



Universidade Federal de Ouro Preto  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas  
Departamento de Engenharia Elétrica



## **Trabalho de Conclusão de Curso**

# **Análise do impacto técnico e financeiro no uso de trackers e módulos bifaciais em usinas fotovoltaicas em Belo Horizonte**

**Guilherme Wilson Gomes Pinto**

João Monlevade, MG  
2025

**Guilherme Wilson Gomes Pinto**

**Análise do impacto técnico e financeiro no uso  
de trackers e módulos bifaciais em usinas  
fotovoltaicas em Belo Horizonte**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.  
Orientador: Prof.<sup>a</sup> Welbert Alves Rodrigues

**Universidade Federal de Ouro Preto  
João Monlevade  
2025**

## SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

P659a Pinto, Guilherme Wilson Gomes.  
Análise do impacto técnico e financeiro no uso de trackers e módulos bifaciais em usinas fotovoltaicas em Belo Horizonte. [manuscrito] / Guilherme Wilson Gomes Pinto. - 2025.  
42 f.

Orientador: Prof. Dr. Welbert Rodrigues.  
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto.  
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Graduação em Engenharia Elétrica .

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica - Custo-benefício.  
3. Simulação (Computadores). 4. Sistemas de energia fotovoltaica. I.  
Rodrigues, Welbert. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 621.311.243

Bibliotecário(a) Responsável: Flavia Reis - CRB6-2431



## FOLHA DE APROVAÇÃO

**Guilherme Wilson Gomes Pinto**

**Análise do impacto técnico e financeiro no uso de trackers e módulos  
bifaciais em usinas fotovoltaicas em Belo Horizonte**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista

Aprovada em 10 de abril de 2025

### Membros da banca

Dr - Welbert Alves Rodrigues - Orientador - UFOP  
Dr - Caio Meira Amaral da Luz - UFOP  
Dr - Wilingthon Guerra Zvietcovich - UFOP

Welbert Alves Rodrigues, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito na Biblioteca Digital de Trabalhos de Conclusão de Curso da UFOP em 20/04/2025



Documento assinado eletronicamente por **Welbert Alves Rodrigues, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 29/04/2025, às 09:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0902328** e o código CRC **B722DB04**.

# Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus, por Sua graça, amor e pelo imenso cuidado comigo ao longo de todos esses anos. Agradeço aos meus pais, que tanto se sacrificaram para que este momento se tornasse possível, e por todo apoio e incentivo durante minha trajetória acadêmica. Aos meus irmãos, que são meus exemplos e que sempre acreditaram em mim, também deixo minha gratidão. Estendo meus agradecimentos a todos os professores que passaram pela minha vida estudantil, desde o ensino infantil, e que contribuíram para que minha caminhada educacional fosse possível. Agradeço à UFOP por me proporcionar condições adequadas para o desenvolvimento do meu conhecimento. Por fim, expresso meu sincero agradecimento ao Prof. Welbert, pela confiança depositada em mim, pela paciência e dedicação na orientação deste trabalho, e por sua valiosa contribuição à minha formação acadêmica.

*O que sabemos é uma gota, o que ignoramos é um oceano.*

*– Isaac Newton*

# Resumo

A energia solar fotovoltaica tem se consolidado como uma alternativa sustentável e economicamente viável para a geração de eletricidade. No entanto, a grande diversidade de tecnologias disponíveis no mercado gera incertezas quanto à escolha da configuração ideal para cada aplicação. Entre os principais dilemas enfrentados por investidores e projetistas, destaca-se a decisão entre módulos monofaciais e bifaciais, bem como a escolha entre estruturas fixas ou sistemas de rastreamento solar. Cada tecnologia apresenta vantagens e desafios distintos, que podem influenciar diretamente a eficiência energética do sistema, os custos de implementação e o retorno financeiro do investimento. Diante desse cenário, este trabalho busca fornecer uma análise comparativa detalhada dessas configurações, auxiliando na tomada de decisão para diferentes perfis de consumidores. Para isso, foram realizadas simulações computacionais utilizando o software PVSOL, uma ferramenta amplamente empregada para modelagem e análise de sistemas fotovoltaicos. As simulações contemplaram diferentes potências de usinas solares e investigaram o impacto da utilização de módulos bifaciais, que permitem um melhor aproveitamento da radiação refletida pelo solo, em comparação aos módulos monofaciais convencionais. Também foi analisado o efeito do uso de trackers de um eixo em relação às estruturas fixas, avaliando o ganho energético proporcionado pelo rastreamento solar. Além dos aspectos técnicos, este estudo se aprofunda na análise financeira dos diferentes cenários considerados. Os principais indicadores financeiros utilizados para a avaliação foram o ROI, o LCOE e o Payback do sistema. Ao final, este trabalho busca responder a um dos questionamentos mais relevantes do setor: qual a configuração ideal de um sistema fotovoltaico para cada aplicação específica, considerando não apenas a eficiência energética, mas também os indicadores financeiros. Através das análises realizadas, foram obtidas diretrizes que auxiliam projetistas, investidores e consumidores na escolha da melhor combinação de tecnologia e estrutura, otimizando tanto o desempenho técnico quanto o custo-benefício do investimento em energia solar.

**Palavras-chave:** Sistemas fotovoltaicos, módulos monofaciais e bifaciais, trackers, estruturas fixas, eficiência energética, PVSOL, ROI, LCOE, Payback, custo-benefício, viabilidade econômica, geração de energia solar.

# Abstract

Photovoltaic solar energy has become a sustainable and economically viable alternative for electricity generation. However, the wide variety of available technologies in the market creates uncertainty regarding the optimal system configuration for each application. Among the main challenges faced by investors and designers is the decision between monofacial and bifacial modules, as well as between fixed structures and solar tracking systems (trackers). Each technology presents distinct advantages and challenges that can directly impact energy efficiency, implementation and maintenance costs, and financial returns on investment. Given this scenario, this study aims to provide a detailed comparative analysis of these configurations, assisting decision-making for different consumer profiles. To achieve this, computational simulations were carried out using the PVSOL software, a widely used tool for modeling and analyzing photovoltaic systems. The simulations covered different power capacities of solar plants and investigated the impact of using bifacial modules, which allow better utilization of ground-reflected radiation compared to conventional monofacial modules. Additionally, the effect of single-axis trackers versus fixed structures was analyzed, evaluating the energy gains provided by solar tracking. Beyond the technical aspects, this study delves into the financial analysis of the different scenarios considered. The key financial indicators used for evaluation were Return on Investment (ROI), Levelized Cost of Energy (LCOE), and Payback Period. Ultimately, this study seeks to address one of the most pressing questions in the sector: what is the ideal configuration for a photovoltaic system in each specific application, considering not only energy efficiency but also economic viability. Through the analyses conducted, guidelines were established to assist designers, investors, and consumers in selecting the best combination of technology and structure, optimizing both the technical performance and cost-effectiveness of solar energy investments.

**Keywords:** Photovoltaic systems, monofacial and bifacial modules, trackers, fixed structures, energy efficiency, PVSOL, ROI, LCOE, Payback, cost-benefit, economic viability, solar energy generation.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Radiação Solar Global . . . . .	3
Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira . . . . .	3
Figura 3 – Ponto de vista da terra fixada em relação ao seu movimento ao redor do Sol . . . . .	6
Figura 4 – Ângulos Solares . . . . .	7
Figura 5 – Ângulo de Inclinação do Módulo Fotovoltaico . . . . .	8
Figura 6 – Fluxograma de Execução do Trabalho . . . . .	15
Figura 7 – Previsão de Rendimento dos Cenários: Usina de 75kW . . . . .	29
Figura 8 – Previsão de Rendimento dos Cenários: Usina de 500kW . . . . .	31
Figura 9 – Previsão de Rendimento dos Cenários: Usina de 1000kW . . . . .	33
Figura 10 – Comparativo de Resultados . . . . .	34

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros Financeiros das Usinas de 75kW . . . . .	24
Tabela 2 – Parâmetros Financeiros das Usinas de 500kW . . . . .	26
Tabela 3 – Parâmetros Financeiros das Usinas de 500kW . . . . .	27
Tabela 4 – Resultados técnicos das usinas de 75kW . . . . .	28
Tabela 5 – Comparação de cenários para um sistema de 75kW. . . . .	30
Tabela 6 – Resultados técnicos das usinas de 500kW . . . . .	30
Tabela 7 – Comparação de cenários para um sistema de 500kW. . . . .	32
Tabela 8 – Resultados técnicos das usinas de 1MW . . . . .	32
Tabela 9 – Comparação de cenários para um sistema de 1000kW. . . . .	33

# Lista de abreviaturas e siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital Expenditure (Investimento de Capital)
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost of Energy (Custo Nivelado de Energia)
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MW	Megawatt
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OPEX	Operational Expenditure (Custo Operacional)
PV	Photovoltaic (Fotovoltaico)
PVSOL	Software de simulação de sistemas fotovoltaicos
REIDI	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
ROI	Return on Investment (Retorno sobre o Investimento)

# Sumário

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação	2
1.2	Contextualização	2
1.3	Justificativa	3
1.4	Objetivos	4
1.4.1	Objetivos Gerais	4
1.4.2	Objetivos Específicos	5
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>6</b>
2.1	Trajectoria do Sol e sua Influência no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos	6
2.1.1	Trajectoria Solar	6
2.1.2	Orientação dos Módulos Fotovoltaicos	7
2.1.3	Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos	7
2.2	Sistemas de Tracker em Sistemas Fotovoltaicos	8
2.3	Módulos Bifaciais e Monofaciais em Sistemas Fotovoltaicos	9
2.3.1	Módulos Monofaciais	9
2.3.2	Módulos Bifaciais	10
2.4	Parâmetros de análise financeira para sistemas fotovoltaicos	11
2.4.1	Custo Nivelado de Energia (LCOE)	11
2.4.2	Return on Investment (ROI)	12
2.4.3	Payback	12
2.5	Softwares de Simulação de sistemas fotovoltaicos	13
2.5.1	PVSOL	13
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>14</b>
3.1	Cenários Propostos	14
3.2	Simulação	14
3.2.1	Dimensionamento do Projeto	16
3.2.1.1	Dimensionamento dos Circuitos CC e CA	16
3.2.2	Orientação e Inclinação do Sistema	19
3.3	Desenvolvimento da Simulação	19
3.3.1	Início do Projeto	19
3.3.2	Configuração do Sistema	20
3.3.3	Configuração do Inversor	20
3.3.4	Perdas Elétricas	21

3.3.5	Análise Financeira . . . . .	21
<b>3.4</b>	<b>Descritivo de Cenários . . . . .</b>	<b>23</b>
3.4.1	Usina de 75kW . . . . .	23
3.4.1.1	Parâmetros Técnicos . . . . .	23
3.4.1.2	Parâmetros Financeiros . . . . .	24
3.4.2	Usina de 500kW . . . . .	24
3.4.2.1	Parâmetros Técnicos . . . . .	24
3.4.2.2	Parâmetros Financeiros . . . . .	26
3.4.3	Usina de 1000kW . . . . .	26
3.4.3.1	Parâmetros Técnicos . . . . .	26
3.4.3.2	Parâmetros Financeiros . . . . .	27
<b>4</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>28</b>
<b>4.1</b>	<b>Usinas de 75kW . . . . .</b>	<b>28</b>
4.1.1	Resultados Técnicos . . . . .	28
4.1.2	Resultados Financeiros . . . . .	29
<b>4.2</b>	<b>Usinas de 500kW . . . . .</b>	<b>30</b>
4.2.1	Resultados Técnicos . . . . .	30
4.2.2	Resultados Financeiros . . . . .	31
<b>4.3</b>	<b>Usinas de 1MW . . . . .</b>	<b>32</b>
4.3.1	Resultados Técnicos . . . . .	32
4.3.2	Resultados Financeiros . . . . .	33
<b>4.4</b>	<b>Análise dos Resultados . . . . .</b>	<b>34</b>
4.4.1	Variação do ROI e Rendimento . . . . .	34
4.4.2	Variação do Payback e Rendimento . . . . .	36
4.4.3	Variação do LCOE e Rendimento . . . . .	37
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>39</b>
<b>5.1</b>	<b>Considerações Finais . . . . .</b>	<b>40</b>
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>41</b>

# 1 Introdução

O crescente interesse pela geração de energia sustentável tem impulsionado a expansão do setor fotovoltaico globalmente. A energia solar fotovoltaica, devido à sua abundância e ao seu potencial de reduzir emissões de gases de efeito estufa, tem se destacado como uma alternativa promissora às fontes de energia convencionais. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o custo da geração de energia solar caiu significativamente nos últimos anos, tornando-a uma das fontes de energia mais competitivas em termos de custo-benefício (IEA, 2020). No Brasil, com sua vasta extensão territorial e alta incidência solar, o potencial para a geração de energia fotovoltaica é enorme. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o país apresentou um crescimento exponencial na capacidade instalada de geração solar, consolidando-se como um dos principais mercados emergentes nesse setor (ABSOLAR, 2021). Contudo, para que o Brasil possa aproveitar ao máximo esse potencial, é fundamental entender os fatores que influenciam o desempenho das usinas fotovoltaicas e como diferentes configurações podem impactar a eficiência e a viabilidade econômica dos projetos. A eficiência dos sistemas fotovoltaicos pode variar consideravelmente dependendo de uma série de fatores. Entre os principais fatores que influenciam o desempenho de uma usina fotovoltaica, destacam-se a tecnologia dos módulos, o uso de sistemas de rastreamento solar (trackers) e a configuração das estruturas de suporte. Módulos bifaciais, por exemplo, têm a capacidade de capturar luz em ambas as faces, aumentando potencialmente a geração de energia em comparação com os módulos monofaciais tradicionais segundo (MAHIM TANVIR M.; RAHIM, 2024). Os módulos bifaciais são particularmente eficazes em ambientes com alta refletividade do solo, onde a luz refletida pode ser aproveitada pela face traseira do módulo. Além disso, a implementação de trackers, que ajustam a posição dos módulos para otimizar a captura de luz solar ao longo do dia, pode aumentar significativamente a eficiência de uma usina fotovoltaica. Estudos indicam que sistemas com trackers podem gerar até 25% mais energia do que sistemas fixos (NREL, 2014). No entanto, esses benefícios precisam ser balanceados com os custos adicionais de instalação e manutenção dos trackers. Os trackers são dispositivos mecânicos que requerem manutenção regular para garantir seu funcionamento adequado, e seu uso pode ser mais adequado em instalações de maior escala, onde o aumento na produção de energia pode justificar os custos adicionais. A configuração das estruturas de fixação dos módulos desempenha um papel crucial no desempenho das usinas fotovoltaicas. Estruturas fixas são mais simples e baratas de instalar, mas não permitem o acompanhamento da trajetória do sol, limitando a eficiência da captura de luz solar. Por outro lado, estruturas móveis, como os trackers podem aumentar a produção de energia, mas envolvem maiores custos de instalação e manutenção. Portanto, a escolha entre estruturas fixas e móveis depende de uma análise detalhada dos custos e benefícios

envolvidos, levando em consideração o tamanho da usina, a localização e as condições climáticas.

