000
Consumo-TUSD F.Ponta	kWh	69.762,00	0,12364725	8.625,87	324,35	8.625,87	20,50	1.768,30	0,09365000
BANDEIRA VERDE									
Consumo-TE Na Ponta	kWh	8.421,42	0,70239300	5.915,14	222,42	5.915,14	20,50	1.212,60	0,53199000
Consumo-TE F.Ponta	kWh	69.762,00	0,42374106	29.561,02	1.111,66	29.561,02	20,50	6.060,04	0,32094000
Cons.Reat.Exc.NPonta	kVARh	2,10	0,44770473	0,94	0,02	0,94	20,50	0,19	0,33909000
Cons.Reat.Exc.FPonta	kVARh	336,00	0,44770473	150,42	5,65	150,42	20,50	30,83	0,33909000
Ilum. Púb. Municipal				69,92					
ICMS-CDE NF276675814				326,34					

Fonte: Autores (2025)

As unidades consumidoras do grupo B são caracterizadas pela baixa tensão, com tensões de fornecimento inferiores a 2,3 kV. No grupo B estão incluídos a maior parte dos consumidores residenciais, comércios de pequeno porte e estabelecimentos rurais.

Existem também os consumidores em tensão superior à mencionada e caracterizada pela estruturação tarifária monômica ou binômica, conhecidos como B

optante por serem faturados na baixa tensão. Os subgrupos são classificados da seguinte forma:

- **Subgrupo B1**, com UC residencial e UC residencial caracterizada como baixa renda;
- **Subgrupo B2**, com UC rural, cooperativa de eletrificação rural ou como serviço público de irrigação;
- **Subgrupo B3**, com UC comercial e industrial de pequeno porte;
- **Subgrupo B4**, com UC caracterizada como iluminação pública.

As modalidades tarifárias do grupo em questão diferem um pouco do grupo anterior: Convencional monômnia, que é uma tarifa única de consumo de energia elétrica, independente das horas de utilização; e a Horária Branca, que é uma tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, levando em consideração as horas de utilização do dia (postos tarifários). Ela não se enquadra para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do Subgrupo B1.

Nas tarifas monômnia, como explicado anteriormente, não há diferenciação por horário de consumo. O valor da fatura é, portanto, proporcional ao consumo da unidade, em kWh, sendo calculado com base em uma tarifa única, que corresponde à soma das componentes TUSD e TE. Assim, o valor final da fatura para uma unidade de baixa tensão com tarifa monômnia é obtido multiplicando-se essa tarifa pelo consumo, acrescido de outros custos, como a Contribuição de Iluminação Pública (CIP) e encargos adicionais.

A Figura 16 apresenta uma fatura de energia elétrica de um consumidor do Grupo B, com destaque para as componentes TUSD e TE, sinalizadas em amarelo. Juntas, essas componentes totalizam uma tarifa de R\$ 1,00856573, já com os impostos inclusos. Dentre os tributos, o ICMS corresponde a 20,50% da base de cálculo instituída por lei, o COFINS representa 5,89% e o PIS, 1,28%.

Em vermelho, estão indicadas as multas e juros aplicados ao consumidor. A contribuição para a iluminação pública aparece em verde, enquanto, em laranja, é destacado o consumo registrado.

Com esses parâmetros, o valor da fatura é obtido multiplicando-se o consumo ativo do cliente (1.555 kWh) pela tarifa (R\$ 1,00856573). Ao resultado, somam-se os valores das cobranças adicionais, como taxa de iluminação pública, encargos, multas, parcelamentos e juros, para se chegar ao total final da fatura. É válido salientar que, o valor da tarifa pode ser encontrado através da equação 2, exibida anteriormente. Os valores das alíquotas do PIS/COFINS e ICMS para serem substituídos na equação podem ser encontrados figura abaixo (figura 16) destacados em azul.

Figura 16 – Fatura de energia elétrica monômnia – Grupo B.

ITENS DA FATURA	UNID.	QUANT.	PREÇO UNIT. COM TRIB. (R\$)	VALOR (R\$)	PIS/ COFINS(R\$)	BASE CALC. ICMS(R\$)	ALÍQUOTA ICMS(%)	ICMS (R\$)	TARIFA UNIT(R\$)	TRIBUTOS	BASE DE CÁLCULO (R\$)	ALÍQUOTA (%)	VALOR (R\$)
Consumo-TUSD	kWh	1.555,00	0,55623419	864,94	49,30	864,94	20,50	177,31	0,41050000	PIS	1.246,80	1,28	15,96
Consumo-TE	kWh	1.555,00	0,45233154	703,37	40,08	703,37	20,50	144,19	0,33382000	COFINS	1.246,80	6,38	73,43
Imp. Pub. Municipal				70,12						ICMS	1.568,31	20,50	321,50
ICMS-CD-DE-335532024				8,02									
ICMS-CD-DE-335531172				13,57									
ICMS-CD-DE				0,00									
Juros-335531172				86,55									
Juros-335531172				0,00									
ICMS-335532024				0,37									

CONSUMO / kWh		
CONSUMO FATURADO	Nº DIAS FAT	
JAN25	1555	31
DEZ24	1836	31
NOV24	1070	21
OUT24		
SET24		
AGO24		
JUL24		
JUN24		
MAI24		

Fonte: Autores (2025)

As alíquotas de PIS e COFINS são apuradas pelo regime não cumulativo, conforme estabelecido pelas Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004. Isso significa que esses percentuais podem sofrer variações mensais. Já as alíquotas de ICMS variam de acordo com o consumo de energia e o tipo de cliente (residencial, comercial, industrial, entre outros), sendo definidas por legislações estaduais. Os percentuais aplicáveis a cada faixa de consumo e categoria de cliente podem ser consultados diretamente no site da concessionária de energia.

Em relação ao valor final da fatura de energia do Grupo A, o cálculo é similar, onde a principal diferença é multiplicar os valores de acordo com o seu horário de consumo, exemplo: o valor do consumo TUSD fora ponta deve ser multiplicado pela tarifa de energia fora ponta. O valor da TE na ponta deve ser multiplicado pela tarifa de energia na ponta. Logo após realizar a multiplicação dos valores dos consumos de acordo com seus postos tarifários, o processo é o mesmo, somar todas as cobranças adicionais apresentadas na fatura da concessionária.

2.8 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Criadas através da Resolução Normativa nº 547/2013, as bandeiras tarifárias estão em vigor no Brasil desde 2015, advertindo o consumidor sobre os custos atuais de geração de energia elétrica. Elas são aplicadas às faturas de energia elétrica sobre o consumo ativo (kWh), pois há a necessidade de acionar, além daquelas que já estão em uso constante, usinas termelétricas de carvão e gás para suprir a demanda de consumo do país. Esse cenário é visto em épocas de baixos níveis dos reservatórios de água nas hidrelétricas, onde ocorre um aumento no custo de geração.

A vigência das bandeiras é válida para os dois grupos de consumo, A e B, onde são controladas, mês a mês, pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), juntamente com as decisões sobre a inserção de outras fontes geradoras. Atualmente, é estabelecido a vigência das seguintes bandeiras:

- **Bandeira Verde** - Condições favoráveis de geração, sem inserção de fontes geradoras adicionais à matriz energética e conseqüentemente sem aumento tarifário;
- **Bandeira Amarela** - Condições menos favoráveis de geração. Inserção de R\$ 0,01885 para cada kWh consumido;
- **Bandeira Vermelha (patamar 1)** - Condições adversas de geração. Inserção de R\$ 0,04463 para cada kWh consumido;
- **Bandeira Vermelha (patamar 2)** - Condições muito adversas de geração. Inserção de R\$ 0,07877 para cada kWh consumido.

É importante ressaltar que todas as concessionárias ligadas ao SIN utilizam o sistema de bandeiras tarifárias.

2.9 MODELOS DE NEGÓCIOS

Segundo Teece (2010), um modelo de negócio define como uma empresa cria e entrega valor aos seus clientes, e como depois converte pagamentos em lucro. Ele

esboça a arquitetura das receitas, custos e lucros associados à empresa que entrega esse valor.

Assim, um modelo de negócio deve conter respostas que expliquem como uma empresa pretende gerar valor, quais estratégias ela irá utilizar, quem serão seus públicos-alvo, seus fornecedores e seus parceiros, quais recursos e ativos serão necessários, os custos e o lucro estimado. De acordo com Osterwalder & Pigneur (2011), um modelo de negócio descreve a lógica de criação, entrega e captura de valor por parte de uma organização, podendo ser definido por 4 pilares que buscam responder as principais perguntas: Proposta de Valor (O que?), Clientes (Para quem?), Infraestrutura (Como?) e Viabilidade Financeira (Quanto?). Estes quatro pilares podem ser destrinchados em nove componentes, sendo esses: Proposta de valor (vantagens e diferenciais que este negócio oferece); Seguimento de clientes; Canais; Relacionamento com o cliente; Recursos principais; Atividades-chave; Parcerias principais; Fontes de receita e Estrutura de custos (figura 17).

Figura 17 - Componentes de um modelo de negócio.



Fonte: B2B STACK (2022)

2.9.1 MODELOS DE NEGÓCIO NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Como explicado anteriormente, após a promulgação da Resolução Normativa nº 482, pela Agência Nacional de Energia Elétrica, em 17 de abril de 2012, que entre outras coisas, definiu as modalidades de atuação na geração distribuída, ocorreu um avanço na busca por novas tecnologias e a criação de diferentes modelos de negócio, pois a resolução, além de definir as modalidades e as regras de atuação, trouxe maior segurança jurídica ao setor. Após esta resolução houve outros avanços jurídicos que reforçaram e modificaram alguns dos conceitos e regras da geração distribuída. A principal delas, e de maior robustez jurídica, foi a Lei 14.300 que criou o Marco Legal para a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil, definindo novas modalidades de geração, as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e do Programa de energia Renovável Social (PERS).

Segundo Frantzis et al (2008), que analisou os modelos de negócios de energia fotovoltaica nos EUA, os modelos podem ser classificados a partir de duas categorias: Propriedade e aplicação. A primeira categoria pode ser dividida em três subcategorias, sendo elas: Propriedade do consumidor final, propriedade de terceiros, e propriedade da distribuidora. Em relação à categoria de aplicação, foi separada de duas formas: Aplicações residenciais e aplicações comerciais.

Dessa forma, Frantzis pode classificar os modelos de negócio fotovoltaicos em três gerações: Geração zero, 1ª Geração e 2ª Geração. A geração zero são aqueles em que o cliente final é o dono do sistema, os de primeira geração são aqueles em que os donos do sistema são Terceiros, sendo os clientes finais apenas beneficiados pela sua geração energética. A segunda geração se refere aos sistemas fotovoltaicos em que a concessionária detém a propriedade do sistema, oferecendo serviços e soluções para o cliente final, como mostrado na figura abaixo. É válido destacar que no Brasil, este modelo de segunda geração não ocorre, visto que a distribuidoras não possuem ativos de geração, comprando a energia de geradores e fornecendo ao consumidor final, cobrando para isso, sobre os custos relacionados a distribuição (TUSD) e os custos sobre a energia comprada (TE). A tabela 5 identifica aspectos de cada geração citada:

Tabela 5 - Evolução dos modelos de negócio fotovoltaicos

-	GERAÇÃO 0	1ª GERAÇÃO	2ª GERAÇÃO
Proprietário do SFV	Os clientes finais são os donos do SFV	Terceiros são donos do SFV, fornecendo ao cliente final a energia como um serviço.	A concessionária é a dona do SFV, fornecendo a energia e serviços ao consumidor.
Modelo de Negócio	Modelo voltado ao fornecimento de equipamentos e serviços de instalação e manutenção.	Modelo voltado ao fornecimento da energia produzida pelo SFV como um serviço ao cliente final.	Modelo voltado ao fornecimento da energia produzida pelo SFV como um serviço ao cliente final.
Participação da Distribuidora de energia	A distribuidora atua passivamente, fornecendo serviços como medição e conexão de rede.	As distribuidoras atuam como facilitadoras, fornecendo serviços a ambas as partes.	A distribuidora está completamente envolvida em todas as etapas do processo.

FONTE: Adaptado de Frantzis et al. (2008).

Seguindo a ideia de Frantzis, Rubin (2018), classifica os modelos de negócio dentro da MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) de acordo com quem detém a propriedade dele. Ao observar as modalidades presentes da MMGD, os sistemas fotovoltaicos podem ser de propriedade:

- Do próprio cliente final (modelo *turnkey*);
- Por terceiros (Modelos de *Leasing* e *Locação*);
- De propriedade compartilhada (Compra Coletiva).

No modelo *turnkey*, o consumidor é quem detém a posse total do sistema, sendo responsável por financiar e arcar com os custos de instalação e manutenção. Neste modelo, uma empresa pode atuar como integradora, fornecendo serviços como o orçamento, projeto, instalação e manutenção do sistema, enquanto a distribuidora atua passivamente, provendo serviços de medição (net metering) e de conexão à rede. A vantagem desse modelo, como apontado por Souza (2020) é que o cliente produz sua própria energia, acarretando uma redução nos custos com a distribuidora, no entanto, uma desvantagem desse modelo é o alto custo inicial, o que se torna uma barreira para sua adesão.

Os modelos de negócio em que os sistemas são propriedade de terceiros, e não do consumidor final, segundo Rubin (2018), podem ser de dois tipos, leasing e locação. No primeiro, o sistema fotovoltaico é arrendado ao cliente por determinado período, e ao final do contrato, o cliente pode adquiri-lo por um valor relativo ao valor residual do SFV. No segundo caso, no modelo de locação, é similar ao de leasing, tendo por diferença que o consumidor não possui a opção de adquirir o SFV ao final do contrato. No modelo de locação, um investidor ou empresa, é dono do sistema fotovoltaico, e aluga, por meio de um contrato de prazo determinado, a um ou mais consumidores, cobrando, para tal, um valor fixo ou variável relativo ao custo evitado que este consumidor teria, caso permanecesse a consumir integralmente da concessionária de energia elétrica local. Uma das principais vantagens desses dois modelos está no baixo custo inicial por parte do consumidor final para adentrar no modelo, pois as despesas relacionadas a instalação e manutenção ficam por parte da locadora da usina, com o locatário despendendo apenas sobre um valor relativo a economia obtida com a adesão a esse sistema.

No modelo de compra coletiva, os consumidores podem se reunir, formando cooperativas (pessoas físicas), consórcios (pessoas jurídicas) ou condomínios (EMUCs) e adquirir o sistema fotovoltaico. Nesse caso, há uma diminuição nos custos iniciais devido ao aumento de escala, possibilitando que consumidores de menor poder aquisitivo possa aderir a esse modelo de negócio, entretanto, uma das desvantagens está na grande burocracia necessária para realizar este tipo de empreendimento, devido à necessidade de entrar em consórcios e cooperativas, como indicado por Souza (2020).

2.10 MODELO DE NEGÓCIO BASEADO NA LOCAÇÃO DE USINAS SOLARES

Seguindo a definição apresentada por Rubin (2018), o modelo de locação é caracterizado pela posse do sistema fotovoltaico ser de um terceiro, como um investidor ou empresa que aluga, por meio de um contrato de locação, a usina solar para um ou mais clientes, podendo ser pessoa física (CPF) ou jurídica (CNPJ). De acordo com a legislação Brasileira, é proibida a venda de energia dentro do modelo de MMGD (BRASIL, 2022). No entanto, pela lei do inquilinato (BRASIL, 1991), é

possível alugar o terreno no qual a usina solar está instalada por um valor acordado entre as partes. Utilizando esta base jurídica, muitas empresas e investidores demonstraram interesse nessa nova modalidade de empreendimento, que teve um crescimento de mais de 250% no número de usinas entre 2021 e 2023 (Absolar, 2023). Neste modelo, o aluguel pode ser valorado com base em um desconto dado na tarifa ou um valor fixo de locação anual. Outra opção de locação é com investimento do cliente, mas com mensalidades referentes ao O&M e gestão de usina (Greener, 2018). Seguindo o modelo em que o aluguel é relativo ao desconto dado na tarifa compensável, o cliente obtém uma economia proporcional a esse desconto, conforme ilustrado abaixo (figura 18).