## 1.1 Motivação

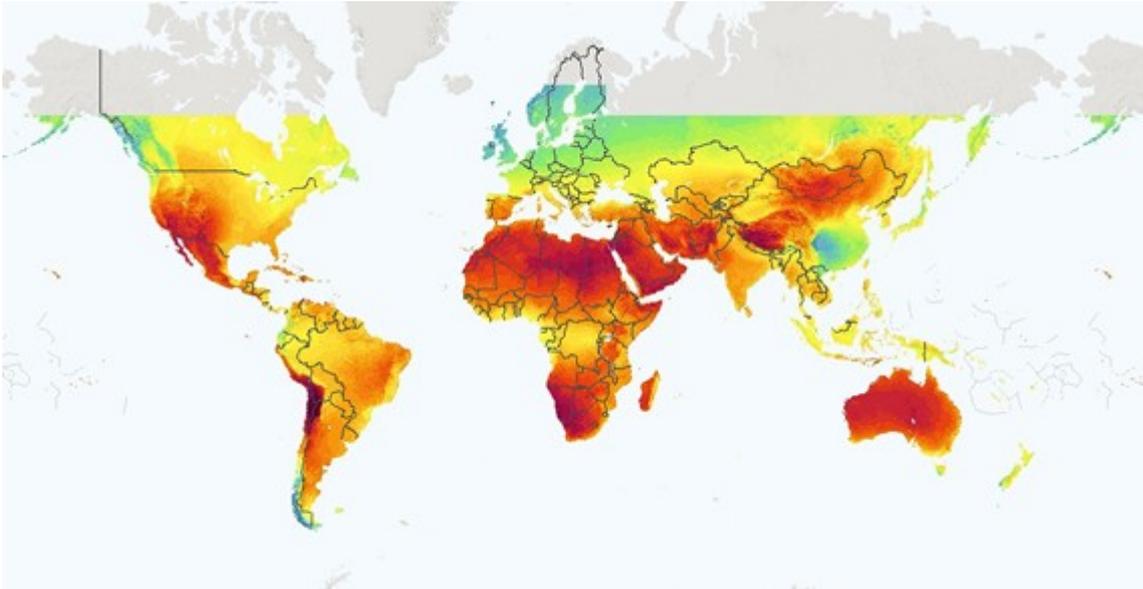
A motivação para o presente estudo fundamenta-se na premissa de que a transição para matrizes energéticas baseadas em fontes renováveis constitui um vetor estratégico para o avanço do desenvolvimento sustentável. As evidências crescentes das alterações climáticas, aliadas à necessidade de mitigar a dependência de combustíveis fósseis, têm impulsionado a adoção de tecnologias energéticas de menor impacto ambiental e maior eficiência. Nesse cenário, a energia solar fotovoltaica configura-se como uma alternativa tecnicamente viável e ambientalmente sustentável, notadamente em função de seu elevado potencial para geração distribuída e reduzida emissão de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida. Contudo, a ampla disseminação dessa tecnologia ainda demanda a superação de barreiras de ordem técnica, econômica e regulatória, que comprometem sua competitividade e viabilidade em determinados contextos.

## 1.2 Contextualização

O desenvolvimento do setor fotovoltaico no Brasil tem sido impulsionado por uma combinação de fatores econômicos, ambientais e tecnológicos. O país possui uma das maiores incidências solares do mundo, com regiões que recebem em média mais de 5,4 kWh/m<sup>2</sup> por dia (CRESESB, 2024). Esse recurso abundante, aliado à queda nos custos dos módulos solares e à crescente demanda por fontes de energia limpa, criou um ambiente favorável para o investimento em usinas fotovoltaicas. A Figura 1 mostra a radiação solar global, e é notório observar que o Brasil possui grande potencial para geração.

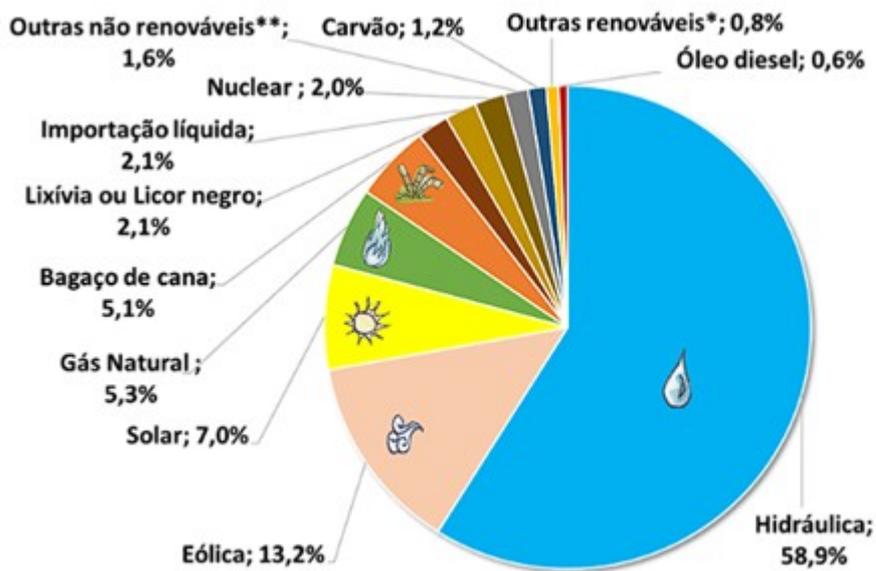
Além disso, políticas de incentivos fiscais como o REIDI, programas de financiamento e a regulamentação do mercado de geração distribuída têm contribuído para o crescimento do setor. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a capacidade instalada de energia solar no Brasil cresceu mais de 70% nos últimos cinco anos, tornando-se uma das principais fontes de energia renovável do país conforme mostrado na Figura 2.

Figura 1 – Radiação Solar Global



Fonte: Atlas Global, 2024.

Figura 2 – Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: EPE, 2024.

### 1.3 Justificativa

AA escolha do presente tema fundamenta-se na crescente demanda por estratégias de otimização dos investimentos em sistemas de geração fotovoltaica, com vistas à maximização da eficiência energética e à garantia da viabilidade técnico-econômica dos empreendimentos. Em face da expansão contínua da matriz energética renovável, torna-se

imperativo que os projetos fotovoltaicos sejam concebidos com base em critérios técnico-financeiros robustos, que possibilitem a maximização do fator de capacidade, a mitigação de perdas sistêmicas e a minimização dos custos de capital e operacionais.

A realização de análises comparativas entre distintas configurações de sistemas fotovoltaicos — considerando variáveis como orientação, inclinação, tipo de rastreamento solar, topologia do sistema e tecnologia dos módulos — pode proporcionar subsídios relevantes para stakeholders do setor, incluindo investidores, projetistas, engenheiros e formuladores de políticas públicas. Tais análises permitem identificar as soluções mais adequadas às condições climáticas, geográficas e econômicas de cada região, otimizando o retorno sobre o investimento (ROI) e promovendo maior previsibilidade na geração de energia.

A pertinência deste estudo é reforçada pelo cenário de franca expansão do setor fotovoltaico no Brasil e no mundo, impulsionado por avanços tecnológicos, incentivos regulatórios e pela busca por fontes de energia de baixa emissão de carbono. Em um ambiente de acirrada competitividade no setor elétrico, a identificação de arranjos técnicos mais eficientes representa um diferencial estratégico para a implementação de projetos de geração distribuída ou centralizada. Adicionalmente, a produção de conhecimento técnico-científico sobre as melhores práticas de engenharia e sobre as tecnologias emergentes no segmento pode contribuir para a formulação de políticas públicas mais eficazes, fomentando a transição energética, a segurança energética nacional e a sustentabilidade ambiental.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivos Gerais

Este trabalho tem como objetivo geral analisar comparativamente diferentes configurações de usinas fotovoltaicas, considerando variáveis técnicas e financeiras, a fim de identificar a solução mais adequada para distintos perfis de consumidores e aplicações. Para isso, são avaliados os impactos da utilização de módulos monofaciais e bifaciais, bem como a escolha entre estruturas fixas e sistemas com trackers.

Além da análise do desempenho energético dos sistemas, o estudo busca investigar a viabilidade econômica das diferentes configurações, utilizando indicadores financeiros como Retorno sobre o Investimento (ROI), Custo Nivelado de Energia (LCOE) e *Payback*. A partir de simulações computacionais realizadas no *software* PVSOL, pretende-se fornecer diretrizes que auxiliem projetistas, investidores e consumidores na tomada de decisão estratégica, otimizando o desempenho técnico e o custo-benefício do investimento em energia solar.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Avaliar a eficiência energética de usinas fotovoltaicas de diferentes capacidades instaladas: Analisar como a capacidade instalada da usina impacta a produção de energia e a eficiência geral do sistema.
- Comparar o desempenho de módulos bifaciais e monofaciais: Investigar as diferenças na produção de energia e na eficiência entre esses dois tipos de módulos em diferentes condições ambientais.
- Analisar o impacto do uso de trackers em comparação com estruturas fixas: Avaliar os benefícios e custos associados ao uso de sistemas de rastreamento solar em comparação com estruturas fixas.
- Realizar uma análise financeira das diferentes configurações de usinas: Calcular o retorno sobre o investimento (ROI), o custo nivelado de eletricidade (LCOE) e outros indicadores financeiros para cada configuração analisada.
- Fornecer recomendações para a implementação de usinas fotovoltaicas mais eficientes e economicamente viáveis: Com base nos resultados das análises, oferecer diretrizes práticas para investidores, engenheiros e formuladores de políticas.

## 2 Revisão Bibliográfica

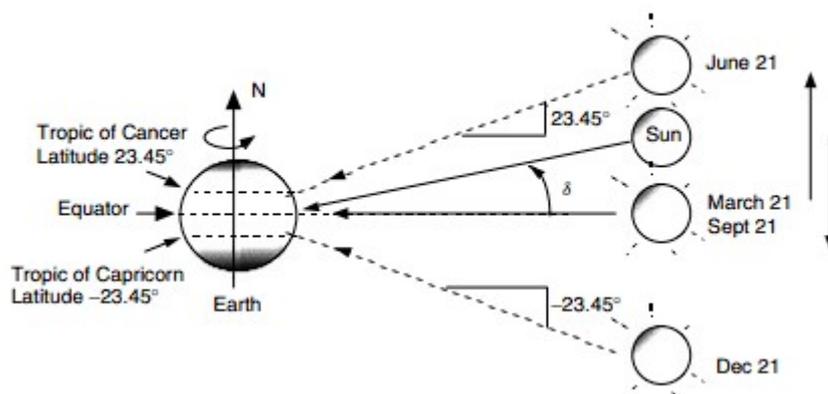
### 2.1 Trajetória do Sol e sua Influência no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos é amplamente dependente da trajetória do sol, uma vez que a radiação solar é a principal fonte de energia para esses sistemas. A trajetória solar, definida pela posição do sol no céu ao longo do dia e das estações do ano, é influenciada pela inclinação axial da Terra e pela sua órbita ao redor do sol. SOUZA A. S.; SILVA (2019) mostra que a compreensão detalhada desses aspectos é crucial para a otimização da orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos, maximizando a captura de energia solar e, conseqüentemente o desempenho do sistema.

#### 2.1.1 Trajetória Solar

Short, Packey e Holt (1995) Indica que a trajetória solar varia de acordo com a latitude e a estação do ano. “No solstício de verão, o sol atinge a posição mais alta no céu ao meio-dia solar, enquanto no solstício de inverno, ele atinge a posição mais baixa. Durante os equinócios, o sol passa diretamente sobre a linha do equador, resultando em durações iguais de dia e noite” Pinho (2014). A Figura 3 ilustra esse movimento.

Figura 3 – Ponto de vista da terra fixada em relação ao seu movimento ao redor do Sol

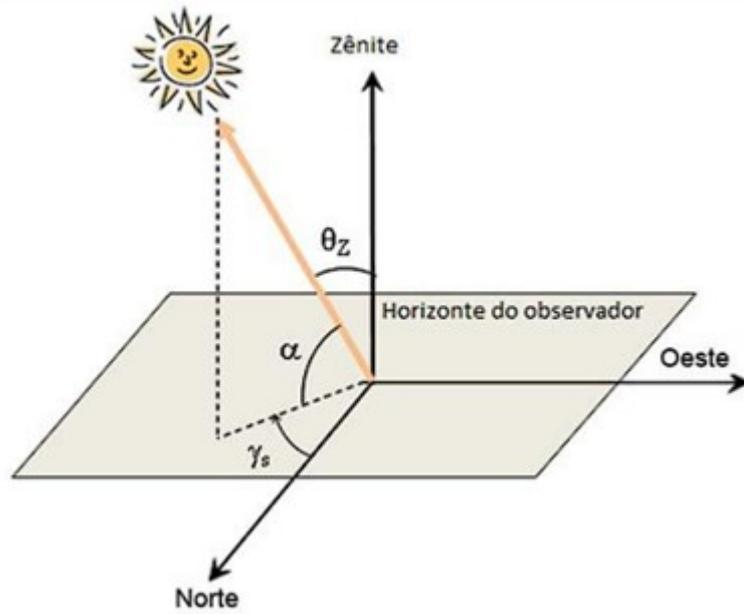


(MASTERS, 2013)

Masters (2013) indica que para projetar sistemas fotovoltaicos eficientes, é fundamental analisar a trajetória solar específica do local de instalação. A altitude solar e o azimute solar são dois parâmetros críticos para essa análise. O ângulo zenital é o ângulo formado entre os raios do sol e a vertical local. A altitude solar é o ângulo entre o sol e o

horizonte, enquanto o azimute solar é o ângulo entre a projeção do sol no horizonte e o norte geográfico. Esses parâmetros variam ao longo do dia e das estações, influenciando a quantidade de radiação solar que atinge os módulos fotovoltaicos. Esses ângulos podem ser vistos na Figura 4.

Figura 4 – Ângulos Solares



(PINHO, 2014)

### 2.1.2 Orientação dos Módulos Fotovoltaicos

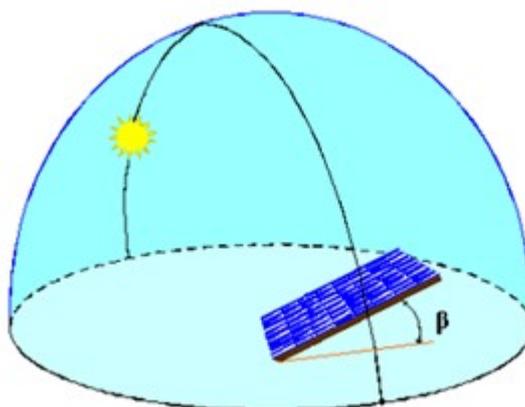
A orientação dos módulos fotovoltaicos refere-se à direção em que os módulos estão voltados. A orientação ideal depende da localização geográfica do sistema. Em geral, para maximizar a captura de energia solar, os módulos devem ser orientados para o equador: para o sul no hemisfério norte e para o norte no hemisfério sul (KALOGIROU, 2014). Estudos mostram que a orientação dos módulos pode impactar significativamente a eficiência do sistema. (GASPARIN; KRENZINGER, 2017) analisaram o desempenho de sistemas fotovoltaicos em diversas cidades brasileiras, observando que a variação na orientação dos módulos pode impactar significativamente a eficiência da geração de energia.

### 2.1.3 Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos

A inclinação dos módulos fotovoltaicos, ou o ângulo de inclinação, é outro fator crucial que influencia a quantidade de radiação solar capturada. A inclinação ideal varia com a latitude do local. (KALOGIROU, 2014) indica que os módulos devem ser voltados para a linha do equador, e que o melhor ângulo de inclinação dos módulos é igual à

latitude do local. A radiação solar recebida pelos módulos fotovoltaicos é composta por radiação direta, difusa e refletida. A inclinação dos módulos influencia a proporção desses componentes que atinge a superfície dos módulos. (IQBAL, 1983) mostra que a inclinação, afeta a quantidade de radiação recebida, influenciando a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que diferentes ângulos de inclinação maximizam a captura de radiação direta ou difusa, dependendo das condições locais e da estação do ano. A proporção desses componentes varia com a trajetória solar. Durante o meio-dia solar em dias claros, a radiação direta é predominante, enquanto nas primeiras horas da manhã e nas últimas horas da tarde, a radiação difusa e refletida pode representar uma fração significativa da radiação total recebida pelos módulos. A otimização da inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos deve levar em conta esses diferentes componentes da radiação solar para maximizar a eficiência do sistema Duffie J. A. (2013). A Figura 5 mostra a trajetória do sol durante o dia, para o hemisfério sul, é uma trajetória Leste-Oeste, e o ângulo de inclinação é representado por  $\beta$

Figura 5 – Ângulo de Inclinação do Módulo Fotovoltaico



(PINHO, 2014)

## 2.2 Sistemas de Tracker em Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas de rastreamento solar, conhecidos como trackers, desempenham um papel crucial na maximização da eficiência dos sistemas fotovoltaicos (FV), permitindo que os módulos acompanhem o movimento do sol ao longo do dia. Existem duas categorias principais de sistemas de trackers utilizados em sistemas fotovoltaicos:

- Trackers de Eixo Único: Estes sistemas movem os módulos fotovoltaicos ao longo de um único eixo, de leste à oeste. Isso permite que os módulos acompanhem o movimento diurno do sol, otimizando a captação de radiação solar direta ao longo do dia (BOLINGER; SEEL; ROBSON, 2017).

- Trackers de Dois Eixos: Este tipo de tracker permite movimentos tanto de leste a oeste quanto de norte a sul. Isso possibilita uma orientação ainda mais precisa dos módulos, adaptando-se não apenas ao movimento diurno do sol, mas também às variações sazonais ao longo do ano.

Os trackers são conhecidos por aumentar significativamente a eficiência dos sistemas fotovoltaicos ao maximizar a captura de radiação solar direta. Estudos indicam que o uso de trackers pode resultar em um aumento na produção de energia de até 25% em comparação com sistemas fixos (NREL, 2014). Esse aumento na eficiência pode ser particularmente vantajoso em locais com alta variabilidade na incidência solar ao longo do ano. Os trackers são equipados com sensores e sistemas de controle que monitoram continuamente a posição do sol. Esses dispositivos orientam os módulos fotovoltaicos para maximizar a exposição à radiação solar direta ao longo do dia. (YANG; XIAO, 2023) indica que algoritmos avançados de controle garantem uma movimentação precisa e sincronizada dos módulos, ajustando sua orientação conforme necessário para otimizar a geração de energia.

Estudos comparativos entre sistemas com e sem trackers demonstram que a eficiência energética é significativamente melhorada quando os módulos são equipados com rastreamento solar. A captura de radiação solar direta é maximizada, resultando em uma produção de energia mais consistente e previsível ao longo do tempo (LAVE; KLEISSL, 2011). Além dos benefícios energéticos, os trackers podem oferecer um retorno econômico atraente ao reduzir o tempo de retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos. Apesar de um custo inicial mais elevado em comparação com sistemas fixos, os ganhos de eficiência energética ao longo da vida útil do sistema podem compensar significativamente esses custos adicionais (BOLINGER; SEEL; ROBSON, 2017). Os sistemas de rastreamento solar representam uma tecnologia madura e eficaz para melhorar a eficiência dos sistemas FV. Com avanços contínuos em tecnologia e monitoramento, a implementação de trackers está se tornando cada vez mais comum em grandes projetos de energia solar, contribuindo para a transição global para fontes de energia renováveis.

## 2.3 Módulos Bifaciais e Monofaciais em Sistemas Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são a base fundamental dos sistemas de geração de energia solar, e a escolha entre módulos bifaciais e monofaciais desempenha um papel crucial na eficiência e no desempenho econômico desses sistemas.

### 2.3.1 Módulos Monofaciais

Os módulos monofaciais são os mais comuns na indústria fotovoltaica. Eles consistem em células fotovoltaicas que captam a luz solar apenas de um lado. Esses módulos

são projetados para otimizar a captação de radiação solar direta e difusa incidente na superfície superior do painel. (MATARNEH; AL-RAWAJFEH; GOMAA, 2022)

### 2.3.2 Módulos Bifaciais

Os módulos bifaciais captam a radiação solar tanto na parte frontal quanto na parte traseira do painel, aproveitando a luz refletida pelo solo ou outras superfícies adjacentes. Isso permite uma maior captura de energia, especialmente em ambientes com superfícies refletivas, como solos que possuem um valor de albedo maior (MATARNEH; AL-RAWAJFEH; GOMAA, 2022). Existem alguns benefícios ao empregar o uso dos módulos bifaciais, como o aumento na Eficiência energética e a flexibilidade de instalação.

De acordo com estudos da PV Magazine (2020), "os módulos bifaciais podem aumentar a produção de energia em até 10–20% em comparação com os módulos monofaciais". Esse ganho, no entanto, depende diretamente do grau de reflexão do solo (albedo) e das condições do ambiente de instalação. Em locais onde o solo possui alta refletividade — como superfícies claras, areia, concreto, cascalho claro ou coberturas brancas — o ganho de produção é mais significativo. Já em ambientes com vegetação densa ou superfícies escuras e absorventes, como solo úmido ou terra compactada, o aproveitamento da face traseira é consideravelmente menor.

Além disso, quando os módulos bifaciais são combinados com rastreadores de eixo único e o layout da usina é otimizado para favorecer a incidência solar na face posterior, o aumento na geração pode alcançar até 40%.

Adicionalmente, os módulos bifaciais oferecem maior flexibilidade de instalação, uma vez que captam luz solar em ambos os lados. Essa característica permite sua aplicação eficiente em diferentes tipos de terreno, como áreas urbanas pavimentadas, terrenos desérticos, estacionamentos cobertos (solar carports) e telhados com coberturas brancas, contribuindo para a maximização do uso do espaço e a melhoria da eficiência energética global do sistema fotovoltaico.

Além disso, os módulos bifaciais oferecem maior flexibilidade de instalação devido à capacidade de captar luz solar de ambos os lados. Isso permite a instalação em diferentes tipos de terrenos e ambientes, aumentando as opções de layout e maximizando a eficiência de espaço disponível (PV Magazine, 2020).

Embora os módulos bifaciais geralmente tenham um custo inicial mais elevado do que os monofaciais, o aumento na produção de energia ao longo da vida útil do sistema pode compensar esse investimento inicial. Modelos econômicos indicam que, em certas condições de mercado e incentivos, os módulos bifaciais podem oferecer um retorno financeiro mais rápido e uma maior rentabilidade ao longo do tempo (MATARNEH; AL-RAWAJFEH; GOMAA, 2022).

## 2.4 Parâmetros de análise financeira para sistemas fotovoltaicos

A avaliação econômica de projetos de energia solar é fundamental para determinar sua viabilidade financeira e atratividade de investimento. A análise do LCOE (Levelized Cost of Electricity), ROI (Return on Investment) e Payback em sistemas fotovoltaicos são fundamentais para avaliar a viabilidade financeira desses projetos. O relatório da International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024) IRENA indica que o custo do LCOE para sistemas solares fotovoltaicos tem diminuído significativamente, especialmente com o aumento da eficiência e redução dos custos de instalação. Por exemplo, em 2023, a redução global do LCOE para projetos solares de grande escala foi de 12%, refletindo o avanço das tecnologias solares e tornando-a uma das fontes de energia mais competitivas em termos de custo. Nesta revisão, abordaremos os conceitos de LCOE, ROI e Payback e aplicação na análise de sistemas fotovoltaicos.

### 2.4.1 Custo Nivelado de Energia (LCOE)

De acordo com (SHORT; PACKKEY; HOLT, 1995), o Custo Nivelado de Energia (LCOE) permite comparar tecnologias alternativas quando há diferentes escalas de operação, períodos de investimento e tempo de operação envolvidos. Por exemplo, o LCOE pode ser utilizado para comparar o custo da energia gerada por uma fonte renovável com a de uma unidade geradora convencional movida a combustíveis fósseis, como por exemplo termelétricas movidas à carvão ou diesel. O LCOE serve como uma ferramenta que unifica as variáveis econômicas de diferentes fontes de energia, permitindo que tomadores de decisão comparem projetos de maneira justa, mesmo que envolvam diferentes condições de operação ou horizontes temporais. Isso é especialmente útil para avaliar a competitividade das energias renováveis frente a fontes tradicionais de energia.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.1)$$

- $LCOE$  = Custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Energy*)
- $C_t$  = Custos totais no ano  $t$  (investimento, operação, manutenção, combustível, etc.)
- $E_t$  = Energia gerada no ano  $t$
- $r$  = Taxa de desconto
- $n$  = Vida útil do projeto em anos
- $t$  = Ano específico

### 2.4.2 Return on Investment (ROI)

(BOTCHKAREV, 2015) define Retorno sobre o Investimento (ROI) como uma das métricas mais comuns para avaliar o desempenho e a eficácia de um investimento. Quando utilizado de forma correta, o ROI é uma ferramenta poderosa para tomar decisões fundamentadas sobre a aquisição de sistemas de informação. Essa métrica é usada para medir o quão eficiente é um investimento, ou para comparar a eficiência de diferentes opções de investimento. Para calcular o ROI, basta dividir o benefício líquido obtido com o investimento pelo seu custo, e o resultado é apresentado como uma porcentagem ou uma razão.

$$ROI = \left( \frac{\text{Benefício Líquido do Investimento}}{\text{Custo do Investimento}} \right) \times 100 \quad (2.2)$$

Onde:

- Benefício Líquido do Investimento: Valor total dos retornos financeiros menos o custo do investimento.
- Custo do Investimento: Valor inicial investido.