Figura 18 - Comparativo entre os custos de um cliente com e sem energia solar por assinatura.



Como exemplificado na figura 18, a economia é proporcional ao desconto oferecido. Os descontos mais comumente oferecidos por empresas do ramo variam de 10% até 30% sobre a tarifa cobrada pela distribuidora de energia (Portal Solar, 2024). Para um cliente aderir ao modelo de assinatura, é necessário firmar um contrato entre as partes, no qual são definidos termos do tipo:

- Prazo de vigência do contrato;

- Percentual de desconto;
- Valor da tarifa compensável (a qual será calculado o aluguel com o desconto aplicado);
- Valor mínimo de aluguel a ser cobrado;
- Juros e multas em caso de atraso no pagamento;
- Prazos e termos de resilição e rescisão para ambas as partes;
- Autorização para realização de troca de titularidade e atuação como procurador junto a distribuidora de energia;
- Outros termos específicos a depender do cliente.

No mercado, existem uma variedade de formatações de contratos entre locador e locatário, havendo em cada um deles, diferentes maneiras de precificação da tarifa a ser cobrada, bem como outros termos particulares, como valores fixos, ou mínimos a serem cobrados, como no caso em que o locatário não atinja o consumo mínimo definido previamente, e entre outros.

Como explicado anteriormente, existem diferentes maneiras de ser precificado o valor do aluguel cobrado ao cliente. É comum a utilização da própria tarifa da distribuidora local como base para o cálculo do aluguel, no entanto, muitas empresas atuantes na área consideram um valor fixo previamente acordado, como por exemplo, a média tarifária atual paga pelo cliente cativo, com um reajuste percentual acordado entre as partes. Há também a possibilidade de ser cobrado um valor fixo mais um adicional variável, que pode estar atrelado a um índice, como o desempenho da usina (MAYA ENERGY, 2023). A tabela abaixo (tabela 6), exhibe as principais formas de precificação da tarifa.

Tabela 6 - Principais formas de precificação da tarifa

TIPO	VARIÁVEL	FIXO	FIXO + PARCELA VARIÁVEL
MÉTRICAS	TARIFA DA DISTRIBUIDORA LOCAL	VALOR FIXO ACORDADO ENTRE AS PARTES	VALOR FIXO + PARCELA VARIÁVEL

Fonte: autores (2025)

2.10.1 ESTRUTURAÇÃO DO MODELO DE NEGÓCIO DE LOCAÇÃO DE USINAS

Como mencionado, a principal fonte de receita nesse tipo de investimento provém do valor recebido pela compensação de créditos em outras unidades consumidoras do cliente locatário. Esse cliente pagará um valor proporcional à energia consumida, garantindo a viabilidade financeira do negócio. Além disso, ele não precisará realizar nenhum investimento inicial adicional, tornando o modelo atrativo pelo seu baixo custo de entrada, que pode ser zero, dependendo do acordo firmado entre as partes.

Seguindo a modelagem proposta por Osterwalder & Pigneur (2011), é possível estruturar o modelo de negócio de locação de usinas fotovoltaicas com base nos 4 pilares definidos e em seus 9 componentes, conforme representado na tabela abaixo (tabela 7). Nela é possível identificar as componentes estruturais do modelo de negócio de locação de usinas.

Tabela 7 – Componentes estruturais do modelo de negócio de locação de usinas.

Pilar	Componentes	Principais fatores
Produtos	Proposta de valor	Economia na fatura de eletricidade; Sem grandes investimentos iniciais; Sem necessidade de obras e serviços extras; Facilidade para sair ou entrar; Adaptabilidade ao perfil do consumidor; Baixo risco.
	Segmento de clientes	Clientes residenciais, comerciais, rurais e pequenas industriais;
Clientes	Canais	Representantes comerciais; Mídias digitais.
	Relacionamento com o cliente	Contratos de médio ou longo prazo; Contato remoto ou através de representantes comerciais.

Pilar	Componentes	Principais fatores
Infraestrutura	Recursos principais	Equipe especializada para serviços de instalação e manutenção; Equipe de vendas; Sistemas e softwares de gerenciamento; Apoio jurídico.
	Atividades - chave	Locação.
	Parcerias principais	Bancos e investidores; Seguradoras; Empresas de gestão/Monitoramento; Consultores; Fornecedores.
Viabilidade financeira	Fontes de receita	Aluguel.
	Estrutura de custos	Custos com investimento inicial e O&M; Taxas de gerenciamento e jurídicas; Comissões Comerciais/Marketing.

Fonte: Adaptado (2025)

3.11 PRINCIPAIS CONCEITOS E MÉTODOS EM ANÁLISES DE VIABILIDADE ECONÔMICA DE USINAS SOLARES

2.11.1 CAPEX E OPEX

Capital Expenditure, ou CAPEX é definido como os custos iniciais de um projeto, ou seja, são investimentos utilizados para a compra ou produção de itens e serviços, como equipamentos, materiais de construção, terrenos, engenharia e desenvolvimento (Greener, 2022). No caso de uma usina solar, são todos os gastos iniciais definidos no planejamento do projeto, como custos com equipamentos, mão de obra, além de estudos e licenciamentos.

Operational Expenditure, ou OPEX, se refere aos gastos contínuos necessários para manter o projeto em operação. No projeto de uma usina solar, esses custos são referidos como O&M (Operação e Manutenção), nele inclui todos os gastos com

manutenção de equipamentos, monitoramento, gastos com consumíveis, telecomunicação, segurança etc. É usualmente expresso como uma porcentagem do CAPEX no primeiro ano de operação da usina (Greener, 2022).

2.11.2 OUTROS CUSTOS

Além dos custos inclusos no CAPEX e OPEX, há também outros custos associados ao investimento em usinas solares, como seguros, aluguel de terreno, manutenção, impostos, demandas, fatura da usina e custos administrativos, como de gestão e contabilidade.

2.11.3 FLUXO DE CAIXA

O fluxo de caixa é definido como as entradas e saídas monetárias do caixa de uma empresa ao longo das fases de um projeto, desde o período inicial, também chamado de instante zero, até sua finalização, ou no caso de uma usina solar, até o fim da sua vida útil. Segundo Bourdeaux-Rêgo et al. (2013), o fluxo de caixa se subdivide em:

- Investimento inicial - Saída de caixa no instante zero;
- Fase de operação do projeto - Entradas e saídas ocorridas ao longo da vida útil do projeto;
- Fluxo de caixa residual - É o fluxo de caixa não operacional, após imposto de renda, que ocorre ao final do projeto, decorrente da sua liquidação;
- Perpetuidade – Considera-se a vida útil como indeterminada quando não existe um prazo para o término do projeto (No caso em questão, o projeto não será perpétuo, visto que a usina solar possui um prazo acabar, sendo sua vida útil).

O fluxo de caixa pode ser dado pela equação 3:

$$FC = -I + \sum_{t=1}^T (E - S) \quad (3)$$

Onde:

- FC – Fluxo de Caixa;
- T – Período total do investimento;
- E – Somatórios das entradas do período;
- S – Somatório das saídas do período;
- I – Investimento inicial.

2.11.4 PAYBACK SIMPLES E DESCONTADO

O *payback* é definido como o tempo necessário para que determinado investimento tenha retorno, ou seja, ele mostra em que momento o somatório das entradas e saídas torna-se nulo, e a partir daí, se torna positivo, ou seja, o investimento começa a dar lucro.

Embora popular, o período de *payback* costuma ser considerado uma técnica pouco sofisticada de análise de orçamento de capital, por não considerar explicitamente o valor do dinheiro no tempo Gitman (2010).

Para contornar esse problema, foi definida outra forma, um pouco mais sofisticada para calcular o *payback*, que introduz o conceito do valor do dinheiro no tempo, descontando os fluxos de caixa futuros a uma taxa de desconto (custo de capital da empresa). Ele fornece um resultado mais realista, pois considera a rentabilidade efetiva do investimento ao longo do tempo. O tempo de retorno ao calcular através do *payback* descontado é maior do que o *payback* simples, visto que o dinheiro sofre uma depreciação ao passar do tempo.

Como indicado por Fonseca & Bruni (2003), ao determinar o *payback* na análise de um investimento, é obtido o tempo em que ele leva para gerar retorno, mas não é levado em consideração o valor total de retorno do investimento, sendo imprudente considerar apenas essa técnica ao decidir sobre qual investimento escolher, visto que um determinado investimento pode possuir um *payback* mais curto, ou seja, retornar o valor gasto mais rapidamente, no entanto, possuir um valor total inferior em relação a outro que possa levar mais tempo para torna-se lucrativo. Dessa forma, segundo Bourdeaux-Rêgo et al. (2013), o *payback* pode ser mais útil quando:

- For utilizado para desempatar situações de valor presente líquido parecidos, em que a recuperação mais rápida de caixa se torne relevante;
- Como um segundo filtro de análise;
- Em análises de projetos sem maior significado financeiro para o investidor.

2.11.5 VPL (VALOR PRESENTE LÍQUIDO)

O valor presente líquido (VPL) determina o valor do dinheiro no tempo, ao considerar eventuais correções a uma certa taxa especificada, que segundo Gitman (2010), consiste no retorno mínimo que um investimento precisa proporcionar para manter inalterado o valor de mercado da empresa. O valor presente líquido pode ser determinado, conforme a equação 4:

$$VPL(n) = -FCo + \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+r)^t} \quad (4)$$

Onde:

- VPL(n) - Valor presente líquido no período n;
- FCo - Investimento inicial do projeto;
- FCt - Fluxo de caixa no período t;
- r - Taxa de custo de capital ou taxa de retorno;
- t – Período.

Dessa forma, caso o VPL resulte em um valor superior a 0, o investimento é viável financeiramente, caso seja igual a 0 ele é indiferente, sendo necessário uma análise com outras métricas para tomar a decisão de investimento. E caso seja inferior a 0, ele é inviável, sendo mais interessante optar por outro investimento.

2.11.6 TMA (TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE) E CUSTO DE OPORTUNIDADE

A taxa mínima de atratividade (TMA) é a taxa de retorno financeiro a qual um determinado projeto precisa alcançar para se tornar atrativo, caso contrário o mesmo deve ser rejeitado. É o rendimento mínimo de uma segunda melhor alternativa do mercado (Kassai, 1996).

2.11.7 TIR (TAXA INTERNA DE RETORNO)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador financeiro utilizado para avaliar a viabilidade de investimentos. Em outras palavras, a TIR é a taxa de retorno esperada de um fluxo de caixa projetado ao longo do tempo. Quanto maior a TIR, mais atrativo tende a ser o investimento.

A TIR é amplamente utilizada em análises de investimentos, auxiliando na tomada de decisão sobre a viabilidade econômica de um projeto. Seu principal objetivo é indicar se o retorno esperado de um investimento compensa os riscos envolvidos. Ela é comparada com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), que representa o mínimo aceitável de retorno para um investidor. Se a TIR for superior à TMA, o investimento é considerado viável.

O cálculo da TIR é baseado na fórmula do Valor Presente Líquido (VPL), onde a soma dos fluxos de caixa futuros descontados a uma taxa de retorno deve ser igual a zero, como demonstrado na equação 5:

$$VPL = \sum \frac{FCt}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (5)$$

Onde:

- FCt = Fluxo de caixa no período t;
- TIR = Taxa Interna de Retorno;
- t = Período do fluxo de caixa.

A resolução dessa equação não pode ser feita de forma algébrica simples, sendo geralmente obtida por métodos iterativos ou pelo uso de softwares financeiros, como Excel (função TIR()), calculadoras financeiras ou ferramentas estatísticas.

A principal vantagem da TIR é que ela fornece uma métrica intuitiva e comparável para avaliar diferentes investimentos. Seu uso permite que empresas e investidores determinem quais projetos apresentam melhor retorno ajustado ao risco. Alguns modelos de negócios que utilizam a TIR como métrica são: energia e infraestrutura, setor imobiliário, startups e *private equity*, indústria e expansão empresarial.

2.11.8 LCOE (LEVELIZED COST OF ENERGY)

O Custo Nivelado de Energia (LCOE, na sigla em inglês) é uma métrica financeira utilizada para avaliar o custo médio de produção de energia ao longo da vida útil de um sistema de geração de energia, como uma usina fotovoltaica. Ele representa o custo por unidade de energia produzida (geralmente em R\$/kWh) e é essencial para comparar a viabilidade econômica de diferentes fontes de energia ou tecnologias dentro de um mesmo projeto.

O LCOE é calculado dividindo-se o custo total do projeto pela quantidade total de energia que será gerada ao longo de sua vida útil. A fórmula simplificada é representada pela equação 6:

$$LCOE = \frac{CT}{EP} \quad (6)$$

Onde CT é o custo total do projeto, incluindo os investimentos iniciais (Capex), custos operacionais (Opex) e o valor residual dos equipamentos ao final da vida útil, e o EP é a energia total produzida durante a vida útil do sistema, medida em kWh.

Embora o LCOE tenha sido inicialmente desenvolvido para comparar diferentes fontes de energia, sua aplicação dentro do setor fotovoltaico é igualmente relevante.

Ele permite avaliar e comparar diferentes produtos, tecnologias e configurações de sistemas solares, auxiliando na identificação das soluções mais eficientes e econômicas. Alguns fatores comuns que podem influenciar essa métrica são: qualidade e eficiência dos módulos solares, custos de instalação e manutenção e condições climáticas locais. Ao considerar esses fatores, é possível otimizar o projeto fotovoltaico para alcançar um LCOE mais competitivo, garantindo a viabilidade econômica e a sustentabilidade do empreendimento.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O modelo de negócio de locação de equipamentos de usinas solares, também conhecido popularmente como aluguel de usinas, ou simplesmente, de energia por assinatura, vem se tornando cada vez mais expressivo dentro do mercado de geração distribuída no Brasil. Sendo um modelo recente, visto que apenas após a Resolução Normativa 687/2015, foi possível haver novas formas e modalidades de geração, como a geração remota, onde há a compensação dos créditos em uma unidade consumidora diferente da unidade em que foi gerada a energia e a geração compartilhada, beneficiando múltiplos consumidores que estejam dentro da mesma área de concessão da distribuidora.

Desde 2015, essa modalidade de negócio vem se tornando cada vez mais atraente financeiramente, se dando em grande parte pelo barateamento dos equipamentos solares e também pela sua vantagem competitiva em relação a outros modelos como o *turnkey*, pois enquanto neste último, há a compra do sistema fotovoltaico pelo consumidor final, que precisará despender de altos valores financeiros a depender do tamanho do sistema desejado, muitas vezes precisando realizar financiamentos bancários, dessa forma, os custos são bastante inferiores ao da aquisição do equipamento pelo cliente, que neste modelo apenas pagará sobre aquilo que for compensado nas suas unidades consumidoras. Sendo assim, diversos estudos e trabalhos foram realizados, envolvendo especificamente este modelo de negócio.

Para realizar a revisão bibliográfica, foi feita uma pesquisa nos meios de busca pela internet, utilizando os termos e palavras chaves: locação de equipamentos,

usinas de aluguel, energia por assinatura e modelos de negócio em energia solar, visto que são os principais termos utilizados no mercado e nos meios de comunicação para se referir a este modelo de negócio.

Foi possível encontrar diversos trabalhos, entre teses e dissertações, que abordaram pelo menos um dos conceitos pesquisados utilizando as palavras chaves mencionadas acima. Foram selecionados os trabalhos que envolviam, em específico, o modelo de negócio de locação de equipamentos. Desta forma, foi realizada uma pré-leitura, na qual foram selecionados 9 trabalhos, cujos autores, títulos e objetivos gerais podem ser vistos na tabela 1.

Tabela 1 – Resumo dos objetivos dos principais trabalhos selecionados

Autor(es) e ano de publicação	Título da pesquisa/trabalho	Objetivo
Rodrigo Campos de Souza (2020)	Modelos de negócio para micro e minigeração distribuída fotovoltaica no Brasil: Características e impactos com a alteração da compensação da energia	Identificar os modelos de negócios fotovoltaicos praticados no país, no âmbito da Resolução Normativa nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e verificar os impactos das mudanças da compensação da energia na atratividade do investimento.
Lucas Lustosa Schuina (2021)	Estudo de viabilidade técnica e econômica de implementação de uma usina solar voltada para a locação de equipamentos como modelo de negócio de uma fazenda solar.	Analisar os principais requisitos técnicos e econômicos para construção de uma fazenda solar no estado do Espírito Santo, e avaliar sua viabilidade financeira
Leonardo Hausen e Vinícius Locatelli (2022)	Estudo de viabilidade econômica de locação de usina solar como modelo de negócio utilizando a infraestrutura da concessionária de energia elétrica	Realizar um estudo de viabilidade para um consumidor com perfil ideal para locação de uma usina solar fotovoltaica localizada no interior do Paraná
Samuel Lino de Abreu Neto (2023)	Análise de viabilidade técnico-econômica de implantação de usina solar fotovoltaica a partir de modelo de negócios baseado em locação de equipamentos	Analisar a viabilidade técnico-econômica de uma usina solar de minigeração e comparar as economias de uma unidade do subgrupo B3 nas modalidades tarifa branca, convencional e convencional com 15% de desconto.
Victor Hugo Brito Cantalice (2024)	Energia por assinatura: Estudo de caso com microgeração distribuída	Apresentar o cenário atual da geração distribuída fotovoltaica e um breve estudo dos impactos da geração solar fotovoltaica, incluindo aspectos sociais, econômicos e técnicos.

José Aury De Albuquerque Filho (2024)	Análise e viabilidade técnica e financeira para uma usina solar fotovoltaica de minigeração para locação após implementação da lei 14.300	Analisar a viabilidade técnica e financeira de uma usina solar de minigeração para locação, considerando os impactos da Lei 14.300 e seu potencial de retorno diante das mudanças regulatórias. O estudo analisa a locação de usinas solares no Brasil, abordando aspectos regulatórios, contratuais e a rentabilidade do investimento, com base em estudos de caso e indicadores financeiros.
Caio Braga Sampaio (2023)	Viabilidade de Investimentos em Locação de Usinas Solares no Brasil	O estudo investiga o modelo de energia solar por assinatura, analisando suas vantagens, limitações e impacto na transição energética. Também avalia os fatores que influenciam a migração para esse modelo, identificando melhorias.
Clarissa Fensterseifer (2023)	Energia Solar por Assinatura: Modelo de Negócio e Migração	O estudo tem como objetivo principal analisar a viabilidade técnica e financeira de uma usina solar fotovoltaica de 5MW na modalidade de aluguel de equipamentos, dentro do contexto da geração distribuída no Brasil.
Rafael Américo Pereira Pires (2018)	Análise de Viabilidade Técnico-Econômica de Usina Solar Fotovoltaica de 5MW na Modalidade de Aluguel de Equipamentos na Geração Distribuída	

Fonte: Autores (2025)

Após a realização do estudo bibliográfico dos trabalhos acima, é possível verificar que o tema, apesar de recente, já vem sendo amplamente discutido e estudado, como o de Fensterseifer (2023), que explorou em detalhes as características deste modelo sobre o ponto de vista do cliente e de Sampaio (2023) que apresenta os principais aspectos contratuais deste modelo, e analisa sua viabilidade em diferentes regiões do Brasil, enquanto que Pires (2018), se aprofunda nos aspectos regulatórios aos quais esta modalidade está enquadrada, bem como realiza uma análise de riscos e viabilidade econômica dela. Outros, como de Abreu

Neto (2023) e Albuquerque Filho (2024) realizam uma análise de viabilidade de usinas de minigeração voltadas a este modelo, definindo premissas econômicas, tributárias e contratuais relativas a esta modalidade.

Apesar da diversidade de abordagens e de metodologias empregadas na análise deste modelo de negócio, ainda há lacunas a serem preenchidas, como o estudo de desempenho econômico em usinas já atuantes neste modelo de negócio, averiguando, por exemplo, maneiras de aumentar sua produtividade, melhorando seu retorno financeiro, utilizando para tanto de melhorias técnicas e tecnológicas.

Deste modo, o presente trabalho busca abordar este cenário, visto que usinas dedicadas a esta modalidade já estão disseminadas por todo o Brasil, sendo impulsionado pelo crescimento do mercado da geração distribuída (Sunne360, 2024), assim, a demanda por soluções que incrementem o retorno e a viabilidade desses investimentos está cada vez mais em alta.

4. METODOLOGIA

Um estudo da literatura sobre o modelo de negócio de locação de usinas solares, apresentando os principais trabalhos, dissertações e teses sobre assuntos relacionados a esse tema específico, descrevendo brevemente sobre seus objetivos e metodologias, bem como as conclusões alcançadas nesses trabalhos foi elaborado. Em seguida, realizou-se o levantamento de custos, o retorno gerado e o retorno previsto para a usina estudada, localizada na cidade de Pesqueira - PE, que atua como uma unidade voltada à modalidade de aluguel de equipamentos desde 2022. Com os dados obtidos e estimados, tornou-se possível efetuar uma análise técnico-econômica da usina, utilizando métricas como *payback*, VPL, TIR e LCOE.

Em seguida, foram realizadas simulações utilizando o software especializado, PVSYST, da usina estudada, após a aplicação de modificações técnicas e tecnológicas. Entre as tecnologias consideradas nessas modificações, destacam-se a substituição dos módulos monofaciais por módulos bifaciais, o uso de otimizadores de potência e de rastreadores solares (*trackers*).

Para cada cenário projetado, uma análise econômica foi desenvolvida, utilizando métodos e métricas como fluxo de caixa, *payback*, valor presente líquido

(VPL), taxa interna de retorno (TIR) e custo nivelado de energia elétrica (LCOE). Após esta etapa, os valores obtidos na análise financeira foram comparados para cada um dos cenários definidos com o cenário base, que é aquele ao qual foram utilizados os dados da usina em seu estado original, sem alterações. Assim, observações de como cada uma das alterações impactaram no retorno do investimento, podendo ao final verificar se há maneiras viáveis de otimizar o desempenho econômico de usinas voltadas ao modelo de aluguel e que já estão em operação, além de obter uma visão ampla sobre a atratividade desse modelo de negócio no estado de Pernambuco foram pontuadas.

Dessa forma, o objetivo destas análises foi compreender o impacto das melhorias técnicas e tecnológicas consideradas no retorno sobre o investimento, permitindo, ao final da análise, a identificação de estratégias para otimizar tanto o rendimento quanto a rentabilidade de usinas voltadas a este modelo de negócio.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inicialmente, foram estabelecidas as premissas técnicas, econômicas e contratuais que servirão de base para este estudo. As principais premissas consideradas neste trabalho foram listadas abaixo.

1. **Característica do local de construção da usina:** Foram assumidas condições topológicas similares para cada cenário projetado no local de instalação da usina, dessa forma foi considerado, em todas as simulações, um solo de albedo e declividade idênticos. Também consideramos condições ideais de sombreamento, não havendo projeção de sombras causadas por construções ao redor, vegetação ou outros objetos.
2. **Custos com equipamentos do SFV, mão de obra e outros materiais:** Os custos associados ao kit solar, como módulos, inversores e demais equipamentos e materiais utilizados na construção da usina, em todos os cenários abordados, foram estimados com base em pesquisas de mercado, sendo considerado o preço atual que constava no momento da realização da pesquisa do presente trabalho. Outros custos, como mão de obra e custos de

terreno e arrendamento também foram estimados com base em pesquisas e consultas a representantes da empresa gestora da usina estudada.

3. **Premissas contratuais:** Na análise de viabilidade econômica, foi considerado que todo o injetado da usina será utilizado pelo cliente no mesmo ciclo de faturamento em que ocorreu a injeção dos créditos. O cliente considerado na análise será de baixa tensão (Grupo B), com suas unidades consumidoras localizadas na cidade de Recife - PE. Foi definido que a tarifa compensável (a qual é calculado o desconto) é determinada a partir da tarifa da distribuidora local (Neoenergia Pernambuco), sendo ela variável mensalmente.
4. **Premissas tributárias e macroeconômicas:** Na projeção de valores dos cenários econômicos, foi levada em consideração o valor de reajuste tarifário de 6% ao ano, sendo determinado com base na média de reajuste dos últimos 10 anos (2014-2024). A taxa de inflação considerada nas projeções foi de 5%, com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado dos últimos 12 meses, averiguado em fevereiro de 2025 no valor de 5,06% (IBGE, 2025).

O regime tributário sobre a receita bruta do empreendimento utilizado neste trabalho foi o Simples Nacional, visto que este é voltado para pequenas empresas com faturamento anual de até R\$4,8 milhões. Assim, como o faturamento anual está abaixo do limite de R\$ 180 mil anuais, e considerando o enquadramento da atividade no CNAE 77.39-0-99 - Aluguel de outras máquinas e equipamentos comerciais e industriais não especificados anteriormente, sem operador, o imposto de renda aplicado é de 6% sobre o faturamento, conforme resolução CGSN nº140 (BRASIL, 2018).

5.1 CARACTERÍSTICAS DA USINA OBJETO DE ESTUDO

A usina selecionada como objeto de estudo para este trabalho está localizada na cidade de Pesqueira – PE, tendo estrutura fixa de solo e possuindo uma potência nominal de 50 kW. A usina foi escolhida devido ao tempo em funcionamento, estando ativa desde 2022, desta forma, possuindo um bom período de dados reais para serem utilizados nas análises.

A usina conta com 120 módulos da marca Canadian Solar, modelo CS6W-545MS MONO FACIAL, e 1 inversor do tipo String, da marca Growatt, modelo 50 MACKTL3-X LV, com 3 MPPTs e um total de 10 strings. Na configuração original, a usina atinge uma potência de pico de 65,40 kWp e um FDI de 0,764. Os módulos estão organizados em 8 strings, cada uma composta por 15 módulos em série, instalados com uma inclinação de 10° em relação ao solo e um azimute de 0° em relação ao Norte.

A usina iniciou suas operações em 2022, porém, passou a atuar no modelo de locação de equipamentos apenas a partir do início de 2023. Nesse formato, a energia gerada é convertida em créditos na rede elétrica para compensar o consumo de um cliente de baixa tensão (Grupo B), localizado em Recife – PE, cujo perfil de consumo é compatível com a energia produzida pela usina. Como não possui consumo próprio, 100% da energia gerada é injetada na rede.

O aluguel cobrado ao cliente é precificado de acordo com a tarifa aplicada sobre sua fatura no mês em que houve o abatimento, sendo assim, do tipo variável. O aluguel é cobrado mensalmente através de boleto bancário. Na tabela 8, são mostrados os valores injetados pela usina, o compensado pela unidade do cliente, a tarifa aplicada, e o valor faturado, que é o valor do aluguel cobrado pelo locador sobre a energia compensada na unidade do locatário, obtido através da multiplicação da energia compensada pela tarifa, com a aplicação do desconto oferecido, neste caso, de 20%.

Tabela 8 – Valores da energia injetada na rede, compensado, tarifa aplicada e o valor faturado

MÊS	ENERGIA INJETADA (kWh)	ENERGIA COMPENSADA (kWh)	TARIFA (R\$)	VALOR FATURADO (R\$)
jan/23	10.480,80	10.380,80	R\$ 0,906	R\$ 7.522,79
fev/23	10.335,60	10.235,60	R\$ 0,906	R\$ 7.417,56
mar/23	9.021,10	8.921,10	R\$ 0,903	R\$ 6.444,87
abr/23	9.552,40	9.452,40	R\$ 0,896	R\$ 6.775,48
mai/23	9.830,70	9.730,70	R\$ 0,941	R\$ 7.321,97
jun/23	7.498,70	7.398,70	R\$ 0,978	R\$ 5.786,02

MÊS	ENERGIA INJETADA (kWh)	ENERGIA COMPENSADA (kWh)	TARIFA (R\$)	VALOR FATURADO (R\$)
jul/23	6.756,20	6.656,20	R\$ 0,979	R\$ 5.215,21
ago/23	8.055,30	7.955,30	R\$ 0,973	R\$ 6.192,09
set/23	8.398,50	8.298,50	R\$ 0,973	R\$ 6.459,22
out/23	4.308,70	4.208,70	R\$ 0,985	R\$ 3.317,43
nov/23	10.990,10	10.890,10	R\$ 0,976	R\$ 8.503,04
dez/23	10.879,00	10.779,00	R\$ 0,987	R\$ 8.514,34
jan/24	9.119,00	9.019,00	R\$ 1,009	R\$ 7.282,58
fev/24	9.630,50	9.530,50	R\$ 1,015	R\$ 7.741,93
mar/24	9.841,70	9.741,70	R\$ 1,008	R\$ 7.858,72
abr/24	9.449,00	9.349,00	R\$ 1,006	R\$ 7.524,57
mai/24	8.443,60	8.343,60	R\$ 0,990	R\$ 6.608,55
jun/24	7.685,70	7.585,70	R\$ 0,985	R\$ 5.976,96
jul/24	6.840,90	6.740,90	R\$ 1,015	R\$ 5.474,05
ago/24	7.728,60	7.628,60	R\$ 1,015	R\$ 6.194,92
set/24	9.542,50	9.442,50	R\$ 0,984	R\$ 7.436,22
out/24	9.189,40	9.089,40	R\$ 1,084	R\$ 7.884,41
nov/24	11.502,70	11.402,70	R\$ 1,024	R\$ 9.338,05
dez/24	10.442,30	10.342,30	R\$ 0,987	R\$ 8.169,40

Fonte: Base de dados TR Energia Solar (2024)

A partir dos dados obtidos, para os dois primeiros anos de atuação da usina nesta modalidade de negócio, pudemos observar que seu desempenho esteve um pouco abaixo do esperado, visto que houve meses em que a energia gerada foi abaixo da prevista devido a problemas técnicos ocorridos, como é o caso do mês de outubro de 2023. No entanto, observando a média dos últimos dois anos, a geração se manteve dentro do previsto, tendo uma variação média de 10% em relação ao resultado simulado. Vale destacar que o valor faturado não é fixo, variando conforme a energia compensada. Essa energia compensada pode ser igual ou diferente da energia injetada no mês, dependendo do consumo final do cliente.

A tarifa média de 2024 teve um acréscimo de 6,3% em relação à média do ano anterior, como visto na tabela 9, isto se deu devido a ao acréscimo causado pelo acionamento das bandeiras tarifárias, que tiveram ocorrência nos meses de julho (Amarela), setembro (Vermelha), outubro (Vermelha) e novembro (Amarela) de 2024,

enquanto no ano de 2023 não houve acionamentos. Desta forma, a diferença percentual entre estes anos excedeu o acréscimo decorrente do reajuste tarifário, que decresceu em 2,63% entre os anos de 2023 e 2024 (ANEEL, 2024).

Tabela 9 – Comparação da tarifa média entre 2023 e 2024.

ANO	GERAÇÃO TOTAL (kWh)	GERAÇÃO	
		MÉDIA MENSAL (kWh)	TARIFA MÉDIA
2023	106.107,10	8.842,26	R\$ 0,950
2024	109.415,90	9.117,99	R\$ 1,010

Fonte: Base de dados TR Energia Solar (2024)

No entanto, para projeção dos cenários futuros, será assumida que não haverá acréscimos decorrentes de bandeiras tarifárias, visto que a longo prazo seu efeito é diluído. Assim, será assumido que a tarifa sofrerá um reajuste anual de 6%, baseado no observado dos últimos 10 anos.

5.2 DIFERENTES TECNOLOGIAS

Para projeção de diferentes cenários, foi simulada a substituição de equipamentos originais da usina estudada, por equipamentos alternativos, considerando diferentes tecnologias em módulos, inversores, e outros equipamentos auxiliares.

Desta forma, diferentes configurações foram projetadas, realizando combinações de tecnologias alternativas que poderiam ser empregadas na usina sem afetar a potência nominal original (50 kW), visto que caso alterada, seria necessária nova solicitação de acesso e vistoria, o que levaria a perda do direito adquirido, já que a usina foi implementada anteriormente ao Marco Legal da Micro e Minigeração (Lei nº 14.300/2022, ANEEL).