### 2.4.3 Payback

(SEWCHURRAN; DAVIDSON, 2021) define o payback como o período de tempo necessário para que o retorno financeiro acumulado iguale o investimento inicial. É calculado por:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Fluxo de Caixa Anual}} \quad (2.3)$$

(SHORT; PACKKEY; HOLT, 1995) indica que os modelos de cálculo de LCOE, ROI e Payback incorporam variáveis como custos de capital, taxas de desconto, vida útil do sistema, produção de energia estimada, inflação e custos operacionais. LCOE, ROI e Payback são ferramentas essenciais para avaliar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, fornecendo insights críticos sobre o retorno financeiro esperado, o custo de energia e o período necessário para recuperar o investimento inicial. Com o avanço da tecnologia e a redução dos custos de implantação, essas métricas desempenharão um papel cada vez mais importante na transição para uma matriz energética mais sustentável e eficiente.

## 2.5 Softwares de Simulação de sistemas fotovoltaicos

### 2.5.1 PVSOL

Os autores (UMAR; BORA; BANERJEE, 2018) apontam o PVSOL como um software para simulação dinâmica de sistemas fotovoltaicos, oferecendo visualização em 3D e análise detalhada de sombreamento. Utilizado por engenheiros, consultores e instaladores de sistemas fotovoltaicos para realizar o design profissional de tais sistemas. Com o PVSOL, é possível fazer previsões precisas, otimizar o retorno sobre o investimento, visualizar o sistema e gerar relatórios técnicos detalhados. Dentre suas funcionalidades, o PVSOL oferece design em 3D para visualizar edifícios e objetos de sombreamento, permite a rotação da área com objetos, adição de objetos de sombreamento, simulação do movimento do sol, distribuição de sombra ao longo do tempo e uma análise detalhada de sombreamento para cada módulo individual. O usuário pode definir diversas variáveis, como número de áreas sombreadas, quantidade de módulos fotovoltaicos, inversores, potência do gerador fotovoltaico, orientação, azimute, inclinação e tipo de instalação." Ainda de acordo com os autores Umar, Bora e Banerjee (2018) "o PVSOL é um software de interface amigável, modelagem geral completa e se mostra confiável para realizar estudos experimentais".

## 3 Metodologia

### 3.1 Cenários Propostos

Para este estudo, foram considerados diferentes cenários, determinando-se o custo de implementação de cada um através de orçamentos e consultas no mercado, sua geração média e retorno financeiro através do software PVSOL. Com o intuito de obter resultados variados para diferentes cenários, foram investigadas usinas com diferentes potências. Os cenários testados envolveram usinas de 75 kW, 500 kW e 1000 kW. É válido reforçar que tais potências correspondem a consumidores de pequeno, médio e grande porte, respectivamente, atendendo uma faixa de consumo de energia proporcional à sua capacidade instalada. Considerando um fator de capacidade médio de 18% a 20%, uma usina de 75 kW seria capaz de suprir unidades consumidoras com consumo mensal na faixa de 9.000 a 11.000 kWh, perfil típico de pequenos comércios, supermercados de bairro ou pequenas indústrias. Usinas de 500 kW atenderiam consumidores com consumo entre 60.000 a 70.000 kWh por mês, como supermercados de grande porte, indústrias de médio porte ou shopping centers de menor dimensão. Por fim, usinas de 1000 kW (1 MW) seriam adequadas para consumidores com demanda superior a 120.000 kWh mensais, como grandes indústrias, centros de distribuição ou empreendimentos comerciais com elevado consumo energético. Para esses diferentes tipos de sistemas, serão considerados quatro modelos de implementação de usinas:

- Cenário 1: Estruturas fixas com módulos monofaciais
- Cenário 2: Estruturas fixas com módulos bifaciais
- Cenário 3: Estruturas com trackers e módulos monofaciais
- Cenário 4: Estruturas com trackers e módulos bifaciais

### 3.2 Simulação

O software escolhido para modelar cada um desses cenários foi o PVSOL 2024 R3. Para realizar as simulações e obtenções dos resultados, é necessário dimensionar o sistema, além de ajustar os parâmetros de entradas necessários. A Figura 6 traz um fluxograma apresentado para a execução da simulação e conseqüentemente do trabalho.

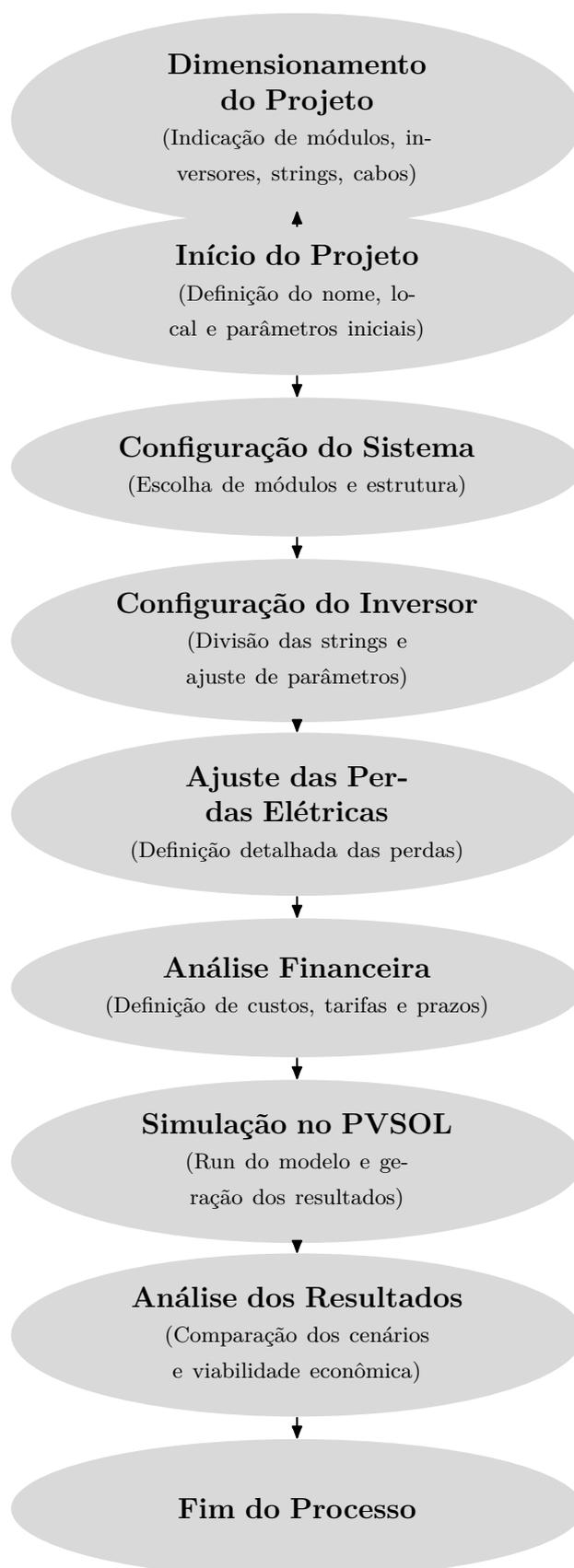


Figura 6 – Fluxograma de Execução do Trabalho

### 3.2.1 Dimensionamento do Projeto

Para garantir que as simulações fossem conduzidas de forma equitativa, precisa e tecnicamente consistente, foi adotada uma abordagem padronizada na seleção dos equipamentos utilizados em cada cenário analisado. Dessa maneira, optou-se por manter o mesmo fabricante e a mesma potência nominal dos módulos fotovoltaicos em todas as simulações realizadas, assegurando assim que qualquer variação nos resultados fosse atribuída unicamente às diferenças inerentes entre as tecnologias estudadas.

Nesse contexto, foram escolhidos módulos fotovoltaicos com potência nominal de 545 Wp da fabricante DAH Solar, sendo que, conforme a necessidade e os objetivos específicos de cada análise, alternou-se entre módulos monofaciais e bifaciais. Essa escolha fundamenta-se na credibilidade e no desempenho desses equipamentos no mercado, permitindo uma comparação justa e representativa entre as diferentes configurações adotadas.

Além disso, para garantir que o desempenho dos sistemas fotovoltaicos fosse analisado com inversores adequados à potência instalada, foram selecionados equipamentos da fabricante Solis, cujos modelos foram definidos de acordo com a capacidade da usina simulada. Para sistemas de 75 kW, utilizou-se o inversor Solis 75K-5GPRO, enquanto que, para usinas de maior porte, com capacidades de 500 kW e 1000 kW, optou-se pelo modelo Solis-250K-EHV-5G. É válido ressaltar que essa escolha não foi feita de maneira aleatória, mas sim baseada na ampla aceitação desses inversores no mercado, na sua confiabilidade técnica e na experiência consolidada do fabricante no setor fotovoltaico.

#### 3.2.1.1 Dimensionamento dos Circuitos CC e CA

Para realizar a simulação do sistema no software PVSOL, foi essencial calcular diversos parâmetros que impactam diretamente o desempenho e a eficiência da instalação. Entre eles, destacam-se o dimensionamento das strings fotovoltaicas e a escolha adequada dos condutores para a condução da corrente alternada. Esses cálculos foram conduzidos com atenção aos detalhes, garantindo que cada aspecto do sistema estivesse devidamente ajustado para minimizar perdas elétricas e otimizar a eficiência do sistema.

O dimensionamento das strings, por exemplo, envolve definir a quantidade ideal de módulos fotovoltaicos conectados em série e em paralelo, levando em conta fatores como a tensão máxima suportada pelo inversor, a faixa operacional do sistema e as variações climáticas do local de instalação. Esse processo garante que os painéis funcionem dentro dos limites de segurança e eficiência, evitando sobrecargas ou quedas abruptas de desempenho.

Já a seleção dos condutores de corrente alternada exige uma análise cuidadosa para minimizar as perdas elétricas e garantir a segurança do sistema. Para isso, considera-se os critérios de dimensionamento estabelecidos pela NBR5410. Uma escolha inadequada poderia comprometer significativamente a eficiência do sistema e até mesmo gerar riscos

elétricos.

Ao aprofundar esses cálculos e simulações, foi possível obter uma visão mais precisa do comportamento do sistema, permitindo um diagnóstico detalhado das perdas elétricas. Esse nível de análise não só contribui para um projeto mais eficiente, como também assegura que o sistema opere de forma segura e confiável, maximizando o aproveitamento do sistema fotovoltaico.

Para o dimensionamento das strings, devem-se considerar as seguintes variáveis:

- **V<sub>mp</sub> (Tensão de máxima potência de cada módulo):** A tensão que o módulo fotovoltaico gera quando opera em sua máxima potência.
- **V<sub>oc</sub> (Tensão de circuito aberto):** A maior tensão que o módulo pode atingir quando não há carga conectada.
- **I<sub>sc</sub> (Corrente de curto-circuito):** A corrente máxima que o módulo pode gerar quando curto-circuitado.

A fórmula básica para o dimensionamento da quantidade de módulos em série é dada por:

$$N_{\text{mód}} = \frac{V_{\text{inversor}}}{V_{\text{mp}}} \quad (3.1)$$

Onde:

- $N_{\text{mód}}$  é o número de módulos em série por string.
- $V_{\text{inversor}}$  é a tensão de entrada nominal do inversor.
- $V_{\text{mpP}}$  é a tensão de máxima potência do módulo.

Deve-se também verificar a tensão máxima de circuito aberto em condições extremas de temperatura, conforme indicado pela fórmula:

$$V_{\text{string}} = N_{\text{mód}} \times V_{\text{oc}} \times [1 + \alpha_{\text{temp}} \times (T_{\text{min}} - T_{\text{ref}})] \quad (3.2)$$

Onde:

- $\alpha_{\text{temp}}$  é o coeficiente de temperatura da tensão do módulo.
- $T_{\text{min}}$  é a temperatura mínima ambiente.
- $T_{\text{ref}}$  é a temperatura de referência, geralmente 25°C

Todos esses valores são informados nos *datasheets* dos módulos fotovoltaicos e inversores.

O dimensionamento de cabos de corrente alternada (CA) é de extrema importância para garantir que o sistema opere de forma segura e eficiente. Os cabos devem ser dimensionados de acordo com a corrente que será conduzida, as distâncias envolvidas e as perdas de energia aceitáveis. Além disso, o dimensionamento deve estar em conformidade com a NBR 5410, que define os critérios para instalações elétricas de baixa tensão no Brasil.

O dimensionamento dos cabos de corrente alternada é feito com base na corrente nominal que o inversor irá entregar ao sistema, levando em consideração fatores como a capacidade de corrente dos cabos, a queda de tensão máxima permitida e a distância entre os componentes. A corrente nominal é definida por:

$$I_{\text{nom}} = \frac{P_{\text{inv}}}{V_{\text{ca}} \times \sqrt{3} \times \cos \phi} \quad (3.3)$$

Onde:

- $P_{\text{inv}}$  é a potência nominal do inversor.
- $V_{\text{ca}}$  é a tensão nominal de saída em corrente alternada (CA).
- $\cos \phi$  é o fator de potência, assumido como 0,98 para inversores solares.