Assim, utilizando tecnologias e modificações que melhorem ou otimizem o desempenho da usina, sem afetar a potência nominal, foram selecionados 4 (quatro) tipos de tecnologias e alterações que poderiam ser empregadas, sendo elas:

- Adição de módulos, diminuindo o FDI da usina;
- Substituição por módulos bifaciais;
- Utilização de otimizadores de potência;
- Utilização de rastreadores solares.

Também foram consideradas combinações dessas tecnologias, como o uso de módulos bifaciais com adição de módulos a mais, módulos bifaciais com otimizadores de potência e módulos bifaciais com rastreadores solares. Para cada caso, foram projetadas e simuladas, através do software PVSYST, a usina original com as alterações propostas acima, determinando também, a geração prevista.

Assim, ao total foram realizados 11 (onze) cenários alternativos, para cada caso, realizou-se um levantamento de custos relacionados ao CAPEX e OPEX através de pesquisas de mercado

A partir de pesquisas de mercado, foram selecionadas as marcas e modelos das tecnologias adotadas neste trabalho. Como preceito, foram selecionados os modelos cujos custos-benefícios fossem mais atrativos, considerando as necessidades técnicas da usina, como espaço disponível e limites de tensão e corrente compatíveis com os outros equipamentos utilizados.

Para escolha do módulo bifacial, foi optado por utilizar um com mesma potência do módulo monofacial original, de 545W, e de mesma marca, para que o único aspecto variável nesta análise seja o impacto da bifacialidade do módulo no desempenho e retorno econômico da usina.

Dessa forma, os equipamentos das tecnologias alternativas selecionadas estão listados na tabela 10:

Tabela 10 – Equipamentos das tecnologias alternativas utilizados nas simulações

EQUIPAMENTO	MARCA	MODELO	PREÇO UNITÁRIO
MÓDULO BIFACIAL	CANADIAN SOLAR	CS6W-545MB-AG	R\$820,00
OTIMIZADOR DE POTÊNCIA	TIGO	TS4-A-O	R\$ 480,00
RASTREADOR SOLAR	STI	NX Gemini	R\$ 750/kWp

Fonte: autores (2025)

5.3 SIMULAÇÕES NO PVSYSY

Utilizando o software PVsyst, realizou-se simulações da usina com a aplicação de tecnologias alternativas à empregada de fato. Como mencionado anteriormente, realizaram-se 12 simulações, considerando também o caso original da usina estudada (Caso base). Para facilitar o entendimento, foram feitas abreviações para se referir a cada cenário ao longo do trabalho, como pode ser consultado na tabela 11.

Tabela 11 – Características dos cenários simulados no software PVsyst e como serão referidos ao longo do trabalho.

ABREVIACÃO	FDI = 0,764 (120 módulos)	ABREVIACÃO	FDI = 0,716 (128 módulos)
BASE	Caso Base (Sem alterações)	MONO (FDI 0,71)	Módulos monofaciais
BIFACIAL (FDI 0,76)	Uso de módulos bifaciais	BIFACIAL (FDI 0,71)	Uso de módulos bifaciais
MONO + OTMZD (FDI 0,76)	Módulos monofaciais + Otimizadores de potência	MONO + OTMZD (FDI 0,71)	Módulos monofaciais + Otimizadores de potência

BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,76)	Módulos bifaciais + Otimizadores de potência	BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,71)	Módulos bifaciais + Otimizadores de potência
MONO + TRACKERS (FDI 0,76)	Módulos monofaciais + Rastreadores (Trackers)	MONO + TRACKERS (FDI 0,71)	Módulos monofaciais + Rastreadores (Trackers)
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,76)	Módulos bifaciais + Rastreadores (Trackers)	BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,71)	Módulos bifaciais + Rastreadores (Trackers)

Fonte: autores (2025)

Em todas as simulações foi considerado o mesmo layout e posicionamento dos módulos que no caso real. Também foram assumidos os mesmos parâmetros de temperatura, irradiância, e refletividade do solo. Os valores mensais de Irradiância foram obtidos da Base de dados Metonorm 8.2 para a cidade de Pesqueira – PE, com localização nas coordenadas de latitude: -8,3574 e longitude: -36,6968.

Os valores de geração total do ano 1, encontrados em cada simulação, estão dispostos na tabela 12.

Tabela 12 – Geração total do ano 1 obtida em cada simulação realizada no PVsyst

FDI 0,764 (120 módulos)	Geração (kWh)	FDI 0,716 (128 módulos)	Geração (kWh)
BASE	116.410	MONO (FDI 0,71)	121.400
BIFACIAL (FDI 0,76)	120.850	BIFACIAL (FDI 0,71)	126.110
MONO + OTMZD (FDI 0,76)	117.660	MONO + OTMZD (FDI 0,71)	122.920

BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,76)	122.260	BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,71)	127.480
MONO + TRACKERS (FDI 0,76)	122.350	MONO + TRACKERS (FDI 0,71)	127.700
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,76)	127.510	BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,71)	132.760

Fonte: autores (2025)

5.4 CÁLCULO DE CUSTOS COM CAPEX E OPEX PARA CADA CENÁRIO

Para cada cenário projetado, foi realizado o orçamento com materiais, equipamentos e serviços de construção e instalação das modificações necessárias. Tendo como premissa, utilizar o mínimo de material necessário para a modificação pretendida, foi determinado os custos associados em cada uma delas.

Nos casos que há a substituição os módulos monofaciais por módulos bifaciais, é abatido do custo o valor de revenda desses equipamentos, que serão revendidos por um preço inferior ao de compra, sendo precificado com base no método da depreciação acelerada (Guia da Energia, 2024), que neste trabalho, será assumido como de 20% no primeiro ano de uso do equipamento, e de 5% nos próximos anos. Dessa forma, os módulos fotovoltaicos revendidos terão uma depreciação acumulada de 27,8% após 3 anos de sua aquisição, de acordo com os cálculos elaborados através da equação 7.

$$De = P * (1 - 0,2) + (1 - 0,05)^{n-t} \quad (7)$$

onde:

- De - Valor de revenda do equipamento;

- P - Preço de compra do equipamento;
- n - Tempo de vida do equipamento.

Assim, o custo líquido do investimento extra associado a cada cenário alternativo com a substituição por módulos bifaciais foi determinado, conforme tabela 13. A lista de materiais e equipamentos para cada cenário encontra-se no Apêndice A.

Tabela 13 - Custo líquido com investimentos extras para cada cenário simulado.

FDI 0,764 (120 módulos)	CUSTO LÍQUIDO	FDI 0,716 (128 módulos)	CUSTO LÍQUIDO
BASE	R\$ 0,00	MONO (FDI 0,71)	R\$ 10.035,87
BIFACIAL (FDI 0,76)	R\$ 71.048,17	BIFACIAL (FDI 0,71)	R\$ 81.552,92
MONO + OTMZD (FDI 0,76)	R\$ 70.680,00	MONO _ OTMZD (FDI 0,71)	R\$ 82.080,92
BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,76)	R\$ 128.648,17	BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,71)	R\$ 143.003,97
MONO + TRACKERS (FDI 0,76)	R\$ 55.050,00	MONO + TRACKERS (FDI 0,71)	R\$ 67.691,96
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,76)	R\$ 126.098,17	BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,71)	R\$ 139.346,37

Fonte: autores (2025)

Além dos custos extras com materiais, equipamentos e serviços, foi também levado em consideração os custos extras com O&M, visto que haverá um acréscimo na quantidade de equipamentos em alguns casos, o que resultará num aumento dos custos com serviços de operação e manutenção.

Nos casos em que houve a instalação de rastreadores no SFV, considerou-se também os custos associados à manutenção dos motores e estrutura, que deverão ocorrer a cada 6 meses. E a sua substituição do motor a cada 5 anos.

Dessa forma, foi assumido que o custo da manutenção do sistema de rastreamento é de R\$ 1.500 por mesa, ocorrendo a cada 6 meses. E o custo da substituição do motor é de R\$ 6.000, ocorrendo a cada 5 anos. Assim, durante a vida útil da usina, serão realizadas 4 relocalizações de motores.

5.5 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Nesta etapa, serão apresentados os principais resultados após as simulações de fluxo de caixa em cada cenário proposto, utilizando as principais métricas mencionadas acima.

5.5.1 FLUXO DE CAIXA

Na modelagem do fluxo de caixa, foram contabilizadas as entradas e saídas conforme tabela 14.

Tabela 14 – Modelagem do fluxo de caixa

MODELAGEM DO FLUXO DE CAIXA

(+) RECEITA BRUTA	ALUGUEL DA USINA
(-) DESPESAS	(-) INVESTIMENTO INICIAL (CAPEX)
	(-) INVESTIMENTO EXTRA
	(-) O&M
	(-) CUSTO LOCAL
	(-) CUSTO DE DISPONIBILIDADE
	(-) GESTÃO
	(-) SEGURO

= EBITDA	
(-) JUROS	*APENAS NO CASO DE FINANCIAMENTO
(-) AMORTIZAÇÃO	
(-) IMPOSTOS	SIMPLES NACIONAL (6%)
= LUCRO LÍQUIDO	
= FLUXO DE CAIXA FINAL	

Fonte: autores (2025)

Utilizando como premissas, a taxa de desconto ofertada ao cliente de 20%, a taxa de gestão 10%, o custo com o local e arrendamento, foi determinado o fluxo de caixa dos 12 cenários, cujos valores estão dispostos no apêndice B.

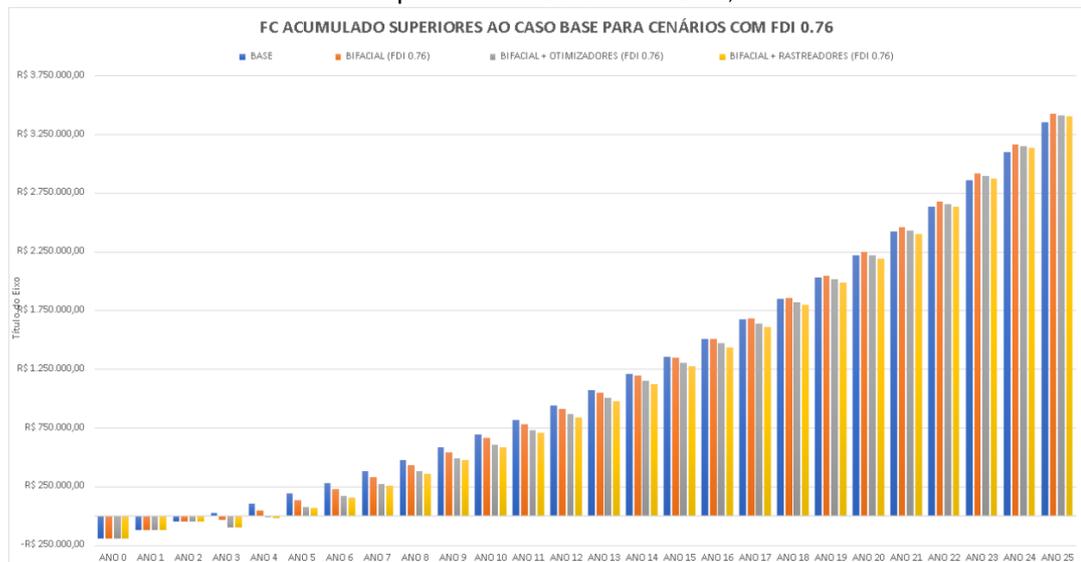
Tabela 15 – Fluxo de caixa acumulado em um horizonte de 25 anos para os cenários sem aumento no número total de módulos do SFV (FDI 0,76)

CENÁRIOS	MONTANTE 25 ANOS
CASO BASE	R\$ 3.349.219,38
BIFACIAL (FDI 0,76)	R\$ 3.422.524,73
MONO + OTMZD (FDI 0,76)	R\$ 3.317.643,78
BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,76)	R\$ 3.411.693,70
MONO + TRACKER (FDI 0,76)	R\$ 3.311.093,47
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,76)	R\$ 3.401.468,25

Fonte: autores (2025)

Nos cenários em que não houve aumento na quantidade de módulos, mantendo o FDI em 0,76, o valor do montante ao final da vida útil da usina foi superior em todos os casos em que os módulos monofaciais foram substituídos por bifaciais, quando comparado ao fluxo de caixa acumulado da usina em seu estado original. O maior aumento, de aproximadamente 2% ou cerca de R\$ 73 mil reais, em relação ao caso base, ocorreu na substituição exclusiva dos módulos monofaciais por bifaciais, sem outras modificações. A comparação entre estes fluxos pode ser vista na figura 19, abaixo.

Figura 19 - Comparativo dos fluxos de caixa acumulados superiores ao fluxo acumulado no caso base para os cenários com FDI 0,76

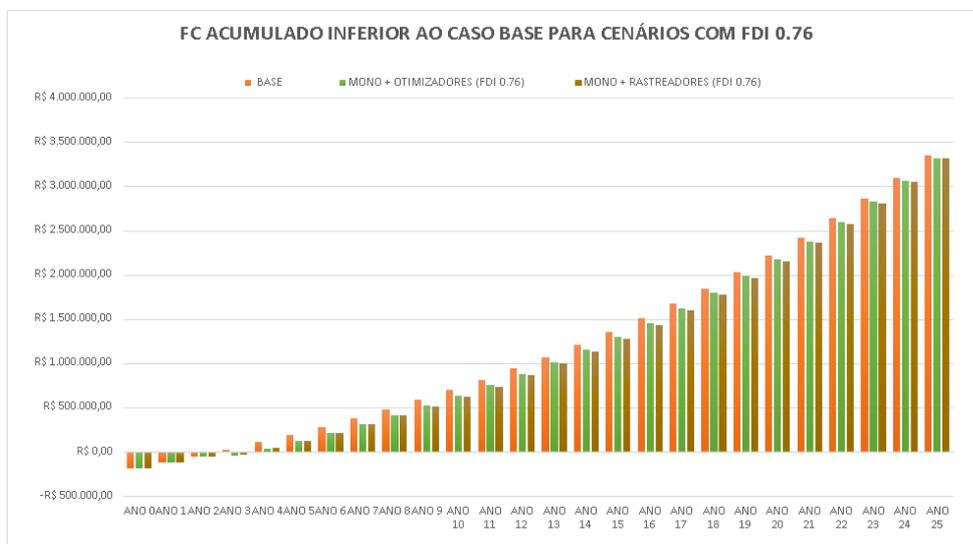


Fonte: autores (2025)

Com base nos resultados apresentados no gráfico da figura acima (figura 19), é possível concluir que a substituição dos módulos monofaciais por módulos bifaciais gerou um fluxo de caixa mais rentável devido ao aumento no retorno financeiro da usina, como mencionado anteriormente na tabela 15, destacando-se como a opção com maior retorno financeiro quando comparada aos outros cenários, observando que neste caso não foi considerado a desvalorização do dinheiro no tempo devido ao custo de oportunidade (TMA), que será realizado posteriormente.

Logo abaixo (figura 20), é possível visualizar o comparativo dos fluxos de caixa acumulados inferiores ao fluxo acumulado no caso base para os cenários com FDI 0,76.

Figura 20 - Comparativo dos fluxos de caixa acumulados inferiores ao fluxo acumulado no caso base para os cenários com FDI 0,76 sem substituição por módulos bifaciais



Fonte: autores (2025)

Com a visualização do gráfico na figura 20, nota-se que, para um FDI 0,76, em todos os casos em que não houve a substituição por módulos bifaciais, mas apenas o uso de outras tecnologias alternativas (otimizadores e rastreador solar), não apresentaram um fluxo de caixa com um retorno maior do que o caso base, tornando assim a usina original, sem modificações, mais rentável do que as possíveis substituições tecnológicas.

Da mesma forma, também foi calculado o fluxo de caixa dos cenários com a diminuição do FDI, adicionando 8 módulos ao sistema, que passou a ter 69,76 kWp de potência pico. A tabela 16 representa os fluxos de caixa calculados para os cenários com um FDI de 0,71.

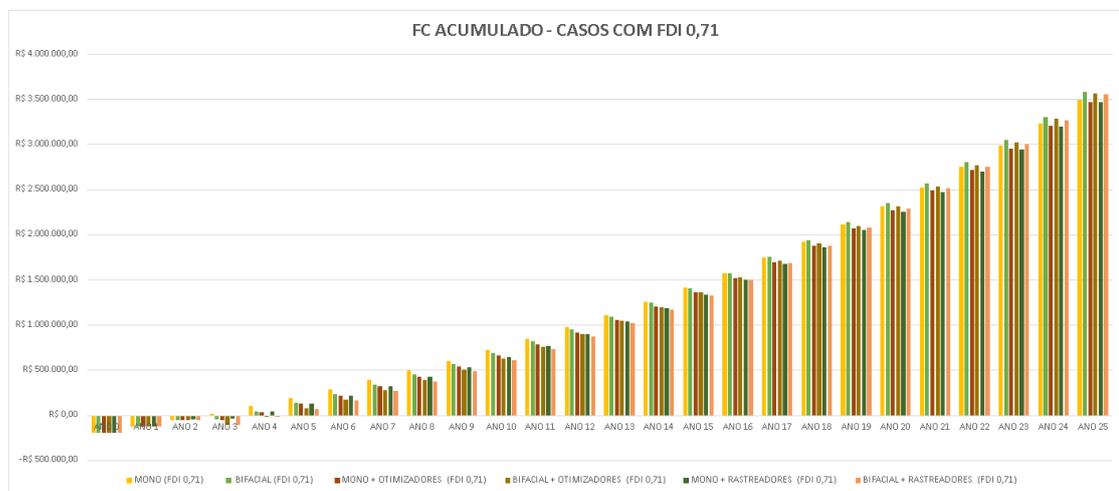
Tabela 16 – Montante acumulado em um horizonte de 25 anos para os cenários com aumento no número total de módulos no SFV (FDI 0,71).

CENÁRIOS	MONTANTE - 25 ANOS
MONO (FDI 0,71)	R\$ 3.495.288,26
BIFACIAL (FDI 0,71)	R\$ 3.576.808,70
MONO + OTMZD (FDI 0,71)	R\$ 3.470.794,16
BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,71)	R\$ 3.560.637,85
MONO + TRACKER (FDI 0,71)	R\$ 3.466.819,33
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,71)	R\$ 3.552.458,52

Fonte: autores (2025)

Após calcular o montante final do caixa ao longo de 25 anos, foi verificado um aumento no valor final em todas as simulações em comparação ao cenário original. O crescimento foi mais significativo nos casos que incluíram a substituição dos módulos fotovoltaicos, com um aumento médio de 8,52% entre os três cenários analisados. O maior incremento, de 8,9%, ocorreu na simulação em que os módulos monofaciais foram substituídos por módulos bifaciais de mesma potência, com a adição de oito unidades ao sistema, sem outras modificações. A representação desses fluxos de caixa é exibida na figura 21.

Figura 21 - Fluxo de caixa acumulado dos diferentes cenários simulados para um FDI de 0,71



Fonte: autores (2025)

A partir dos resultados acima, é possível observar que os montantes obtidos ao final dos 25 anos para os cenários com aumento no número total de módulos (FDI 0,71), tiveram um desempenho consideravelmente superior. Entre os casos com mesmo FDI, para os dois valores, o cenário com maior acumulado foi o que realizou a substituição dos módulos monofaciais por bifaciais. Dessa forma, caso a principal métrica visada seja o montante total, o resultado demonstra que o investimento mais atrativo é a modificação dos módulos por outros mais eficientes, como neste caso, por módulos bifaciais, e, caso seja possível, no aumento da potência pico da usina, com a adição de mais módulos ao sistema.

5.5.2 PAYBACK SIMPLES

Com base nos valores dos fluxos de caixa acumulados para cada cenário, é possível calcular diretamente o *payback* simples. Conforme a tabela 17, nos cenários sem adição de módulos (FDI 0,76), a redução no tempo de retorno do investimento ocorreu apenas no caso em que os módulos monofaciais foram substituídos por bifaciais.

Por outro lado, nos cenários em que houve aumento no número de módulos (FDI 0,71), o *payback* foi superior ao do caso base em todas as situações, tendo o menor entre eles, o cenário em que a única alteração foi a adição de módulos. Enquanto no cenário em que resultou no maior montante ao final dos 25 anos, o tempo de retorno aumentou em praticamente 1 ano.

Tabela 17 – Payback simples para os casos simulados entre os dois FDI's (0,76 e 0,71)

CENÁRIOS	FDI 0,76	FDI 0,71
CASO BASE / MONO	3,68	3,74
BIFACIAL - FIXO	4,45	4,48
MONO COM OTIMIZADORES	4,55	4,62
BIFACIAL COM OTIMIZADORES	5,16	5,23
MONO COM TRACKER	4,37	4,49
BIFACIAL COM TRACKER	5,21	5,26

Fonte: autores (2025)

5.5.3 PAYBACK DESCONTADO

Conforme definido, o *payback* descontado leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, aplicando uma taxa mínima de atratividade (TMA) para descontar os fluxos de caixa futuros. Neste estudo, adotou-se a taxa SELIC projetada para 2025, estimada em 15% segundo o boletim FOCUS Banco Central do Brasil (2025). Além disso, considerando um abatimento de 20% no imposto de renda para o investimento mais atrativo, a taxa efetiva utilizada para a TMA foi ajustada para 12%, conforme demonstrado na equação 8.

$$TMA = 15 \cdot (100\% - 20\%) = 12\% \quad (8)$$

Ao analisar os valores obtidos, verificou-se que, em todos os cenários, o tempo de retorno do investimento foi superior ao do caso base, com exceção do cenário Mono (FDI 0,71). Nesse caso, foi simulada uma expansão no número total de módulos mantendo o modelo e tecnologia, sem substituí-los por módulos bifaciais. No entanto, a diferença observada foi mínima, conforme demonstrado na Tabela 18.

Tabela 18 - *Payback* descontado, calculado para todos os casos simulados

CENÁRIOS	FDI 0,76	FDI 0,71	VAR (%) FDI 0,71/0,76
CASO BASE / MONO	4,38	4,45	1,6%
BIFACIAL - FIXO	5,21	5,24	0,6%
MONO COM OTIMIZADORES	5,35	5,40	0,8%
BIFACIAL COM OTIMIZADORES	6,06	6,11	0,9%
MONO COM TRACKER	5,23	5,28	1,0%
BIFACIAL COM TRACKER	6,20	6,23	0,5%

Fonte: autores (2025)

Analisando o tempo de retorno utilizando este método, observou-se um período mais longo em todos os casos em relação ao *payback* simples, como esperado, devido à desvalorização do dinheiro ao longo do tempo. Nota-se que, em todos os cenários com incremento na quantidade de módulos (FDI 0,71), houve um aumento no tempo de retorno em comparação com os cenários sem esse aumento (FDI 0,76).

As maiores diferenças foram registradas nos casos em que não houve mudanças na tecnologia do módulo, sendo a maior variação observada no caso em que apenas houve o acréscimo de módulos ao sistema, sem outras modificações. No caso com o uso de rastreadores (mono + *tracker*), embora o custo do investimento adicional para essa modificação tenha sido aproximadamente 23% maior no cenário com adição de mais módulos ao sistema, o ganho obtido com o aumento da geração, proporcionado pela maior quantidade de módulos, resultou num tempo de recuperação do investimento apenas 1% maior. Nos casos em que também ocorreram

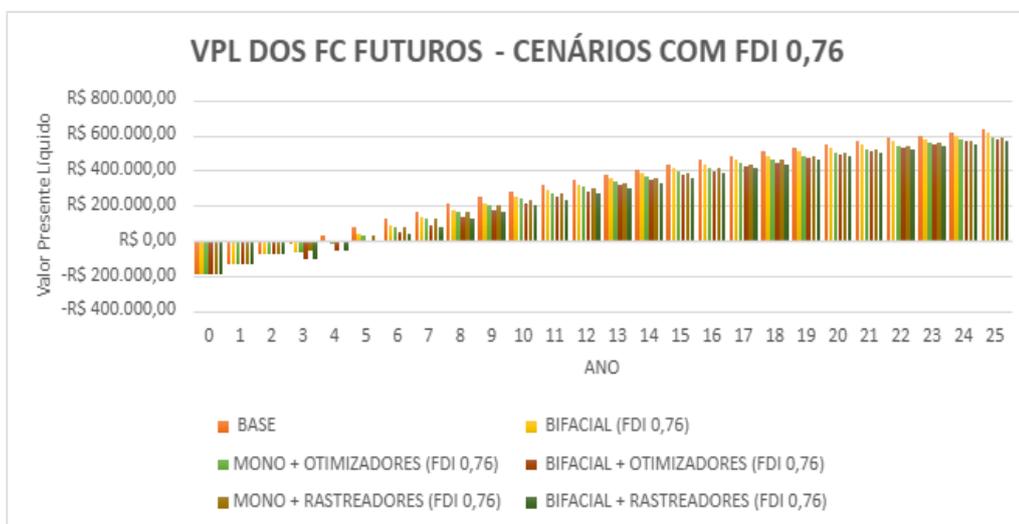
a substituição dos módulos (Bifacial + *tracker*), o tempo de retorno foi cerca de 0,5% maior, apesar do custo do investimento extra ser mais de 10%.

No entanto, visto que a variação entre os tempos de retorno do investimento entre os cenários com FDI 0,76 e 0,71 são muito pequenos (inferiores a 5%), o que indica que o ganho proporcionado pelo aumento no número de módulos, nesse caso, não é suficiente para impactar significativamente o tempo de retorno, considerando a desvalorização do dinheiro decorrente do custo de oportunidade. Assim, essa métrica não será de grande importância na decisão de investimento entre os dois cenários de FDI analisados.

5.5.4 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

Considerando a TMA definida previamente, foi calculado o Valor Presente Líquido para o horizonte de 25 anos, cujos valores do fluxo de caixa trazidos para o presente podem ser visualizados na figura 22 para os casos sem variação do FDI, e na figura 23 para os casos com FDI 0,71. Os valores numéricos calculados nesta etapa para cada cenário se encontram no apêndice C.

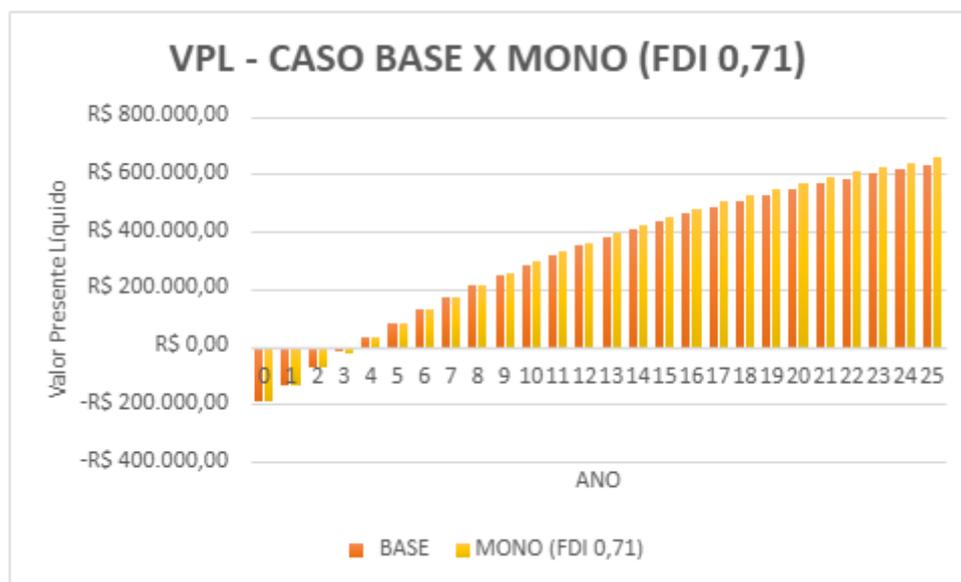
Figura 22 – Valor Presente Líquido dos fluxos de caixa futuros dos cenários com FDI 0,76



Fonte: autores (2025)

Figura 23 – Valor Presente Líquido dos fluxos de caixa futuros dos cenários com FDI 0,71 e cenário Base para comparação

Figura 24 - Comparativo entre os valores presentes dos fluxos de caixa do caso base e do caso com aumento no total de módulos monofaciais (Mono (FDI 0,71))



Fonte: autores (2025)

Na tabela 19, é possível visualizar os VLP ao final dos 25 anos de vida útil do empreendimento para cada cenário, incluindo o cenário base.

Tabela 19 - Valor Presente Líquido após o 25º ano do investimento inicial do empreendimento

VPL	FDI 0,76	FDI 0,71
CASO BASE / MONO	R\$ 630.923,75	R\$ 656.175,88
BIFACIAL	R\$ 613.060,43	R\$ 639.900,67
MONO + OTIMIZADORES	R\$ 588.730,22	R\$ 614.763,59
BIFACIAL + OTIMIZADORES	R\$ 578.446,73	R\$ 602.117,19
MONO + TRACKER	R\$ 584.484,15	R\$ 611.016,45
BIFACIAL + TRACKER	R\$ 567.412,58	R\$ 592.066,17

Fonte: autores (2025)

Com base nos valores estimados, é possível determinar que o investimento extra em equipamentos que otimizem a produção energética da usina nem sempre é economicamente interessante, visto que, em muitos casos o VPL é inferior ao cenário original (Caso Base), no entanto, o resultado observado indica que o investimento em

modificações que se deem apenas em relação aos módulos fotovoltaicos, seja na quantidade ou tecnologia, é viável, visto que o VPL original, ou seja, da usina antes desses investimentos, é inferior ao resultante após esses aprimoramentos.

5.5.5 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

O cálculo da taxa interna de retorno foi feito considerando a mesma taxa mínima de atratividade (TMA), de 12%, ao determinar a taxa que resulte em um VPL igual a 0 para a equação 4 definida anteriormente. Dessa forma, foram encontradas as taxas para cada caso considerado, como pode ser visto na tabela 20.

Tabela 20 – Taxa Interna de Retorno (TIR) para todos os casos simulados.

TIR	FDI 0,76	FDI 0,71
CASO BASE / MONO	41,0%	41,3%
BIFACIAL	37,7%	40,1%
MONO + OTIMIZADORES	36,8%	37,1%
BIFACIAL + OTIMIZADORES	34,3%	36,7%
MONO + TRACKER	37,0%	37,3%
BIFACIAL + TRACKER	33,8%	34,0%

Fonte: autores (2025)

Ao comparar a taxa interna de retorno ao longo da vida útil de 25 anos da usina, observa-se que em todos os casos em que o FDI permaneceu inalterado, a TIR foi inferior à do caso base. Por outro lado, nos cenários em que houve variação do FDI, verificou-se um impacto positivo na TIR no caso em que a única variável alterada foi o total de módulos, com 41,3% de retorno, e no caso em que há também a substituição dos módulos monofaciais por módulos bifaciais de mesma potência, cuja TIR se manteve próxima, tendo uma diminuição de apenas 0,9%.

5.5.6 CUSTO NIVELADO DE ENERGIA ELÉTRICA (LEVELIZED COST OF ELECTRICITY)

Utilizando as projeções de fluxo de caixa estimadas, é possível determinar o custo nivelado da energia produzida pela usina em cada caso simulado. Para isso, os custos considerados, foram os mesmos considerados no cálculo do fluxo de caixa (Tabela 14).

Dessa forma, verificou-se que apenas um caso apresentou um custo por kWh produzido inferior ao do caso base, o Mono (FDI 0,71) obteve um resultado de R\$0,151 por kWh produzido ao longo dos 25 anos de vida útil da usina.

A partir dos valores obtidos, conforme mostrado na tabela 21, é observada a mesma tendência do resultado obtido no cálculo do VPL e da TIR, em que apenas um dos 11 cenários alternativos analisados teve um desempenho financeiro superior ao cenário sem nenhum investimento extra, isto é, no caso base. Tal resultado reforça a constatação de que o investimento em modificações tecnológicas com um alto custo, que otimizem a geração de energia da usina, das consideradas neste trabalho, não são economicamente vantajosas, com exceção do investimento em um maior número de módulos fotovoltaicos, mantendo a tecnologia utilizada inicialmente.