A queda de tensão é um fator importante no dimensionamento de cabos, pois grandes distâncias podem resultar em perdas significativas de energia. Para garantir a eficiência do sistema, a queda de tensão deve ser mantida dentro dos limites recomendados pela norma, geralmente 1,5% a 2%. A fórmula utilizada para calcular a queda de tensão em sistemas trifásicos é:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \times I_{\text{nom}} \times L \times \rho}{A} \quad (3.4)$$

Onde:

- $\Delta V$  é a queda de tensão em volts.
- $I_{\text{nom}}$  é a corrente nominal do sistema.
- $L$  é o comprimento do cabo em metros.
- $\rho$  é a resistividade do material do cabo (para cobre,  $\rho = 1,72 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$ ).
- $A$  é a área da seção transversal do cabo em mm<sup>2</sup>.

A queda de tensão deve ser limitada a um valor de até 2%, conforme a seguinte relação:

$$\frac{\Delta V}{V_{ca}} \times 100 \leq 2\% \quad (3.5)$$

A capacidade de corrente dos cabos deve ser suficiente para suportar a corrente nominal do sistema, conforme a fórmula abaixo:

$$I_{capacidade} \geq I_{nominal} \quad (3.6)$$

Onde:

- $I_{capacidade}$  é a capacidade de condução de corrente do cabo, de acordo com as tabelas fornecidas pelo fabricante.

Os fatores de correção de temperatura, agrupamento e resistividade dos materiais também devem ser considerados no cálculo final da capacidade de condução de corrente.

### 3.2.2 Orientação e Inclinação do Sistema

Os projetos foram simulados para implementação em Belo Horizonte-MG, cuja latitude é 19.9191 S. Para sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério sul, a melhor orientação é para o norte. De acordo com o CRESESB (Centro de Referência de Energia Solar e Eólica Sérgio Brito), a melhor inclinação para Belo Horizonte é de 20 graus, e conforme visto na revisão bibliográfica a melhor orientação é para o Norte, à 0 graus.

Após realizados todos os cálculos e dimensionamentos do sistema fotovoltaico, é possível partir para a etapa seguinte do fluxograma apresentado na Figura 6.

## 3.3 Desenvolvimento da Simulação

### 3.3.1 Início do Projeto

Na interface inicial do PVSOL, o primeiro passo para a criação de um novo projeto consiste na inserção das informações básicas referentes ao sistema fotovoltaico em análise. Nesse estágio inicial, é necessário fornecer dados como o nome do projeto, o endereço da instalação e outros detalhes relevantes que servirão como referência para o desenvolvimento da simulação.

Após a inserção dessas informações preliminares, um dos aspectos fundamentais a serem definidos é a localização geográfica do sistema. A escolha correta do local onde o sistema será instalado é crucial, pois o software utiliza essa informação para carregar automaticamente os dados solarimétricos da região. Esses dados incluem informações

detalhadas sobre a irradiação solar, a temperatura média e outros fatores climáticos que influenciam diretamente no desempenho da geração de energia fotovoltaica.

Dessa forma, ao configurar corretamente a localização no PVSOL, o usuário garante que os cálculos e as previsões de geração energética sejam ajustados de acordo com as condições reais do ambiente em que o sistema será implementado. Isso contribui para uma simulação mais precisa e realista, permitindo uma avaliação detalhada do potencial de geração e das possíveis perdas ao longo do tempo.

### 3.3.2 Configuração do Sistema

Após definir a localização do projeto no PVSOL, o próximo passo consiste na configuração detalhada do sistema fotovoltaico. Essa etapa envolve a seleção criteriosa dos componentes e dos parâmetros de instalação, garantindo que a simulação seja o mais fiel possível às condições reais do sistema. Entre os principais aspectos a serem configurados, destacam-se:

- **Modelo dos módulos fotovoltaicos:** Nesta fase é necessário escolher o tipo de módulo fotovoltaico a ser utilizado na simulação, podendo optar entre modelos monofaciais e bifaciais. Além disso, deve-se definir a quantidade total de módulos que compõem o sistema. Para a análise específica deste projeto, manteve-se a mesma quantidade de módulos do mesmo fabricante, permitindo uma comparação direta entre os modelos monofaciais e bifaciais. Essa abordagem possibilita avaliar as diferenças de desempenho e a viabilidade do uso de cada tecnologia dentro do cenário proposto.
- **Estrutura de montagem:** O PVSOL oferece diversas opções de configuração para a montagem das estruturas que sustentam os módulos fotovoltaicos. O usuário pode selecionar entre diferentes tipos de instalação, como fixação sobre telhados, montagem em solo com estrutura fixa, instalação em solo com uso de trackers ou até mesmo a opção de usinas flutuantes. A escolha do tipo de montagem impacta diretamente a eficiência da geração de energia, pois influencia fatores como inclinação, sombreamento e otimização da captação da radiação solar ao longo do dia.

Essas definições são essenciais para garantir que a simulação no PVSOL forneça resultados precisos e condizentes com o comportamento esperado do sistema no ambiente real.

### 3.3.3 Configuração do Inversor

Após a definição dos módulos fotovoltaicos e da estrutura de montagem, o próximo passo na configuração do sistema no PVSOL é a seleção e parametrização do inversor. Esse componente é essencial para a conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA), permitindo a injeção da energia na rede elétrica ou o uso direto pelos consumidores.

Nesta etapa, é necessário escolher o modelo de inversor mais adequado ao sistema, levando em consideração fatores como a potência nominal, a eficiência, o número de entradas MPPT (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência) e os limites operacionais de tensão e corrente. Além disso, é imprescindível realizar a divisão correta das strings entre os circuitos disponíveis no inversor, garantindo que cada entrada opere dentro das faixas especificadas pelo fabricante.

O próprio software PVSOL auxilia nessa configuração ao verificar automaticamente se os parâmetros elétricos do inversor estão sendo respeitados. Caso algum valor ultrapasse os limites de operação, como tensão máxima de entrada ou corrente nominal por MPPT, o programa sinaliza a inconsistência, permitindo ajustes antes da finalização da simulação.

Essa configuração detalhada do inversor é fundamental para assegurar um funcionamento eficiente e seguro do sistema, evitando perdas de desempenho ou possíveis danos aos equipamentos devido a sobrecargas ou operação fora dos limites recomendados.

### 3.3.4 Perdas Elétricas

As perdas elétricas têm um impacto significativo no rendimento global da usina fotovoltaica, influenciando diretamente a eficiência da conversão e distribuição da energia gerada. Para lidar com esse aspecto, o PVSOL oferece duas abordagens distintas: a parametrização de um valor global para as perdas ou a realização de um cálculo detalhado, considerando cada fator que contribui para a dissipação de energia ao longo do sistema.

Neste estudo, optou-se pela abordagem detalhada para estimar as perdas com maior precisão. Foram analisados elementos fundamentais, como o dimensionamento dos condutores de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA), bem como o comprimento dos circuitos em cada cenário simulado. Para garantir consistência nos resultados e evitar variações desnecessárias, foi adotado um padrão fixo nos comprimentos dos circuitos tanto no lado CC quanto no lado CA, permitindo uma comparação mais equilibrada entre diferentes configurações.

Essa abordagem detalhada na análise das perdas possibilita uma avaliação mais realista do desempenho da usina, permitindo identificar oportunidades de otimização e ajustes no projeto para minimizar impactos negativos sobre a geração de energia.

### 3.3.5 Análise Financeira

A seção de análise financeira do software PVSOL permite que o usuário configure e defina os principais parâmetros econômicos que influenciam a viabilidade do projeto da usina fotovoltaica. Essa funcionalidade é essencial para avaliar não apenas os custos iniciais da instalação, mas também o retorno sobre o investimento ao longo do tempo, considerando variáveis econômicas e tarifárias.

Entre os principais aspectos contemplados na configuração financeira, destacam-se:

- Custos financeiros do projeto: Inclui os investimentos iniciais em equipamentos, instalação, mão de obra e eventuais custos operacionais previstos.
- Prazo total de investimento: Determina o período de análise para o retorno do capital investido, influenciando o cálculo da taxa de retorno e do tempo necessário para que a usina se torne financeiramente vantajosa.
- Tarifa de energia aplicada: Representa o valor da energia elétrica no cenário atual, sendo um fator determinante na projeção da economia gerada pelo sistema fotovoltaico ao longo do tempo.
- Taxa de inflação da tarifa energética: Permite ajustar a análise considerando a tendência de aumento no custo da energia elétrica, garantindo maior precisão na previsão dos benefícios financeiros da usina.
- Outros fatores econômicos: O usuário pode incluir variáveis adicionais, como incentivos fiscais, linhas de financiamento, taxas de manutenção e possíveis ganhos financeiros provenientes da injeção de excedentes na rede elétrica.

Após a conclusão de todas as configurações, o software PVSOL executa a simulação do funcionamento do sistema fotovoltaico, gerando resultados detalhados sobre seu desempenho e viabilidade econômica. Essa simulação é baseada nos parâmetros técnicos e financeiros previamente definidos, permitindo uma análise realista e precisa da eficiência e do retorno do investimento. Para a avaliação deste estudo, dois indicadores principais serão utilizados como referência para determinar a viabilidade entre os diferentes cenários simulados:

- Previsão de rendimento energético: Refere-se à estimativa da quantidade de energia gerada pelo sistema ao longo do tempo, levando em consideração fatores como a localização geográfica, a incidência solar, as características dos módulos fotovoltaicos e as eventuais perdas elétricas identificadas na análise detalhada. Esse parâmetro é essencial para entender a capacidade de geração da usina e seu impacto na economia de energia.
- Análise financeira: Considera todas as variáveis financeiras do sistema, como CAPEX, OPEX e custo tarifário de energia. Com base nesses dados, é possível projetar o tempo necessário para que o sistema se torne financeiramente vantajoso e avaliar a rentabilidade da instalação em diferentes cenários.

A partir dessas métricas, será possível comparar as configurações testadas e identificar a alternativa mais eficiente e economicamente viável para a implementação do sistema fotovoltaico, garantindo uma decisão fundamentada e otimizada para o projeto.

## 3.4 Descritivo de Cenários

### 3.4.1 Usina de 75kW

#### 3.4.1.1 Parâmetros Técnicos

Para a execução da simulação no PVSOL, é essencial parametrizar corretamente os aspectos técnicos do sistema, garantindo que os cálculos reflitam com precisão as condições reais de operação. Isso envolve a definição detalhada dos módulos fotovoltaicos, do dimensionamento das strings, das características dos condutores e das condições estruturais adotadas em cada cenário testado.

Os módulos fotovoltaicos utilizados na simulação variaram de acordo com a tecnologia empregada:

- Módulos monofaciais: Modelo DHM72X10-545W
- Módulos bifaciais: Modelo DHT-M72X10/BF545W

O dimensionamento das strings foi padronizado em todas as simulações, de forma a garantir uma comparação justa entre os diferentes cenários. A configuração estabelecida foi a seguinte:

- 3 strings compostas por 16 módulos em série
- 6 strings compostas por 15 módulos em série

Para o circuito de corrente alternada (CA), os condutores foram especificados conforme as necessidades elétricas do sistema. O cabo foi dimensionado com 95 mm<sup>2</sup> de seção transversal, considerando uma distância de 30 metros por condutor.

A eficiência do transformador foi definida em 98%, refletindo as perdas inerentes ao processo de conversão e garantindo uma simulação mais realista.

No que se refere à estrutura de montagem, foram adotadas duas abordagens distintas:

- Cenários com estrutura fixa: Orientação definida em 0° N (norte verdadeiro). Inclinação dos módulos ajustada para 20°.
- Cenários com trackers (seguidores solares): O eixo de inclinação de rotação foi mantido em 20°. O ângulo de abertura do sistema rotacional variou entre -60° e 60°, permitindo que os painéis acompanhassem o movimento solar ao longo do dia e maximizassem a captação de radiação.

Com esses parâmetros devidamente ajustados, a simulação pôde ser executada de forma precisa, permitindo a análise detalhada do desempenho dos diferentes cenários e a avaliação das melhores estratégias para otimização da geração de energia na usina fotovoltaica.

### 3.4.1.2 Parâmetros Financeiros

A Tabela 1 faz um resumo de todos os parâmetros financeiros utilizados como valores de entrada nas simulações realizadas nos testes

Cenário	CAPEX	OPEX	Custo de Energia	Prazo de Projeto
1	212.000 R\$	1,5%	1,01 R\$	25 anos
2	230.000 R\$	1,5%	1,01 R\$	25 anos
3	252.000 R\$	2,0%	1,01 R\$	25 anos
4	280.000 R\$	2,0%	1,01 R\$	25 anos

Tabela 1 – Parâmetros Financeiros das Usinas de 75kW

## 3.4.2 Usina de 500kW

### 3.4.2.1 Parâmetros Técnicos

Para a execução da simulação no PVSOL, é essencial parametrizar corretamente os aspectos técnicos do sistema, garantindo que os cálculos reflitam com precisão as condições reais de operação. Isso envolve a definição detalhada dos módulos fotovoltaicos, do dimensionamento das strings, das características dos condutores e das condições estruturais adotadas em cada cenário testado.