Tabela 21 - Custo Nivelado da Energia Elétrica para cada cenário

LCOE (R\$/kWh)	FDI 0,76	FDI 0,71
CASO BASE / MONO	0,153	0,151
BIFACIAL	0,167	0,165
MONO + OTIMIZADORES	0,170	0,168
BIFACIAL + OTIMIZADORES	0,180	0,178
MONO + TRACKER	0,178	0,175
BIFACIAL + TRACKER	0,189	0,187

Fonte: autores (2025)

5.5.7 COMPARATIVO ENTRE OS CENÁRIOS ALTERNATIVOS E O CASO BASE

Com base nos dados obtidos, foi elaborado um resumo dos resultados alcançados, conforme apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 – Resumo dos resultados dos fluxos de caixa, *payback* simples, VPL, *payback* descontado, TIR e LCOE obtidos

CENÁRIO	FC ACUMULADO	PB SIMPLES (ANOS)	VPL	PB DESCONTADO (ANOS)	TIR	LCOE
BASE	R\$ 3.349.219,38	3,7	R\$ 630.923,75	4,4	41%	R\$ 0,153
MONO - FDI 0,71	R\$ 3.495.288,26	3,7	R\$ 656.175,88	4,5	41%	R\$ 0,151
BIFACIAL (FDI 0,76)	R\$ 3.422.524,73	4,4	R\$ 613.060,43	5,2	38%	R\$ 0,167
BIFACIAL (FDI 0,71)	R\$ 3.576.808,70	4,5	R\$ 639.900,67	5,2	40%	R\$ 0,165
MONO + OTMZD (FDI 0,76)	R\$ 3.317.643,78	4,6	R\$ 588.730,22	5,4	37%	R\$ 0,170
MONO + OTMZD (FDI 0,71)	R\$ 3.470.794,16	4,6	R\$ 614.763,59	5,4	37%	R\$ 0,168
BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,76)	R\$ 3.411.693,70	5,2	R\$ 578.446,73	6,1	34%	R\$ 0,180
BIFACIAL + OTMZDFDI 0,71	R\$ 3.560.637,85	5,2	R\$ 602.117,19	6,1	37%	R\$ 0,178
MONO + TRACKER (FDI 0,76)	R\$ 3.311.093,47	4,4	R\$ 584.484,15	5,2	37%	R\$ 0,178
MONO + TRACKER (FDI 0,71)	R\$ 3.466.819,33	4,5	R\$ 611.016,45	5,3	37%	R\$ 0,175
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,76)	R\$ 3.401.468,25	5,2	R\$ 567.412,58	6,2	34%	R\$ 0,189
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,71)	R\$ 3.552.458,52	5,3	R\$ 592.066,17	6,2	34%	R\$ 0,187

Fonte: autores (2025)

Para comparar os resultados encontrados com o cenário sem investimento extra, é também interessante comparar a variação percentual entre esses cenários alternativos, como se segue na tabela 23 abaixo, onde os valores em vermelho são aqueles que tiveram um desempenho inferior ao caso base.

Tabela 23 - Variação percentual das métricas utilizadas em relação ao caso base.

Var (%) - CASO BASE	FC ACUMULADO	PB SIMPLES	VPL	PB DESCONTADO	TIR	LCOE
MONO - FDI 0,71	4,4%	1,7%	4,0%	1,6%	0,4%	-1,1%
BIFACIAL (FDI 0,76)	2,2%	20,9%	-2,8%	18,9%	-2,4%	9,3%
BIFACIAL - (FDI 0,71)	6,8%	21,7%	1,4%	19,6%	-0,7%	7,8%

Var (%) - CASO BASE	FC ACUMULADO	PB SIMPLES	VPL	PB DESCONTADO	TIR	LCOE
MONO + OTMZD (FDI 0,76)	-0,9%	23,7%	-6,7%	22,1%	-3,2%	11,3%
MONO + OTMZD (FDI 0,71)	3,6%	25,5%	-2,6%	23,1%	-2,8%	9,8%
BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,76)	1,9%	40,3%	-8,3%	38,3%	-4,8%	17,6%
BIFACIAL + OTMZD (FDI 0,71)	6,3%	42,0%	-4,6%	39,5%	-3,1%	16,4%
MONO + TRACKER (FDI 0,76)	-1,1%	18,7%	-7,4%	19,3%	-3,2%	16,2%
MONO + TRACKER (FDI 0,71)	3,5%	21,9%	-3,2%	20,5%	-2,7%	14,7%
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,76)	1,6%	41,5%	-10,1%	41,3%	-5,2%	24,0%
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0,71)	6,1%	43,0%	-6,2%	42,0%	-4,9%	22,4%

Fonte: autores (2025)

Como observado nas tabelas 22 e 23, a partir das principais métricas utilizadas em análises de viabilidade econômica, pode-se concluir que realizar aprimoramentos tecnológicos em usinas deste tipo, nem sempre são vantajosos economicamente, visto que, na maioria dos cenários analisados, os resultados foram inferiores ao cenário original. Apesar disso, algumas modificações se mostraram interessantes, como o incremento na quantidade de módulos, aliado a substituição por outros bifaciais, no caso da usina já não possuir módulos com esta tecnologia. Dentre todos, o caso com melhor desempenho geral foi aquele em que apenas foi simulado o aumento no número de módulos (MONO (FDI 0,71)), visto que neste caso, os desempenhos de todas as métricas foram superiores, com exceção do fluxo de caixa acumulado, que obteve um aumento de 4,4%, enquanto outros três cenários obtiveram valores superiores a esse, sendo esses os casos com FDI 0,71 e uso de módulos bifaciais.

6 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

Diante dos resultados obtidos na análise de viabilidade, é possível concluir que o investimento extra em uma usina solar fotovoltaica já em operação, dedicada ao modelo de negócio de aluguel de equipamentos, que tenha como objetivo a otimização de sua produtividade energética, nem sempre é interessante do ponto de vista econômico. Pois, a partir das métricas utilizadas, foi constatado que em muitos dos casos, o desempenho de tais métricas é inferior ao cenário sem nenhum investimento adicional, como é possível perceber na tabela 23, que mostra a variação percentual delas em relação ao caso base.

No entanto, algumas otimizações são interessantes, como o aumento na quantidade de módulos de mesma tecnologia, dado que houve um incremento significativo tanto no fluxo de caixa, quanto no valor presente líquido, além de uma leve diminuição no tempo de retorno do investimento, no caso em que é considerado o valor do dinheiro no tempo, além de uma diminuição considerável no custo do kWh. A partir dela, podemos observar que o cenário em que houve apenas o incremento no número de módulos (MONO (FDI 0,71)) resultou no melhor desempenho geral, considerando o Valor Presente Líquido como principal métrica.

Assim, podemos concluir que a otimização com o uso de equipamentos como otimizadores de potência e rastreadores solares não são viáveis economicamente para usinas deste porte já em operação, visto que nos casos em que estes equipamentos não foram utilizados, seu desempenho geral foi superior.

Uma das razões para inviabilidade do uso dos rastreadores solares, além dos custos da sua aquisição, é o custo com sua manutenção periódica, visto que é necessário haver uma maior frequência na manutenção dos motores, além de ser necessário sua substituição em períodos relativamente curtos quando comparados com outros equipamentos, como módulos ou inversores.

Reforçando que, esta conclusão é válida apenas para usinas de microgeração, considerando também as mesmas premissas econômicas, tributárias, e contratuais específicas ao modelo de negócio em estudo, bem como os custos locais. Além disso, como o objetivo deste estudo foi avaliar opções de otimização em usinas já existentes e operacionais, é possível que o uso dessas tecnologias, caso a usina tenha sido

planejada desde o início com elas, tornasse sua aplicação economicamente mais atrativa.

Como sugestão de aprimoramentos e trabalhos futuros, ainda existem diversas lacunas a serem preenchidas, como a consideração de outras metodologias para a cobrança do aluguel, conforme exemplificado na tabela 6. É também de interesse para trabalhos futuros, a exploração mais esmiuçada das variáveis econômicas tratadas, como do impacto da opção pelo uso de financiamento bancário como recurso para o CAPEX e outros investimentos, considerando a influência dos juros no fluxo de caixa. Além disso, realizar simulações com a utilização de outras tecnologias, como na utilização de outros tipos de inversores, módulos e mantas reflexivas.

Em relação ao modelo de negócio de locação de equipamentos, há também espaço para explorar mais a fundo a aplicabilidade deste modelo em outras regiões e condições ambientais, e sobre sua viabilidade para outros tipos de clientes, como de alta tensão (grupo A) e no caso de uma usina enquadrada como GDII, dado que a precificação tarifária e tributária será diferente do abordado neste trabalho.

Além desses, é possível ampliar a escala, considerando uma usina de grande porte, como de minigeração, cuja capacidade instalada está acima dos 75 kW, visto que nestas, o modelo de negócio e de contratação sofrem diferenças, como no caso do atendimento a clientes maiores, ou de associações de clientes. Neste cenário, além das diferenças contratuais e tributárias, há o fator da escalabilidade, talvez tornando o uso dos equipamentos e sistemas utilizados neste trabalho, viáveis economicamente, como rastreadores e otimizadores, por exemplo.

REFERÊNCIAS

ABREU NETO, Samuel Lino de. **Análise de viabilidade técnico-econômica de implantação de usina solar fotovoltaica a partir de modelo de negócios baseado em locação de equipamentos. 2023.** Artigo científico – Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória, 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Aneel aprova redução média de 2,69% nas tarifas da Neoenergia Pernambuco. 2024.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-aprova-reducao-media-de-2-69-nas-tarifas-da-neoenergia-pernambuco>. Acesso em: 08 mar. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Bandeiras tarifárias. ANEEL, 2025.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 12 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração distribuída. ANEEL, 2025.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 25 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. ANEEL, 2010.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 08 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. ANEEL, 2012.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1000, de 7 de dezembro de 2021. ANEEL, 2021.** Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 07 fev. 2025.

AHMADI, Pouria. **Solar PV system simulation with PVsyst. YouTube, 2025.** Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=21dos8T6Ky8>. Acesso em: 22 jan. 2025.

ALBUQUERQUE FILHO, José Aury de. **Análise de viabilidade técnica e financeira para uma usina solar fotovoltaica de minigeração para locação após a implementação da Lei 14300. 2024.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2024.

AND SOLAR TECH. **Maximizing solar output with smart PV optimizers. And Solar Tech, 2024.** Disponível em: <https://www.andsolartech.com/pt/blog/maximizing-solar-output-with-smart-pv-optimizers>. Acesso em: 07 jan. 2025.

AS ENERGIA SOLAR. **Como funciona energia solar fotovoltaica.** Disponível em: <https://asenergiasolar.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica>. Acesso em: 13 fev. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Brasil ultrapassa marca de 42 GW de potência instalada. ABSOLAR, 2025.** Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/brasil-ultrapassa-marca-de-42-gw-de-potencia-instalada/>. Acesso em: 26 jan. 2025.

ABSOLAR. **Energia solar por assinatura cresce e gera investimentos. 2023.** Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-por-assinatura-cresce-e-gera-investimentos/>. Acesso em: 15 mar. 2025.

B2B STACK. *Canvas: o que é, para que serve e como montar um.* Blog B2B Stack, 2023. Disponível em: <https://blog.b2bstack.com.br/canvas/>. Acesso em: 24 mar. 2025.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). **Boletim Focus.** Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: 11 mar. 2025.

BORDEAUX-RÊGO, Ricardo; PAULO, Goret Pereira; SPRITZER, Ilda Maria de Paiva Almeida; PÉREZ ZOTES, Luis. **Viabilidade econômico-financeira de projetos.** 4. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2013. ISBN: 978-85-225-1361-1.

BRASIL. Lei nº 8.245, de 18 de outubro de 1991. **Dispõe sobre as locações dos imóveis urbanos e os procedimentos a elas pertinentes.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 out. 1991. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8245.htm. Acesso em: 02 fev. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica.** Diário Oficial da União, Brasília, 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 26 jan. 2025.

CANAL SOLAR. **O que é o LCOE e como utilizá-lo nos projetos fotovoltaicos?** Canal Solar, 2025. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-o-lcoe-e-como-utilizar-nos-projetos-fotovoltaicos/>. Acesso em: 12 fev. 2025.

CANAL SOLAR. **Ranking dos trackers mais usados em usinas.** Canal Solar, 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/ranking-trackers-mais-usados-usinas/>. Acesso em: 27 dez. 2024.

CANTALICE, Victor Hugo Brito. **Energia por assinatura: estudo de caso com microgeração distribuída. 2024.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2024.

CRESESB – CEPEL. SunData. **CRESESB – CEPEL, 2025.** Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 07 jan. 2025.

E4 ENERGIAS RENOVÁVEIS. **O que é o autoconsumo remoto?**. Disponível em: <https://grupoe4.com.br/o-que-e-o-autoconsumo-remoto-2/>. Acesso em: 13 abr. 2025.

ELETRÔNICA DE POTÊNCIA. **Célula fotovoltaica. Eletrônica de Potência, 2020**. Disponível em: <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/>. Acesso em: 22 dez. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balço Energético Nacional 2024. EPE, 2024**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2025.

ENGIE. **Entenda a diferença entre energia solar centralizada e distribuída**. Além da Energia - ENGIE, 2025. Disponível em: <https://www.alemdaenergia.engie.com.br/entenda-a-diferenca-entre-energia-solar-centralizada-e-distribuida/>. Acesso em: 23 jan. 2025.

FENSTERSEIFER, Clarissa. **Energia solar por assinatura: modelo de negócio e migração. 2023**. Dissertação (Mestrado em Administração) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Administração, Porto Alegre, 2023.

GOVERNO DE PERNAMBUCO. **Governo de Pernambuco lança licitação para geração de energia sustentável para prédios públicos do estado. Secretaria de Administração de Pernambuco (SAD), 2022**. Disponível em: <https://www.sad.pe.gov.br/geral/492-geral/22859-governo-de-pernambuco-lanca-licitacao-para-geracao-de-energia-sustentavel-para-predios-publicos-do-estado>. Acesso em: 20 jan. 2025.

GREENER. **Introdução ao mercado de geração distribuída – 2022**. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/08/Introducao-ao-mercado-GD-2022.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2025.

GREENER. **Mercado de geração distribuída no Brasil. 2018**. Disponível em: <https://sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/UFs/PI/Anexos/greener.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2025.

HAUSEN, Leonardo; LOCATELLI, Vinícius. **Estudo de viabilidade econômica de locação de usina solar como modelo de negócio utilizando a infraestrutura da concessionária de energia elétrica. 2022**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Civil) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2022.

HCC ENERGIA SOLAR. **Energia solar em Pernambuco: vantagens de investir. HCC Energia Solar, 2025**. Disponível em: <https://hccenergiasolar.com.br/energia-solar-pernambuco-vantagens-investir>. Acesso em: 19 jan. 2025.

IBERDROLA. **O que é energia solar fotovoltaica? Iberdrola, 2024**. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/sustentabilidade/que-e-energia-solar-fotovoltaica>. Acesso em: 12 dez. 2024.

IMPÉRIO SOLAR. **Novo sistema de rastreamento solar automático aumenta eficiência de usinas fotovoltaicas em 2%**. Império Solar, 2024. Disponível em: <https://imperiosolar.com.br/novo-sistema-de-rastreamento-solar-automatico-aumenta-eficiencia-de-usinas-fotovoltaicas-em-2/>. Acesso em: 27 dez. 2024.

INSOL ENERGIA. **Geração centralizada x geração distribuída**. Insol Energia, 2025. Disponível em: <https://insolenergia.com.br/tecnologia/geracao-centralizada-x-geracao-distribuida/>. Acesso em: 23 jan. 2025.

INSTITUTO FEDERAL DE SANTA CATARINA. **Aula 16 - Eletricidade Básica - FIC**. Disponível em: https://wiki.ifsc.edu.br/mediawiki/index.php/AULA_16_-_Eletricidade_B%C3%A1sica_-_FIC. Acesso em: 13 fev. 2025.