Os módulos fotovoltaicos utilizados na simulação variaram de acordo com a tecnologia empregada:

- Módulos monofaciais: Modelo DHM72X10-545W
- Módulos bifaciais: Modelo DHT-M72X10/BF545W

O dimensionamento das strings foi padronizado em todas as simulações, de forma a garantir uma comparação justa entre os diferentes cenários. É válido comentar que para essa potência de usina considerada, foram utilizados 2 inversores de 250kW, sendo cada inversor dimensionado conforme descrito:

- 18 strings compostas por 20 módulos em série
- 6 strings compostas por 18 módulos em série

Para o circuito de corrente alternada (CA), os condutores foram especificados conforme as necessidades elétricas do sistema. O condutor do circuito de baixa tensão foi dimensionado com 120 mm<sup>2</sup> de seção transversal, considerando uma distância de 50 metros por condutor. O condutor do circuito de média tensão foi dimensionado com 16 mm<sup>2</sup> de seção transversal, considerando uma distância de 100 metros por condutor.

A eficiência do transformador foi definida em 98%, refletindo as perdas inerentes ao processo de conversão e garantindo uma simulação mais realista.

No que se refere à estrutura de montagem, foram adotadas duas abordagens distintas:

- Cenários com estrutura fixa: Orientação definida em  $0^\circ$  N (norte verdadeiro). Inclinação dos módulos ajustada para  $20^\circ$ .
- Cenários com trackers (seguidores solares): O eixo de inclinação de rotação foi mantido em  $20^\circ$ . O ângulo de abertura do sistema rotacional variou entre  $-60^\circ$  e  $60^\circ$ , permitindo que os painéis acompanhassem o movimento solar ao longo do dia e maximizassem a captação de radiação.

Com esses parâmetros devidamente ajustados, a simulação pôde ser executada de forma precisa, permitindo a análise detalhada do desempenho dos diferentes cenários e a avaliação das melhores estratégias para otimização da geração de energia na usina fotovoltaica.

### 3.4.2.2 Parâmetros Financeiros

A Tabela 2 faz um resumo de todos os parâmetros financeiros utilizados como valores de entrada nas simulações realizadas nos testes

Cenário	CAPEX	OPEX	Custo de Energia	Prazo de Projeto
1	2.100.000 R\$	1,5%	0,54 R\$	25 anos
2	2.200.000 R\$	1,5%	0,54 R\$	25 anos
3	2.850.000 R\$	2,0%	0,54 R\$	25 anos
4	2.950.000 R\$	2,0%	0,54 R\$	25 anos

Tabela 2 – Parâmetros Financeiros das Usinas de 500kW

## 3.4.3 Usina de 1000kW

### 3.4.3.1 Parâmetros Técnicos

Para a execução da simulação no PVSOL, é essencial parametrizar corretamente os aspectos técnicos do sistema, garantindo que os cálculos reflitam com precisão as condições reais de operação. Isso envolve a definição detalhada dos módulos fotovoltaicos, do dimensionamento das strings, das características dos condutores e das condições estruturais adotadas em cada cenário testado.

Os módulos fotovoltaicos utilizados na simulação variaram de acordo com a tecnologia empregada:

- Módulos monofaciais: Modelo DHM72X10-545W
- Módulos bifaciais: Modelo DHT-M72X10/BF545W

O dimensionamento das strings foi padronizado em todas as simulações, de forma a garantir uma comparação justa entre os diferentes cenários. É válido comentar que para essa potência de usina considerada, foram utilizados 4 inversores de 250kW, sendo cada inversor dimensionado conforme descrito:

- 18 strings compostas por 20 módulos em série
- 6 strings compostas por 18 módulos em série

Para o circuito de corrente alternada (CA), os condutores foram especificados conforme as necessidades elétricas do sistema. O condutor do circuito de baixa tensão foi dimensionado com 120 mm<sup>2</sup> de seção transversal, considerando uma distância de 50 metros por condutor. O condutor do circuito de média tensão foi dimensionado com 16 mm<sup>2</sup> de seção transversal, considerando uma distância de 100 metros por condutor.

A eficiência do transformador foi definida em 98%, refletindo as perdas inerentes ao processo de conversão e garantindo uma simulação mais realista.

No que se refere à estrutura de montagem, foram adotadas duas abordagens distintas:

- Cenários com estrutura fixa: Orientação definida em 0° N (norte verdadeiro). Inclinação dos módulos ajustada para 20°.
- Cenários com trackers (seguidores solares): O eixo de inclinação de rotação foi mantido em 20°. O ângulo de abertura do sistema rotacional variou entre -60° e 60°, permitindo que os painéis acompanhassem o movimento solar ao longo do dia e maximizassem a captação de radiação.

Com esses parâmetros devidamente ajustados, a simulação pôde ser executada de forma precisa, permitindo a análise detalhada do desempenho dos diferentes cenários e a avaliação das melhores estratégias para otimização da geração de energia na usina fotovoltaica.

#### 3.4.3.2 Parâmetros Financeiros

A Tabela 2 faz um resumo de todos os parâmetros financeiros utilizados como valores de entrada nas simulações realizadas nos testes

<b>Cenário</b>	<b>CAPEX</b>	<b>OPEX</b>	<b>Custo de Energia</b>	<b>Prazo de Projeto</b>
1	3.900.000 R\$	1,5%	0,54 R\$	25 anos
2	4.020.000 R\$	1,5%	0,54 R\$	25 anos
3	4.600.000 R\$	2,0%	0,54 R\$	25 anos
4	4.720.000 R\$	2,0%	0,54 R\$	25 anos

Tabela 3 – Parâmetros Financeiros das Usinas de 500kW

## 4 Resultados

Os resultados obtidos a partir das simulações e análises realizadas permitem uma avaliação detalhada do desempenho técnico e econômico dos diferentes cenários estudados. Através da comparação entre os sistemas fotovoltaicos analisados, foi possível identificar variações significativas nos indicadores de eficiência energética, custo de geração e retorno sobre o investimento. Além disso, os impactos das configurações estruturais, como o uso de módulos monofaciais e bifaciais, bem como a presença de sistemas de rastreamento solar (trackers), foram avaliados com base em métricas como geração de energia, perdas elétricas e viabilidade financeira ao longo da vida útil do projeto. Dessa forma, os resultados apresentados fornecem subsídios essenciais para a tomada de decisão na escolha da melhor configuração de sistema, considerando tanto aspectos técnicos quanto econômicos.

### 4.1 Usinas de 75kW

#### 4.1.1 Resultados Técnicos

A Tabela 4 faz um resumo com os principais resultados técnicos obtidos à partir das simulações para os cenários propostos neste trabalho.

Cenário	Geração Anual [kWh]	Eficiência [%]	Rendimento [kWh/kWp]
1	104.150	84,32	1.384,69
2	107.230	83,11	1.418,28
3	124.565	84,48	1.656,13
4	130.302	83,16	1.723,48

Tabela 4 – Resultados técnicos das usinas de 75kW

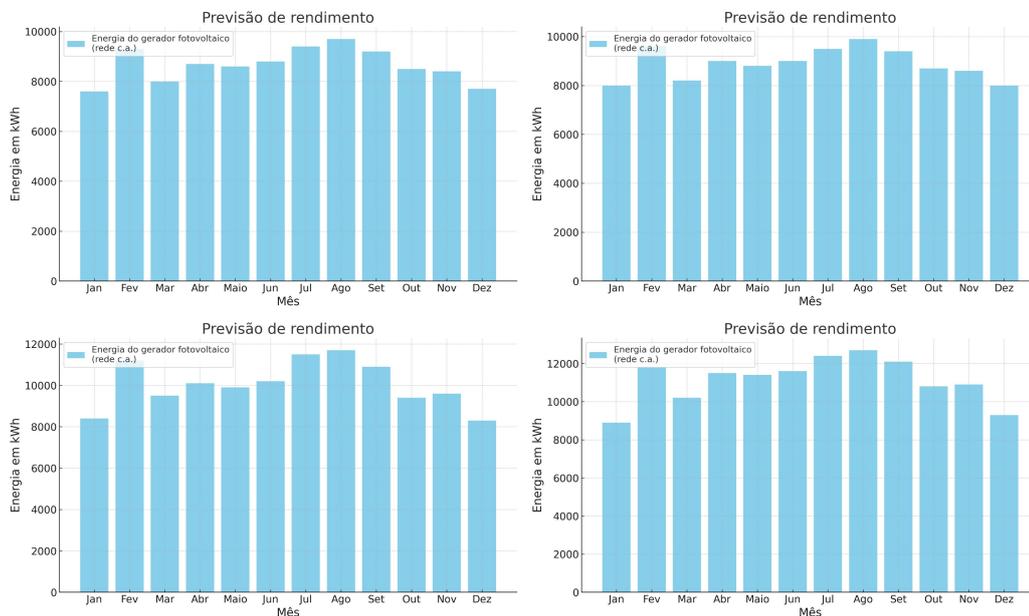
Comparando os cenários de módulos monofaciais e módulos bifaciais, percebe-se que os módulos bifaciais sempre resultam em maior geração de energia e maior rendimento específico. Isso se deve à captação de radiação refletida, aumentando a eficiência da conversão. Comparando os cenários de estrutura fixa e os cenários com tracker, fica evidente que o uso de trackers melhora consideravelmente a geração de energia do sistema.

O cenário 4 apresenta os melhores resultados em termos de geração e rendimento, mostrando que a combinação dessas tecnologias maximiza a produção energética. O cenário 1 é o menos eficiente, confirmando que a ausência de trackers e a limitação dos módulos monofaciais resultam na menor produção.

A Figura 7 faz um compilado da previsão anual de geração para cada cenário, sendo figura do canto superior esquerdo sendo representada como o cenário 1, o canto superior

direito o cenário 2, o campo inferior esquerdo o cenário 3, e o canto inferior direito o cenário 4.

Figura 7 – Previsão de Rendimento dos Cenários: Usina de 75kW



Do Autor

#### 4.1.2 Resultados Financeiros

A Tabela 5 apresenta os principais indicadores financeiros para a avaliação dos quatro cenários do sistema fotovoltaico de 75 kW.

O cenário 1 apresenta o maior ROI (55,67%), indicando que esse sistema oferece o melhor retorno percentual sobre o capital investido. O cenário 4 tem o menor ROI (41,29%), o que sugere que, apesar do ganho energético com essa tecnologia, o investimento inicial mais elevado reduz a atratividade financeira.

O cenário 1 tem o menor LCOE (R\$ 0,10/kWh), tornando-se o mais econômico em termos de custo da energia gerada. O cenário 4 tem o maior LCOE (R\$ 0,14/kWh), refletindo que o custo adicional de trackers e módulos bifaciais impacta no custo final da energia.

O cenário 1 tem o menor payback (1,8 anos), indicando um retorno rápido sobre o investimento. O cenário 4 tem o maior payback (2,42 anos), reforçando que o alto custo dos trackers e módulos bifaciais alonga o tempo necessário para recuperar o capital investido.

Cenário	ROI (%)	LCOE (R\$/kWh)	Payback (anos)
1	55,67	0,10	1,8
2	51,20	0,11	1,95
3	44,80	0,13	2,23
4	41,29	0,14	2,42

Tabela 5 – Comparação de cenários para um sistema de 75kW.

## 4.2 Usinas de 500kW

### 4.2.1 Resultados Técnicos

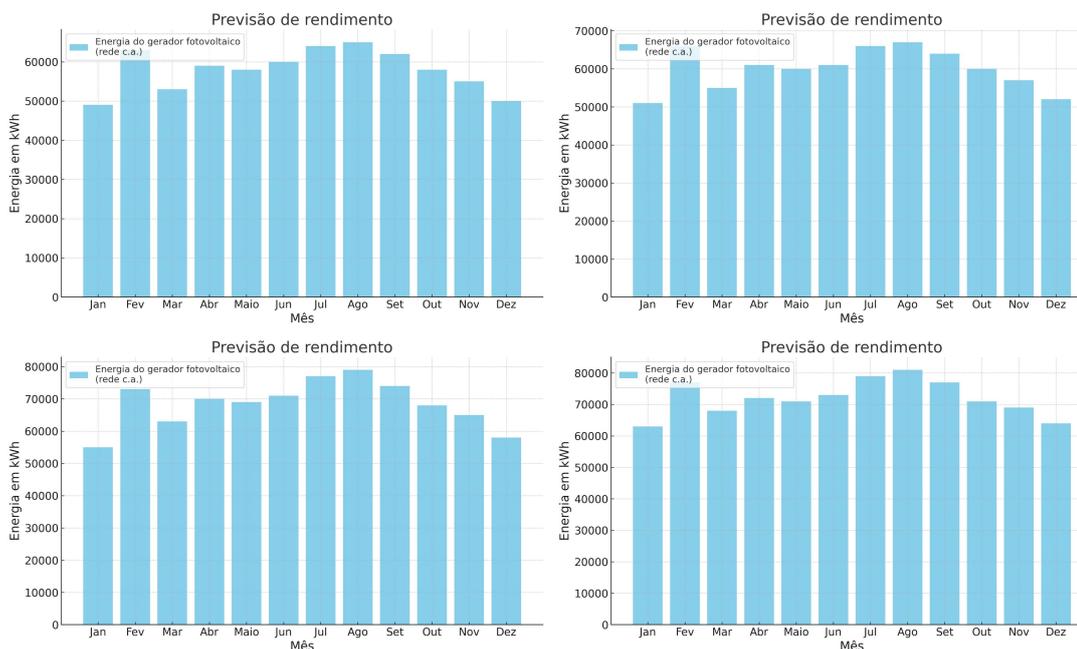
A Tabela 6 faz um resumo com os principais resultados técnicos obtidos à partir das simulações para os cenários propostos para as usinas de 500kW.

Cenário	Geração Anual [kWh]	Eficiência [%]	Rendimento [kWh/kWp]
1	694.952	84,40	1.385,97
2	709.967	83,10	1.415,92
3	831.204	84,56	1.657,72
4	861.519	83,02	1.718,18

Tabela 6 – Resultados técnicos das usinas de 500kW

O cenário 4 apresenta a maior geração de energia (861.519 kWh), confirmando que a combinação dessas tecnologias maximiza a captação de radiação solar. O cenário 1 tem a menor geração anual (694.952 kWh), evidenciando a limitação desse sistema em comparação com os outros. A diferença de geração entre os cenários mostra um impacto significativo do uso de trackers e módulos bifaciais, que melhoram a captação da radiação solar direta e refletida. Nota-se também que além de possuir a maior geração, o cenário 4 apresentou o melhor rendimento também, porém foi o cenário que obteve a menor eficiência, o que mostra que a eficiência do sistema não deve ser o único fator à ser levado em consideração quando se dimensiona o projeto de um sistema fotovoltaico, sendo o rendimento específico um indicador mais relevante.

Figura 8 – Previsão de Rendimento dos Cenários: Usina de 500kW



Do Autor

#### 4.2.2 Resultados Financeiros

A Tabela 7 apresenta os principais indicadores financeiros para a avaliação dos quatro cenários do sistema fotovoltaico de 500 kW.

O cenário 1 apresenta o maior ROI (19,07%), indicando que esse sistema oferece o melhor retorno percentual sobre o investimento. O cenário 4 tem o menor ROI (12,64%), sugerindo que o custo elevado da tecnologia não é totalmente compensado pela geração adicional. O cenário 1 tem o menor LCOE (R\$ 0,14/kWh), tornando-o o mais competitivo em termos de custo da energia gerada. O cenário 4 tem o maior LCOE (R\$ 0,22/kWh), indicando que a energia gerada nesse sistema custa mais caro devido ao alto investimento inicial.

O cenário 1 tem o menor payback (5,24 anos), ou seja, recupera o investimento mais rapidamente. O cenário 4 apresenta o maior payback (7,91 anos), reforçando que a adoção de trackers e módulos bifaciais aumenta o tempo necessário para o retorno do capital investido, é válido comentar que esse valor é um forte indicador negativo quanto à escolha do emprego dessa topologia em sistemas fotovoltaicos para o caso analisado.

Cenário	ROI (%)	LCOE (R\$/kWh)	Payback (anos)
1	19,07	0,14	5,24
2	18,14	0,15	5,51
3	13,16	0,21	7,6
4	12,64	0,22	7,91

Tabela 7 – Comparação de cenários para um sistema de 500kW.

## 4.3 Usinas de 1MW

### 4.3.1 Resultados Técnicos

A Tabela 8 faz um resumo com os principais resultados técnicos obtidos à partir das simulações para os cenários propostos para as usinas de 1MW.

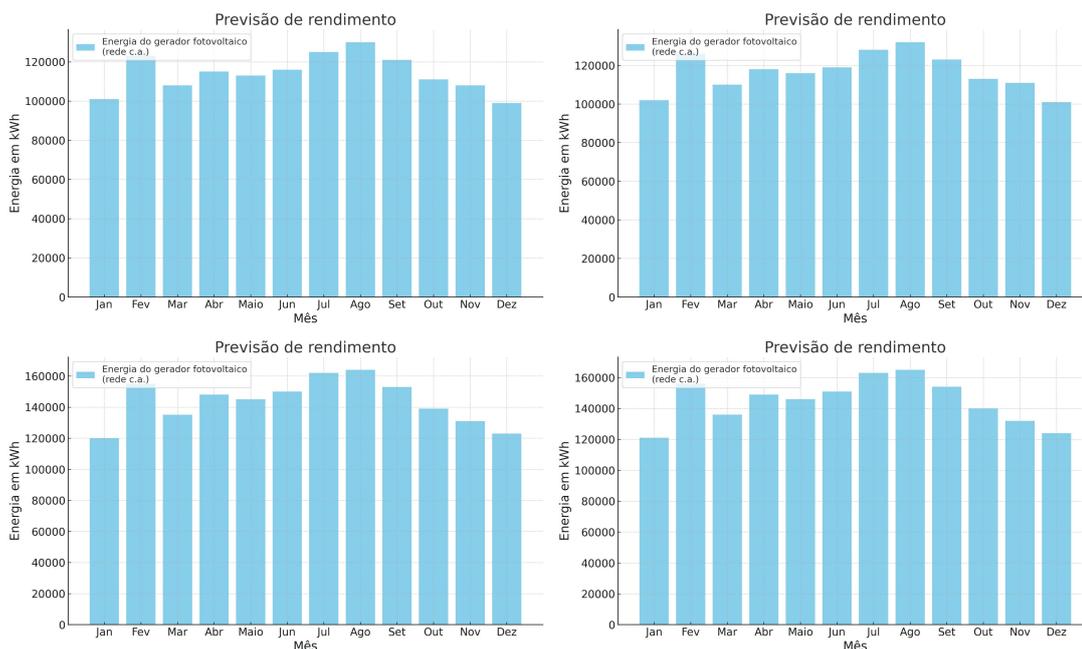
O cenário 4 apresenta a maior geração de energia (1.723.038 kWh), confirmando a vantagem da combinação de seguidores solares e captação bifacial. O cenário 1 tem a menor geração anual (1.389.903 kWh), sendo o sistema menos eficiente na conversão da radiação solar em energia elétrica. O cenário 3 também apresenta um ganho significativo sobre os sistemas de estrutura fixa, atingindo 1.631.674 kWh, o que destaca a importância dos seguidores solares na otimização da geração.

O cenário 1 tem a maior eficiência percentual (84,40%), o que pode indicar um melhor aproveitamento da capacidade instalada dentro da sua tecnologia. O cenário 4 apresenta a menor eficiência (83,02%), o que pode ser explicado pela forma como os módulos bifaciais operam captando tanto a radiação direta quanto a refletida, o que pode gerar variações na conversão de energia, implicando em perdas de mismatch.

Cenário	Geração Anual [kWh]	Eficiência [%]	Rendimento [kWh/kWp]
1	1.389.903	84,40	1.385,97
2	1.419.933	83,10	1.415,92
3	1.631.674	84,08	1.628,41
4	1.723.038	83,02	1718,18

Tabela 8 – Resultados técnicos das usinas de 1MW

Figura 9 – Previsão de Rendimento dos Cenários: Usina de 1000kW



Do Autor

### 4.3.2 Resultados Financeiros

A Tabela 7 apresenta os principais indicadores financeiros para a avaliação dos quatro cenários do sistema fotovoltaico de 1000 kW.

Cenário	ROI (%)	LCOE (R\$/kWh)	Payback (anos)
1	20,65	0,13	4,84
2	19,99	0,14	5,00
3	16,78	0,17	5,96
4	16,31	0,18	6,13

Tabela 9 – Comparação de cenários para um sistema de 1000kW.

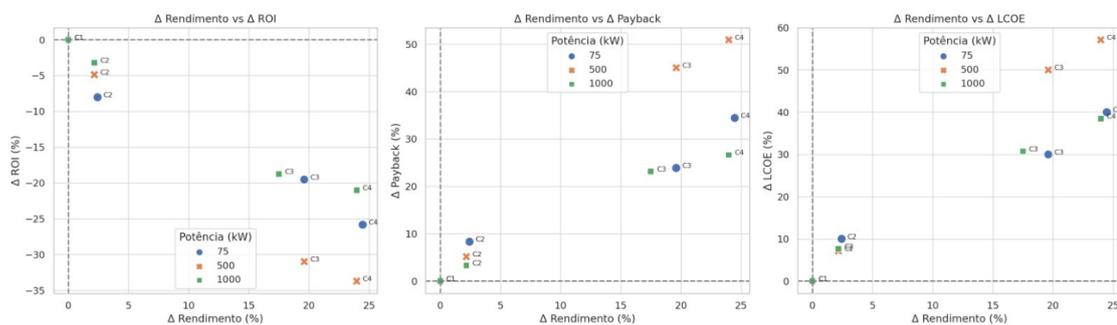
O cenário 1 apresenta o maior ROI (20,65%), indicando que esse sistema gera o melhor retorno proporcional ao investimento. O cenário 4 tem o menor ROI (16,31%), o que sugere que o custo adicional das tecnologias avançadas não está sendo totalmente compensado pelo aumento na geração de energia, porém é perceptível uma maior aproximação dos valores do ROI entre os cenários analisados, algo antes não observado nas análises das usinas de 500kW. O cenário 1 tem o menor LCOE (R\$ 0,13/kWh), tornando-se o mais competitivo em termos de custo da energia gerada. O cenário 4 tem o maior LCOE (R\$ 0,18/kWh), refletindo o custo adicional de trackers e módulos bifaciais, que impactam negativamente no custo da energia gerada.

O cenário 1 tem o menor payback (4,84 anos), indicando que o investimento é

recuperado mais rapidamente. O cenário 4 apresenta o maior payback (6,13 anos), reforçando que o alto custo inicial impacta o tempo de retorno do capital investido. O uso de trackers e módulos bifaciais pode estender o tempo de retorno, tornando o projeto menos atrativo em curto prazo.

## 4.4 Análise dos Resultados

Figura 10 – Comparativo de Resultados



Do Autor

A Figura 10 apresenta a correlação entre o incremento de rendimento das usinas fotovoltaicas com os principais indicadores financeiros: *ROI*, *Payback* e *LCOE*, considerando potências instaladas de 75 kW, 500 kW e 1 MW. Cada ponto nos gráficos representa a variação percentual dos indicadores em relação ao cenário de referência (C1), à medida que se incrementa o rendimento por meio de tecnologias como trackers e módulos bifaciais.

### 4.4.1 Variação do ROI e Rendimento

O ROI apresentou comportamento decrescente à medida que o rendimento das usinas fotovoltaicas foi incrementado. No entanto, a magnitude dessa queda variou de forma significativa entre os cenários e portes de usina, sendo fortemente influenciada pela relação entre o custo adicional necessário para obtenção de maior rendimento e o benefício financeiro efetivamente gerado por esse incremento.

É fundamental destacar que, em projetos fotovoltaicos, nem sempre o aumento do rendimento energético resulta em melhora proporcional dos indicadores financeiros.

A seguir, apresenta-se a análise detalhada do comportamento do ROI por cenário, com as respectivas justificativas técnicas.

- **Cenário 1:** Este cenário apresentou o maior ROI em todos os portes de usina, o que é tecnicamente justificado pela sua estrutura de custos enxuta. Não há incremento no

*CAPEX* e o desempenho energético se mantém dentro do padrão esperado. Assim, o ROI elevado é uma consequência direta do baixo investimento inicial aliado a uma geração de energia convencional. Este cenário é especialmente indicado para projetos de pequeno porte (75 kW e 500 kW), onde o retorno rápido do capital investido é geralmente o principal critério de decisão.

- **Cenário 2:** A leve redução do ROI observada neste cenário está diretamente relacionada ao pequeno acréscimo de *CAPEX* decorrente do uso de módulos bifaciais. No entanto, o ganho de rendimento, mesmo modesto (entre 2% a 5%), foi suficiente para mitigar parte desse impacto. Em usinas de 75 kW, a queda de 8% a 10% no ROI ainda se justifica, considerando que o aumento no rendimento compensa parcialmente o custo adicional. Em 500 kW e 1 MW, o impacto foi residual (inferior a 5%), pois o investimento extra foi melhor diluído e o ganho energético passou a representar um benefício financeiro mais próximo do investimento realizado. Dessa forma, o cenário C2 é considerado financeiramente eficiente e recomendado, sobretudo em projetos de médio e grande porte.
- **Cenário 3:** O cenário C3 apresentou quedas mais expressivas no ROI, em especial em usinas de pequeno porte. Em projetos de 75 kW, o ROI caiu acima de 25%, o que não se justifica tecnicamente, uma vez que o ganho de rendimento adicional foi da ordem de 12% a 15%. Ou seja, o investimento necessário para a instalação dos trackers apresentou um custo marginal elevado, que não encontrou correspondência proporcional no aumento da geração de energia. Em 500 kW, o ROI caiu cerca de 20%, o que ainda exige cautela. Apenas em 1 MW o impacto foi mais aceitável (15%), pois o maior volume de geração permitiu melhor absorção dos custos fixos adicionais. Este cenário passa a ser viável apenas em projetos de maior porte, e ainda assim, condicionado a tarifas de venda de energia mais elevadas ou contratos de longo prazo (PPAs).
- **Cenário 4:** O cenário C4 apresentou o pior desempenho em termos de ROI, evidenciando um descolamento claro entre o ganho técnico e o retorno financeiro. Em usinas de 75 kW e 500 kW, a redução do ROI ultrapassou 30%, enquanto o ganho de rendimento ficou limitado a aproximadamente 24%. Tal comportamento evidencia que o aumento do investimento necessário para viabilizar esse cenário não foi acompanhado, na mesma proporção, pelo aumento da geração anual de energia. Em outras palavras, o benefício energético incremental gerado pelo uso combinado de trackers e módulos bifaciais não foi suficiente para compensar o expressivo aumento do *CAPEX*, tornando o cenário financeiramente inviável em projetos de pequeno e médio porte. Em usinas de 1 MW, o impacto foi atenuado para cerca de 20% a 25%, o que ainda requer análise cautelosa, porém se torna um indicativo de que a aplicação desse cenário em usinas de grande porte se tornam justificáveis.