KASSAI, José Roberto. **Conciliação entre a TIR e ROI: uma abordagem matemática e contábil do retorno do investimento**. Caderno de Estudos, São Paulo: FIPECAFI, nº 14, jul./dez. 1996.

KLENG. **Qual a diferença entre geração centralizada e geração distribuída?** Kleng, 2025. Disponível em: <https://kleng.com.br/qual-a-diferenca-entre-geracao-centralizada-e-geracao-distribuida/>. Acesso em: 23 jan. 2025.

LOJA SAFUBRA. **Inversor Solar Growatt Fotovoltaico On-Grid MIN5000TL-X 5kW 2MPPT Monofásico 220V**. Loja Safubra, 2024. Disponível em: <https://eletrica.lojasafubra.com.br/inversor-solar-growatt-fotovoltaico-on-grid-min5000tl-x-5kw-2mppt--monofasico-220v/p>. Acesso em: 13 dez. 2024.

MAYA ENERGY. **Aluguel de usinas solares. 2023**. Disponível em: <https://mayaenergy.com.br/aluguel-de-usinas-solares/>. Acesso em: 05 mar. 2025.

MERCADO LIVRE DE ENERGIA. **Página inicial**. Mercado Livre de Energia, 2025. Disponível em: <https://www.mercadolivredeenergia.com.br>. Acesso em: 07 fev. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Ofício nº 202254ME_ICMSRFBC48576.000375.2022.00**. MME, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/Ofcio202254ME_ICMSRFBC48576.000375.2022.00.pdf. Acesso em: 12 fev. 2025.

NEOENERGIA PERNAMBUCO. **Geração distribuída**. Neoenergia Pernambuco, 2025. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/pernambuco/seu-negocio/geracao-distribuida>. Acesso em: 23 jan. 2025.

NEO ELECTRIC. **Qual é o melhor sistema de placa solar?** Neo Electric, 2024. Disponível em: <https://www.neoelectric.com.br/post/melhor-sistema-placa-solar>. Acesso em: 23 dez. 2024.

ORIGO ENERGIA. **A história da energia solar no Brasil**. Origo Energia, 2025. Disponível em: <https://origoenergia.com.br/blog/energia/a-historia-da-energia-solar-no-brasil>. Acesso em: 11 jan. 2025.

ORIGO ENERGIA. **Energia solar em Pernambuco. Origo Energia, 2025.** Disponível em: <https://origoenergia.com.br/energia-solar-pernambuco>. Acesso em: 19 jan. 2025.

OSTERWALDER, Alexander; PIGNEUR, Yves. **Business Model Generation – Inovação em Modelos de Negócios: um manual para visionários, inovadores e revolucionários.** Rio de Janeiro: Alta Books, 2011. ISBN 978-85-7608-550-8.

PORTAL SOLAR. **A primeira usina solar em Fernando de Noronha. Portal Solar, 2025.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/tecnologia/a-primeira-usina-solar-em-fernando-de-noronha>. Acesso em: 20 jan. 2025.

PORTAL SOLAR. **Como funciona a energia solar? Portal Solar, 2024.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-energia-solar.html>. Acesso em: 15 dez. 2024.

PORTAL SOLAR. **Energia solar por assinatura: vantagens e desvantagens. 2024.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-por-assinatura-vantagens-e-desvantagens>. Acesso em: 10 mar. 2025.

PORTAL SOLAR. **Geração distribuída de energia. Portal Solar, 2025.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>. Acesso em: 23 jan. 2025.

PORTAL SOLAR. **Inversor solar: o que é? Portal Solar, 2024.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/inversor-solar-o-que-e>. Acesso em: 13 dez. 2024.

PORTAL SOLAR. **Seguidor solar (tracker): vantagens e desvantagens. Portal Solar, 2024.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/seguidor-solar-tracker-vantagens-e-desvantagens>. Acesso em: 27 dez. 2024.

PORTAL SOLAR. **Seguidor solar (tracker): vantagens e desvantagens. Portal Solar, 2025.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/seguidor-solar-tracker-vantagens-e-desvantagens>. Acesso em: 05 jan. 2025.

PV MAGAZINE BRASIL. **Com 26 anos em operação, o primeiro sistema fotovoltaico do Brasil. PV Magazine Brasil, 2023.** Disponível em: <https://www.pv-magazine-brasil.com/2023/11/16/com-26-anos-em-operacao-o-primeiro-sistema-fotovoltaico-do-brasil/>. Acesso em: 11 jan. 2024.

PVSYST. **Preliminary design. PVSyst, 2022.** Disponível em: <https://www.pvsyst.com/help/#preliminary-design>. Acesso em: 22 jan. 2025.

REVIEW ENERGY. **El mercado de seguidores solares experimenta un crecimiento del 28% en 2023. Review Energy, 2025.** Disponível em: <https://www.review-energy.com/solar/el-mercado-de-seguidores-solares-experimenta-un-crecimiento-del-28-en-2023>. Acesso em: 27 dez. 2025.

RUBIN, B. Modelos de Negócios em Geração Distribuída. **Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída. ANEEL. Brasília – DF. 21 de junho de 2018.** Acesso em: 18 dez 2024.

SAMPAIO, Caio Braga. **Viabilidade de investimentos em locação de usinas solares no Brasil. 2023.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023.

SCHUINA, Lucas Lustosa. **Estudo de viabilidade técnica e econômica de implementação de uma usina solar voltada para a locação de equipamentos como modelo de negócio de uma fazenda solar. 2021.** Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória, 2021.

SEBRAE PLAY. **Como utilizar e manter a eficiência da usina fotovoltaica. Sebrae Play, 2025.** Disponível em: <https://sebraeplay.com.br/content/como-utilizar-e-manter-a-eficiencia-da-usina-fotovoltaica>. Acesso em: 22 dez. 2024.

SIELLA SOLAR. **Diferença entre inversor MLPE e inversor string. Siella Solar, 2024.** Disponível em: <https://siellasolar.com/blog/diferenca-entre-inversor-mlpe-e-inversor-string/>. Acesso em: 15 dez. 2024.

SOLARBUY. **Solar inverters. SolarBuy, 2024.** Disponível em: <https://solarbuy.com/pt/solar-101/solar-inverters/>. Acesso em: 13 dez. 2024.

SOLFACIL. **Quem foi Alexandre Edmond Becquerel? Blog Solfácil, 2024.** Disponível em: <https://blog.solfacil.com.br/energia-solar/quem-foi-alexandre-edmond-becquerel/>. Acesso em: 12 dez. 2024.

SOUZA, Rodrigo Campos de. **Modelos de negócio para micro e minigeração distribuída fotovoltaica no Brasil: características e impactos com a alteração da compensação da energia. 2020.** Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2020.

SUNNE 360. **Locação de energia solar é a oportunidade de aumentar lucros. 2023.** Disponível em: <https://sunne360.com.br/locacao-de-energia-solar-e-a-oportunidade-de-aumentar-lucros/>. Acesso em: 14 de Mar. 2025.

SUNUS. **Inversor x Microinversor: vantagens e desvantagens. Sunus, 2025.** Disponível em: <https://sunus.com.br/inversor-x-microinversor-vantagens-e-desvantagens/>. Acesso em: 15 dez. 2024.

TEECE, David J. Business Models, Business Strategy and Innovation, 2010.

VALUATA. **O que é mercado regulado de energia elétrica? Valuata, 2025.** Disponível em: <https://valuata.com.br/glossario/o-que-e-mercado-regulado-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 03 fev. 2025.

VALOR ECONÔMICO. **Veja o IPCA acumulado nos últimos 12 meses. 2024.** Disponível em: <https://valor.globo.com/brasil/artigo/veja-o-ipca-acumulado-nos-ultimos-12-meses.ghtml>. Acesso em: 12 fev. 2025.

VINTURINI, Mateus. **Comissionamento de sistemas FV com otimizadores de potência.** Canal Solar, 22 jan. 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/comissionamento-de-sistemas-fv-com-otimizadores-de-potencia/>. Acesso em: 10 fev. 2025.

APÊNDICE A – ORÇAMENTO DE MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

BIFACIAL (FDI 0.76)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	CS6W-545MB-AG	R\$ 820,00	R\$	120	R\$ 98.400,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	0	R\$ 0,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	0	R\$ 0,00
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	65400	R\$ 32.700,00
TOTAL					R\$ 131.600,00
MONO + OTIMIZADOR (FDI 0.76)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	MODULO CS6W - 545MS MONO FACIAL	R\$ 698,89	R\$	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	0	R\$ 0,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	0	R\$ 0,00
MÃO DE OBRA		R\$ 0,20	R\$/kWp	65400	R\$ 13.080,00
OTIMIZADOR	TIGOTS4-A-O	R\$ 480,00	R\$	120	R\$ 57.600,00
TOTAL					R\$ 70.680,00
BIFACIAL + OTIMIZADOR (FDI 0.76)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	CS6W-545MB-AG	R\$ 820,00	R\$	120	R\$ 98.400,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	0	R\$ 0,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	0	R\$ 0,00
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	65400	R\$ 32.700,00
OTIMIZADOR	Tigo TS4-A-O	R\$ 480,00	R\$	120	R\$ 57.600,00
TOTAL					R\$ 189.200,00
MONO + TRACKER (FDI 0.76)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00

MODULOS	MODULO CS6W - 545MS MONO FACIAL	R\$ 698,89	R\$	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m		R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 250,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	0	R\$ 0,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	0	R\$ 0,00
MÃO DE OBRA		R\$ 0,20	R\$/kWp	0	R\$ 0,00
TRACKER		R\$ 750,00	R\$/kWp	65,4	R\$ 49.050,00
INSTALAÇÃO TRACKER		R\$ 3.000,00	R\$/MESA	2	R\$ 6.000,00
TOTAL					R\$ 55.050,00
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0.76)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	CS6W-545MB-AG	R\$ 820,00	R\$	120	R\$ 98.400,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 250,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	0	R\$ 0,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	0	R\$ 0,00
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	65400	R\$ 32.700,00
TRACKER		R\$ 750,00	R\$/kWp	65,4	R\$ 49.050,00
INSTALAÇÃO TRACKER		R\$ 3.000,00	R\$/MESA	2	R\$ 6.000,00
TOTAL					R\$ 186.650,00
MONO (FDI 0.71)					
	MODELO/MARCA	PREÇO UNITÁRIO	UNIDADE	QUANTI DADE	
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	MODULO CS6W - 545MS MONO FACIAL	R\$ 698,89	R\$	8	R\$ 5.591,12
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	20	R\$ 139,60
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	8	R\$ 1.592,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	3	R\$ 33,15
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	4360	R\$ 2.180,00
TOTAL					R\$ 10.035,87
BIFACIAL (FDI 0.71)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	CS6W-545MB-AG	R\$ 820,00	R\$	128	R\$ 104.960,00

PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	20	R\$ 139,60
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	8	R\$ 1.592,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	3	R\$ 33,15
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	69760	R\$ 34.880,00
TOTAL					R\$ 142.104,75
MONO + OTIMIZADOR (FDI 0.71)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	MODULO CS6W - 545MS MONO FACIAL	R\$ 698,89	R\$	8	R\$ 5.591,12
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	20	R\$ 139,60
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	8	R\$ 1.592,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	4	R\$ 44,20
MÃO DE OBRA		R\$ 0,20	R\$/kWp	68670	R\$ 13.734,00
OTIMIZADOR	TIGO TS4-A-O	R\$ 480,00	R\$	126	R\$ 60.480,00
TOTAL					R\$ 82.080,92
BIFACIAL + OTIMIZADOR (FDI 0.71)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	CS6W-545MB-AG	R\$ 820,00	R\$	128	R\$ 104.960,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 1.000,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	20	R\$ 139,60
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	8	R\$ 1.592,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	4	R\$ 44,20
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	69760	R\$ 34.880,00
OTIMIZADOR	TIGOTS4-A-O	R\$ 480,00	R\$	128	R\$ 61.440,00
TOTAL					R\$ 203.555,80
MONO + TRACKER (FDI 0.71)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	MODULO CS6W - 545MS MONO FACIAL	R\$ 698,89	R\$	8	R\$ 5.591,12
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	20	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 250,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00

ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	8	R\$ 1.592,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	1	R\$ 8,84
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	4360	R\$ 2.180,00
TRACKER		R\$ 750,00	R\$/kWp	69,76	R\$ 52.320,00
INSTALAÇÃO TRACKER		R\$ 3.000,00	R\$/MESA	2	R\$ 6.000,00
TOTAL					R\$ 67.691,96
BIFACIAL + TRACKER (FDI 0.71)					
INVERSOR	INVERSOR GROWATT 50MACKTL3-XLV	R\$ 25.999,00	R\$	0	R\$ 0,00
MODULOS	CS6W-545MB-AG	R\$ 820,00	R\$	128	R\$ 104.960,00
PROTEÇÃO INVERSOR		R\$ 500,00	R\$	1	R\$ 500,00
CABOS CC		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
PROTEÇÃO CA		R\$ 250,00	R\$	0	R\$ 0,00
CABO CA		R\$ 6,98	R\$/m	0	R\$ 0,00
ESTRUTURA DE FIXAÇÃO		R\$ 199,00	R\$	6	R\$ 1.194,00
CONECTORES		R\$ 11,05	R\$	4	R\$ 44,20
MÃO DE OBRA		R\$ 0,50	R\$/kWp	69760	R\$ 34.880,00
TRACKER		R\$ 750,00	R\$/kWp	69,76	R\$ 52.320,00
INSTALAÇÃO TRACKER		R\$ 3.000,00	R\$/MESA	2	R\$ 6.000,00
TOTAL					R\$ 199.898,20

APÊNDICE B – FLUXOS DE CAIXA ACUMULADOS PARA DIFERENTES CENÁRIOS

Tabela 15 – Fluxo de caixa acumulado para os cenários sem aumento no número total de módulos no SFV (FDI 0,76)

ANO	BASE	BIFACIAL	MONO + OTMZD	BIFACIAL + OTMZD	MONO + TRACKER	BIFACIAL + TRACKER
0	-R\$ 194.575,64	-R\$ 194.575,64	-R\$ 194.575,64	-R\$ 194.575,64	-R\$ 194.575,64	-R\$ 194.575,64
1	-R\$ 124.783,58	-R\$ 124.783,58	-R\$ 124.783,58	-R\$ 124.783,58	-R\$ 124.783,58	-R\$ 124.783,58
2	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91
3	R\$ 24.584,38	-R\$ 37.869,42	-R\$ 45.211,71	-R\$ 99.914,21	-R\$ 32.565,25	-R\$ 99.964,62
4	R\$ 105.534,48	R\$ 46.393,75	R\$ 36.671,13	-R\$ 14.571,80	R\$ 46.517,20	-R\$ 17.031,84
5	R\$ 190.971,94	R\$ 135.327,27	R\$ 123.092,84	R\$ 75.514,86	R\$ 124.331,82	R\$ 64.845,76
6	R\$ 281.145,36	R\$ 229.189,83	R\$ 214.304,87	R\$ 170.609,34	R\$ 213.140,71	R\$ 157.942,03
7	R\$ 376.317,08	R\$ 328.254,45	R\$ 310.572,56	R\$ 270.989,82	R\$ 307.220,49	R\$ 256.545,99
8	R\$ 476.764,00	R\$ 432.809,26	R\$ 412.175,99	R\$ 376.949,96	R\$ 406.863,11	R\$ 360.962,65
9	R\$ 582.778,32	R\$ 543.158,36	R\$ 519.410,68	R\$ 488.799,69	R\$ 512.376,66	R\$ 471.513,91
10	R\$ 694.668,43	R\$ 659.622,65	R\$ 632.588,57	R\$ 606.866,18	R\$ 618.086,29	R\$ 582.539,49
11	R\$ 812.759,78	R\$ 782.540,82	R\$ 752.038,82	R\$ 731.494,74	R\$ 736.335,14	R\$ 706.397,89
12	R\$ 937.395,86	R\$ 912.270,30	R\$ 878.108,85	R\$ 863.049,85	R\$ 861.485,36	R\$ 837.467,47
13	R\$ 1.068.939,14	R\$ 1.049.188,30	R\$ 1.011.165,29	R\$ 1.001.916,24	R\$ 993.919,14	R\$ 976.147,54
14	R\$ 1.207.772,19	R\$ 1.193.692,90	R\$ 1.151.595,06	R\$ 1.148.499,98	R\$ 1.134.039,81	R\$ 1.122.859,48
15	R\$ 1.354.298,73	R\$ 1.346.204,24	R\$ 1.299.806,50	R\$ 1.303.229,68	R\$ 1.276.273,04	R\$ 1.272.048,01
16	R\$ 1.508.944,83	R\$ 1.507.165,68	R\$ 1.456.230,58	R\$ 1.466.557,77	R\$ 1.433.068,05	R\$ 1.436.182,46
17	R\$ 1.672.160,16	R\$ 1.677.045,15	R\$ 1.621.322,07	R\$ 1.638.961,75	R\$ 1.598.898,91	R\$ 1.609.758,13
18	R\$ 1.844.419,26	R\$ 1.856.336,44	R\$ 1.795.560,95	R\$ 1.820.945,65	R\$ 1.774.265,94	R\$ 1.793.297,72
19	R\$ 2.026.222,94	R\$ 2.045.560,71	R\$ 1.979.453,76	R\$ 2.013.041,48	R\$ 1.959.697,16	R\$ 1.987.352,85
20	R\$ 2.218.099,73	R\$ 2.245.267,92	R\$ 2.173.535,06	R\$ 2.215.810,77	R\$ 2.149.749,78	R\$ 2.186.505,70
21	R\$ 2.420.607,40	R\$ 2.456.038,48	R\$ 2.378.369,00	R\$ 2.429.846,20	R\$ 2.357.011,87	R\$ 2.403.370,61
22	R\$ 2.634.334,60	R\$ 2.678.484,94	R\$ 2.594.550,95	R\$ 2.655.773,38	R\$ 2.576.104,02	R\$ 2.632.595,95
23	R\$ 2.859.902,56	R\$ 2.913.253,71	R\$ 2.822.709,22	R\$ 2.894.252,60	R\$ 2.807.681,18	R\$ 2.874.865,95
24	R\$ 3.097.966,86	R\$ 3.161.027,00	R\$ 3.063.506,90	R\$ 3.145.980,83	R\$ 3.052.434,52	R\$ 3.130.902,71
25	R\$ 3.349.219,38	R\$ 3.422.524,73	R\$ 3.317.643,78	R\$ 3.411.693,70	R\$ 3.311.093,47	R\$ 3.401.468,25

Fonte: autores (2025)

Tabela 16 – Montante acumulado em um horizonte de 25 anos para os cenários com aumento no número total de módulos no SFV (FDI 0,71).

ANO	MONO	BIFACIAL	MONO +	BIFACIAL +	MONO +	BIFACIAL +
			OTMZD	OTMZD	TRACKER	TRACKER
0	-R\$ 194.575,64					
1	-R\$ 124.783,58					
2	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 52.113,91	-R\$ 51.112,91	-R\$ 52.113,91
3	R\$ 18.077,10	-R\$ 44.417,24	-R\$ 52.893,11	-R\$ 110.578,78	-R\$ 40.423,06	-R\$ 109.500,37
4	R\$ 102.750,68	R\$ 43.770,88	R\$ 32.914,67	-R\$ 21.341,27	R\$ 42.651,50	-R\$ 22.650,10
5	R\$ 192.117,26	R\$ 136.846,12	R\$ 123.478,11	R\$ 72.855,62	R\$ 124.678,71	R\$ 63.361,34
6	R\$ 286.436,81	R\$ 235.079,15	R\$ 219.060,60	R\$ 172.287,33	R\$ 217.932,85	R\$ 160.819,77
7	R\$ 385.983,66	R\$ 338.755,62	R\$ 319.940,15	R\$ 277.244,59	R\$ 316.703,39	R\$ 264.026,82
8	R\$ 491.047,33	R\$ 448.177,00	R\$ 426.410,14	R\$ 388.034,28	R\$ 421.295,84	R\$ 373.300,79
9	R\$ 601.933,40	R\$ 563.661,44	R\$ 538.780,18	R\$ 504.980,31	R\$ 532.032,60	R\$ 488.977,63
10	R\$ 718.964,31	R\$ 685.544,70	R\$ 657.377,03	R\$ 628.424,56	R\$ 643.253,92	R\$ 605.411,87
11	R\$ 842.480,40	R\$ 814.181,13	R\$ 782.545,54	R\$ 758.727,89	R\$ 767.318,87	R\$ 734.977,66
12	R\$ 972.840,82	R\$ 949.944,69	R\$ 914.649,65	R\$ 896.271,20	R\$ 898.606,42	R\$ 872.069,85
13	R\$ 1.110.424,60	R\$ 1.093.230,02	R\$ 1.054.073,42	R\$ 1.041.456,50	R\$ 1.037.516,48	R\$ 1.017.105,15
14	R\$ 1.255.631,77	R\$ 1.244.453,64	R\$ 1.201.222,20	R\$ 1.194.708,15	R\$ 1.184.471,12	R\$ 1.170.523,32
15	R\$ 1.408.884,46	R\$ 1.404.055,07	R\$ 1.356.523,75	R\$ 1.356.474,04	R\$ 1.333.915,76	R\$ 1.326.788,48
16	R\$ 1.570.628,21	R\$ 1.572.498,20	R\$ 1.520.429,50	R\$ 1.527.226,91	R\$ 1.498.320,47	R\$ 1.498.390,39
17	R\$ 1.741.333,19	R\$ 1.750.272,56	R\$ 1.693.415,90	R\$ 1.707.465,75	R\$ 1.672.181,31	R\$ 1.679.845,94
18	R\$ 1.921.495,59	R\$ 1.937.894,79	R\$ 1.875.985,71	R\$ 1.897.717,24	R\$ 1.856.021,82	R\$ 1.871.700,62
19	R\$ 2.111.639,07	R\$ 2.135.910,10	R\$ 2.068.669,57	R\$ 2.098.537,27	R\$ 2.050.394,51	R\$ 2.074.530,10
20	R\$ 2.312.316,26	R\$ 2.344.893,89	R\$ 2.272.027,45	R\$ 2.310.512,59	R\$ 2.249.882,43	R\$ 2.282.941,89
21	R\$ 2.524.110,39	R\$ 2.565.453,39	R\$ 2.486.650,32	R\$ 2.534.262,51	R\$ 2.467.100,94	R\$ 2.509.577,11
22	R\$ 2.747.636,93	R\$ 2.798.229,41	R\$ 2.713.161,83	R\$ 2.770.440,70	R\$ 2.696.699,40	R\$ 2.749.112,38
23	R\$ 2.983.545,44	R\$ 3.043.898,26	R\$ 2.952.220,18	R\$ 3.019.737,11	R\$ 2.939.363,13	R\$ 3.002.261,73
24	R\$ 3.232.521,42	R\$ 3.303.173,62	R\$ 3.204.519,94	R\$ 3.282.879,95	R\$ 3.195.815,36	R\$ 3.269.778,70
25	R\$ 3.495.288,26	R\$ 3.576.808,70	R\$ 3.470.794,16	R\$ 3.560.637,85	R\$ 3.466.819,33	R\$ 3.552.458,52

Fonte: autores (2025)

APÊNDICE C – VPL DOS FLUXOS FUTUROS PARA OS DIFERENTES CENÁRIOS

Tabela 17 - Valor Presente Líquido (VPL) – Casos com (FDI 0,76).

ANO	BASE	BIFACIAL	MONO + OTMZD	BIFACIAL + OTMZD	MONO + TRACKER	BIFACIAL + TRACKER
0	-R\$ 209.806,41	-R\$ 209.806,41	-R\$ 209.806,41	-R\$ 209.806,41	-R\$ 209.806,41	-R\$ 209.806,41
1	-R\$ 166.521,79	-R\$ 166.521,79	-R\$ 166.521,79	-R\$ 166.521,79	-R\$ 166.521,79	-R\$ 166.521,79
2	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34
3	-R\$ 88.563,35	-R\$ 134.229,95	-R\$ 138.242,83	-R\$ 177.178,99	-R\$ 128.972,28	-R\$ 176.945,82
4	-R\$ 52.798,11	-R\$ 96.359,19	-R\$ 101.884,81	-R\$ 138.622,35	-R\$ 94.153,73	-R\$ 139.680,31
5	-R\$ 19.018,60	-R\$ 60.595,93	-R\$ 67.546,82	-R\$ 102.204,77	-R\$ 64.280,87	-R\$ 107.502,01
6	R\$ 12.884,80	-R\$ 26.823,50	-R\$ 35.117,22	-R\$ 67.808,20	-R\$ 32.877,28	-R\$ 73.926,29
7	R\$ 43.015,73	R\$ 5.068,38	-R\$ 4.490,53	-R\$ 35.321,10	-R\$ 3.069,30	-R\$ 42.071,81
8	R\$ 71.472,12	R\$ 35.183,88	R\$ 24.432,95	-R\$ 4.638,01	R\$ 25.214,92	-R\$ 11.859,44
9	R\$ 98.346,54	R\$ 63.621,47	R\$ 51.747,45	R\$ 24.340,72	R\$ 52.045,07	R\$ 16.787,36
10	R\$ 123.726,47	R\$ 90.474,16	R\$ 77.542,01	R\$ 51.709,28	R\$ 75.672,66	R\$ 42.126,55
11	R\$ 147.694,57	R\$ 115.829,86	R\$ 101.900,77	R\$ 77.556,68	R\$ 99.794,71	R\$ 67.861,21
12	R\$ 170.328,99	R\$ 139.771,62	R\$ 124.903,24	R\$ 101.967,03	R\$ 122.658,12	R\$ 92.243,97
13	R\$ 191.703,53	R\$ 162.377,91	R\$ 146.624,56	R\$ 125.019,84	R\$ 144.323,37	R\$ 115.340,70
14	R\$ 211.887,98	R\$ 183.722,88	R\$ 167.135,73	R\$ 146.790,24	R\$ 164.848,64	R\$ 137.214,68
15	R\$ 230.948,26	R\$ 203.876,55	R\$ 186.503,83	R\$ 167.349,20	R\$ 183.259,37	R\$ 156.896,12
16	R\$ 248.946,66	R\$ 222.905,13	R\$ 204.792,26	R\$ 186.763,83	R\$ 201.669,97	R\$ 176.503,94
17	R\$ 265.942,06	R\$ 240.871,12	R\$ 222.060,91	R\$ 205.097,50	R\$ 219.101,36	R\$ 195.063,32
18	R\$ 281.990,07	R\$ 257.833,59	R\$ 238.366,38	R\$ 222.410,12	R\$ 235.602,68	R\$ 212.627,39
19	R\$ 297.143,25	R\$ 273.848,35	R\$ 253.762,12	R\$ 238.758,29	R\$ 251.220,93	R\$ 229.246,94
20	R\$ 311.451,25	R\$ 288.968,11	R\$ 268.298,65	R\$ 254.195,48	R\$ 265.416,33	R\$ 244.385,73
21	R\$ 324.960,99	R\$ 303.242,66	R\$ 282.023,71	R\$ 268.772,22	R\$ 279.401,12	R\$ 259.259,36
22	R\$ 337.716,79	R\$ 316.719,04	R\$ 294.982,38	R\$ 282.536,26	R\$ 292.631,54	R\$ 273.327,20
23	R\$ 349.760,54	R\$ 329.441,70	R\$ 307.217,26	R\$ 295.532,70	R\$ 305.146,58	R\$ 286.631,25
24	R\$ 361.131,79	R\$ 341.452,60	R\$ 318.768,59	R\$ 307.804,17	R\$ 316.983,43	R\$ 299.211,47
25	R\$ 371.867,93	R\$ 352.791,39	R\$ 329.674,40	R\$ 319.390,91	R\$ 328.177,47	R\$ 311.105,90

Fonte: autores (2025)

Tabela 18 - Valor Presente Líquido (VPL) – Casos com FDI 0,71

ANO	MONO	BIFACIAL	MONO +	BIFACIAL +	MONO +	BIFACIAL +
			OTMZD	OTMZD	TRACKER	TRACKER
0	-R\$ 209.806,41					
1	-R\$ 166.521,79					
2	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 126.430,34	-R\$ 125.632,35	-R\$ 126.430,34
3	-R\$ 93.532,80	-R\$ 139.249,81	-R\$ 144.047,99	-R\$ 185.107,52	-R\$ 134.817,51	-R\$ 184.070,87
4	-R\$ 55.717,81	-R\$ 99.201,27	-R\$ 105.512,20	-R\$ 144.392,06	-R\$ 97.778,49	-R\$ 144.632,33
5	-R\$ 20.005,62	-R\$ 61.384,69	-R\$ 69.120,88	-R\$ 105.939,03	-R\$ 65.812,11	-R\$ 110.405,18
6	R\$ 13.720,08	-R\$ 25.676,29	-R\$ 34.755,33	-R\$ 69.623,34	-R\$ 32.434,66	-R\$ 74.897,71
7	R\$ 45.569,23	R\$ 8.040,89	-R\$ 2.303,33	-R\$ 35.326,80	-R\$ 765,69	-R\$ 41.221,89
8	R\$ 75.645,70	R\$ 39.877,36	R\$ 28.341,12	-R\$ 2.937,69	R\$ 29.273,13	-R\$ 9.292,28
9	R\$ 104.047,64	R\$ 69.937,52	R\$ 57.278,20	R\$ 27.649,54	R\$ 57.757,54	R\$ 20.973,58
10	R\$ 130.867,83	R\$ 98.320,04	R\$ 84.602,57	R\$ 56.534,65	R\$ 82.944,81	R\$ 47.839,26
11	R\$ 156.193,90	R\$ 125.118,09	R\$ 110.403,68	R\$ 83.811,89	R\$ 108.537,34	R\$ 75.013,15
12	R\$ 180.108,70	R\$ 150.419,73	R\$ 134.766,04	R\$ 109.570,35	R\$ 132.787,12	R\$ 100.752,84
13	R\$ 202.690,46	R\$ 174.308,14	R\$ 157.769,48	R\$ 133.894,19	R\$ 155.759,46	R\$ 125.128,93
14	R\$ 224.013,14	R\$ 196.861,90	R\$ 179.489,45	R\$ 156.862,93	R\$ 177.517,06	R\$ 148.209,09
15	R\$ 244.146,60	R\$ 218.155,26	R\$ 199.997,23	R\$ 178.551,71	R\$ 197.089,63	R\$ 169.027,74
16	R\$ 263.156,85	R\$ 238.258,32	R\$ 219.360,15	R\$ 199.031,55	R\$ 216.595,60	R\$ 189.707,73
17	R\$ 281.106,26	R\$ 257.237,35	R\$ 237.641,83	R\$ 218.369,51	R\$ 235.059,70	R\$ 209.277,96
18	R\$ 298.053,75	R\$ 275.154,91	R\$ 254.902,38	R\$ 236.628,98	R\$ 252.534,64	R\$ 227.795,06
19	R\$ 314.054,99	R\$ 292.070,12	R\$ 271.198,58	R\$ 253.869,84	R\$ 269.070,81	R\$ 245.313,12
20	R\$ 329.162,57	R\$ 308.038,82	R\$ 286.584,06	R\$ 270.148,66	R\$ 284.131,61	R\$ 261.299,03
21	R\$ 343.426,17	R\$ 323.113,75	R\$ 301.109,49	R\$ 285.518,89	R\$ 298.932,28	R\$ 276.971,31
22	R\$ 356.892,74	R\$ 337.344,71	R\$ 314.822,74	R\$ 300.031,02	R\$ 312.931,88	R\$ 291.792,12
23	R\$ 369.606,61	R\$ 350.778,78	R\$ 327.769,03	R\$ 313.732,76	R\$ 326.172,10	R\$ 305.806,04
24	R\$ 381.609,67	R\$ 363.460,38	R\$ 339.991,06	R\$ 326.669,16	R\$ 338.692,61	R\$ 319.055,52
25	R\$ 392.941,48	R\$ 375.431,49	R\$ 351.529,19	R\$ 338.882,79	R\$ 350.531,19	R\$ 331.580,91

Fonte: autores (2025)