#### 4.4.2 Variação do Payback e Rendimento

A análise do Payback revela que o comportamento deste indicador não apresentou uma resposta uniforme em relação ao aumento do rendimento das usinas fotovoltaicas. De modo geral, a elevação do rendimento energético foi acompanhada de um aumento do investimento inicial (*CAPEX*), o que resultou, em alguns cenários, na ampliação do tempo necessário para o retorno do capital investido. Entretanto, essa relação não se aplicou de maneira linear a todos os cenários analisados, sendo altamente dependente da configuração tecnológica adotada e da potência instalada do sistema.

A seguir, detalha-se o comportamento do Payback em cada um dos cenários avaliados:

- **Cenário 1** : Representa o cenário de referência, com o menor Payback entre todos os casos, uma vez que não há incremento de *CAPEX* para ganho de desempenho. Este cenário é o mais recomendado para projetos de pequeno porte (75 kW), em que o retorno financeiro rápido é geralmente prioritário.
- **Cenário 2** : Apresentou um comportamento muito equilibrado. Em usinas de 75 kW, verificou-se um pequeno aumento no Payback, na ordem de 10% a 12%, considerado aceitável. Para usinas de 500 kW, o impacto foi praticamente nulo, com incremento inferior a 5%. Em usinas de 1 MW, o Payback se manteve praticamente inalterado em relação ao cenário de referência. Trata-se, portanto, de um cenário recomendado para usinas de médio e grande porte, por proporcionar um ganho técnico com baixa penalização financeira.
- **Cenário 3** : Neste cenário intermediário, o aumento do Payback foi mais expressivo, sobretudo em projetos de menor porte. Em usinas de 75 kW, observou-se um aumento de aproximadamente 35% a 40%, comprometendo a atratividade econômica. Em projetos de 500 kW, o incremento foi da ordem de 25% a 30%. Para usinas de 1 MW, o aumento do Payback ficou em torno de 15% a 20%, podendo ser aceito em condições de mercado favoráveis (como tarifas elevadas ou PPAs longos).
- **Cenário 4** : Representa o cenário de maior incremento de rendimento técnico (cerca de 24% em relação ao cenário base). Contudo, este ganho energético ocorre a um custo marginal muito elevado, o que resulta em uma severa penalização do Payback, principalmente em usinas pequenas. Em projetos de 75 kW e 500 kW, o aumento do Payback ultrapassou 50%, tornando o cenário financeiramente inviável na maioria dos casos. Em usinas de 1 MW, o impacto foi mais moderado (30% a 35%), sendo um cenário mais favorável para aplicação.

Observa-se, portanto, que o aumento do rendimento das usinas fotovoltaicas deve ser analisado com cautela, especialmente em projetos de pequeno porte. Os resultados

obtidos demonstram que a penalização do Payback ocorre de forma mais intensa em cenários que envolvem tecnologias de alto custo, como trackers e módulos bifaciais, quando aplicadas a usinas de menor escala.

Por outro lado, os cenários 3 e 4 se mostraram batrativos em termos de equilíbrio técnico-financeiro, exclusivamente em usinas de 1 MW, nas quais a economia de escala permite diluir os custos adicionais, mantendo o Payback em níveis aceitáveis.

#### 4.4.3 Variação do LCOE e Rendimento

Diferentemente do *Payback* e do ROI, o LCOE é um indicador que sintetiza a eficiência econômica da energia gerada, independentemente da tarifa de venda aplicada. Portanto, aumentos significativos no *CAPEX*, que não são acompanhados por aumentos proporcionais na geração de energia, resultam inevitavelmente em elevação do LCOE.

A seguir, apresenta-se a análise detalhada do comportamento do LCOE por cenário, com as respectivas justificativas técnicas.

- **Cenário 1:** Como esperado, este cenário apresentou o menor LCOE em todos os portes de usina. O baixo investimento inicial, aliado à geração convencional de energia, resulta em um custo nivelado de produção extremamente competitivo. Este cenário é particularmente adequado para projetos inseridos em ambientes de baixa tarifa de energia ou para investidores com foco em redução máxima de custos.
- **Cenário 2:** O comportamento do LCOE neste cenário foi bastante controlado. Em usinas de 75 kW, houve um aumento modesto no LCOE, na ordem de 5% a 8%, perfeitamente justificável frente ao ganho de rendimento obtido (2% a 5%). Em 500 kW e 1 MW, o impacto foi ainda mais suavizado (aumento inferior a 5%), uma vez que o pequeno *CAPEX* adicional foi diluído de forma eficiente pelo maior volume de energia gerada. Assim, o cenário C2 é considerado tecnicamente e economicamente viável em todos os portes de usina, representando um excelente compromisso entre custo e performance.
- **Cenário 3:** A análise do LCOE neste cenário revelou um comportamento crítico, principalmente em usinas de menor porte. Em projetos de 75 kW, o LCOE aumentou cerca de 30% a 35%, um valor desproporcional frente ao ganho de rendimento médio de 12% a 15%. Ou seja, o investimento necessário para a instalação de trackers não se converteu, na mesma proporção, em economia no custo da energia produzida. Em usinas de 500 kW, o LCOE subiu entre 20% a 25%, ainda exigindo cautela. Apenas em 1 MW o impacto foi reduzido (15% de aumento), o que pode ser aceitável em contextos de venda de energia com tarifa mais elevada. Este cenário demonstra que o uso de trackers deve ser altamente seletivo e preferencialmente reservado a projetos de grande porte.

- **Cenário 4:** Este cenário apresentou o maior aumento do LCOE dentre todos os analisados. Em usinas de 75 kW, o LCOE subiu acima de 50%, configurando uma situação financeiramente inviável em qualquer ambiente de mercado padrão. Em 500 kW, o aumento foi similar (45% a 50%), evidenciando que o ganho de rendimento máximo (24%) não foi suficiente para justificar o expressivo *CAPEX* adicional necessário. Em usinas de 1 MW, o aumento do LCOE foi da ordem de 30% a 35%, um valor ainda elevado, mas tecnicamente aceitável e compatível com valores assumidos pelo mercado.

## 5 Conclusão

A partir da análise detalhada dos indicadores financeiros (ROI, Payback e LCOE) em função da variação do rendimento das usinas fotovoltaicas, foi possível evidenciar, que a viabilidade econômico-financeira de um projeto não depende exclusivamente do desempenho técnico das tecnologias utilizadas, mas principalmente da proporcionalidade entre o ganho de rendimento e o custo adicional necessário para viabilizá-lo.

Portanto, os principais aprendizados e recomendações obtidos a partir das análises são:

- **Projetos de Pequeno Porte (75 kW):** O cenário 2 apresentou ser a melhor solução para esse tipo de usina, uma vez que seus indicadores financeiros acompanharam de forma mais linear e proporcional seus indicadores técnicos. Os cenários 3 e 4 devem ser evitados, pois apresentaram elevação do LCOE superior a 30% e quedas no ROI acima de 25%, em contrapartida a um ganho de rendimento inferior a 24%, o que caracteriza um desajuste econômico evidente.
- **Projetos de Médio Porte (500 kW):** O cenário 2 se destaca como a melhor relação custo-benefício, permitindo um pequeno ganho técnico com impactos financeiros controlados (aumento do LCOE inferior a 10% e queda do ROI próxima a 5%). O cenário 3 não deve ser aplicado. Já o cenário 4 apresenta limitações evidentes, com aumento do LCOE acima de 45% e Payback alongado em mais de 50%, o que o torna inviável em ambientes de mercado padrão.
- **Projetos de Grande Porte (1 MW):** Neste porte, a economia de escala mostrou-se um fator determinante para viabilizar cenários com maior complexidade tecnológica. O cenário 2 apresentou um desempenho técnico-financeiro bastante satisfatório, conciliando incremento de geração com indicadores econômicos equilibrados. Já o cenário 4, embora tenha se destacado tecnicamente como o mais eficiente — com os maiores ganhos de rendimento específico — apresentou um aumento no LCOE entre 30% e 35% e uma redução no ROI de até 25%. Ainda assim, considerando o contexto de aplicação e os benefícios técnicos associados, sua implantação pode ser considerada viável.

De modo geral, conclui-se que a escolha do cenário tecnológico em projetos fotovoltaicos deve ser orientada por uma análise integrada dos indicadores técnicos e financeiros, sempre considerando o porte da usina, as condições de mercado, o perfil do investidor e o objetivo estratégico do empreendimento. A busca pelo máximo rendimento energético, isoladamente, não garante a viabilidade econômica de um projeto. A adoção de tecnologias

mais sofisticadas deve ser justificada não apenas pelo ganho operacional, mas principalmente pela sua capacidade de gerar um retorno financeiro adequado e sustentável ao longo do ciclo de vida da usina.

## 5.1 Considerações Finais

A energia fotovoltaica continua sendo uma das alternativas mais promissoras para a geração de eletricidade tanto em sistemas distribuídos quanto em usinas de grande porte. Sua viabilidade técnica e econômica está diretamente relacionada à correta escolha do tamanho do sistema, do tipo de estrutura e da tecnologia dos módulos fotovoltaicos, fatores que devem ser analisados com base em um estudo detalhado das condições locais e dos aspectos financeiros envolvidos.

Para garantir a máxima eficiência e rentabilidade de um projeto fotovoltaico, é essencial considerar variáveis como potencial energético da região, custos de instalação e manutenção, além das tendências de preços da energia elétrica. Uma avaliação criteriosa desses fatores permite não apenas otimizar a geração de energia, mas também assegurar que o investimento realizado proporcione o melhor retorno possível ao longo do tempo.

Em relação a projetos futuros, recomenda-se uma abordagem ainda mais aprofundada, que inclua a análise de políticas governamentais, as condições climáticas específicas do local de instalação e os impactos dos avanços tecnológicos no setor fotovoltaico. A introdução de novas tecnologias de módulos solares, como células de maior eficiência e painéis com revestimentos antirreflexo, pode representar ganhos significativos na produção de energia. Além disso, os sistemas híbridos de armazenamento estão se tornando cada vez mais viáveis, possibilitando um melhor aproveitamento da energia gerada e reduzindo a dependência da rede elétrica.

Dessa forma, ao integrar todos esses elementos na fase de planejamento, torna-se possível estruturar projetos fotovoltaicos mais eficientes, economicamente sustentáveis e preparados para os desafios e inovações do setor de geração de energia renovável.

# Referências

- ABSOLAR. . Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. 2021. 1
- BOLINGER, M.; SEEL, J.; ROBSON, D. *Utility-Scale Solar: Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance, and PPA Pricing in the United States – 2017 Edition*. [S.l.], 2017. Disponível em: <[https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl\\_utility\\_scale\\_solar\\_2017\\_edition\\_report.pdf](https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_utility_scale_solar_2017_edition_report.pdf)>. 8, 9
- BOTCHKAREV, A. Estimating the accuracy of the return on investment (roi) performance evaluations. *International Journal of Information, Knowledge, and Management*, v. 10, p. 217–233, 2015. 12
- DUFFIE J. A., B. W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. [S.l.: s.n.], 2013. 8
- GASPARIN, F. P.; KREZNINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 8, n. 1, p. 10–17, nov. 2017. Disponível em: <<https://rbens.emnuvens.com.br/rbens/article/view/169>>. 7
- IEA. . Global Energy Review 2020. 2020. 1
- International Renewable Energy Agency (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2023*. Abu Dhabi, 2024. Accessed: 2025-03-10. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>>. 11
- IQBAL. *An Introduction to Solar Radiation*. [S.l.: s.n.], 1983. 8
- KALOGIROU. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. [S.l.: s.n.], 2014. 7
- LAVE, M.; KLEISSL, J. Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental united states. *Renewable Energy*, v. 36, n. 3, p. 1145–1152, 2011. 9
- MAHIM TANVIR M.; RAHIM, A. H. M. A. R. M. M. Review of Mono- and Bifacial Photovoltaic Technologies: A Comparative Study. In: IEEE (Ed.). *IEEE Journal of Photovoltaics*. [S.l.: s.n.], 2024. p. 375–397. 1
- MASTERS. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. [S.l.: s.n.], 2013. 6
- MATARNEH, G.; AL-RAWAJFEH, M. A.; GOMAA, M. R. Comparison review between monofacial and bifacial solar modules. *Technology Audit and Production Reserves*, v. 6, n. 1 (68), p. 24–29, 2022. 10
- NREL. Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics at the TechCity . 2014. 1, 9
- PINHO, G. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. [S.l.: s.n.], 2014. 6, 7, 8

PV Magazine. *Bifacial Modules: The Challenges and Advantages*. 2020. Accessed: 2025-03-10. Disponível em: <<https://www.pv-magazine.com/2020/08/19/bifacial-modules-the-challenges-and-advantages/>>. 10

SEWCHURRAN, S.; DAVIDSON, I. E. Technical and financial analysis of large-scale solar-pv in ethekwinini municipality: Residential, business and bulk customers. *Journal of Cleaner Production*, v. 299, p. 126979, 2021. Accessed: 19 Nov. 2024. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126979>>. 12

SHORT, W.; PACKEY, D. J.; HOLT, T. *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Golden, CO, USA, 1995. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>>. 6, 11, 12

SOUZA A. S.; SILVA, J. F. C. L. S. Local Tilt Optimization of Photovoltaic Solar Panels for Maximum Radiation Absorption. In: *International Journal of Photoenergy*. [S.l.: s.n.], 2019. 6

UMAR, N.; BORA, B.; BANERJEE, C. Comparison of different pv power simulation softwares: Case study on performance analysis of 1 mw grid-connected pv solar power plant. *International Journal of Renewable Energy Research*, v. 8, n. 4, p. 2182–2191, 2018. 13

YANG, Z.; XIAO, Z. A review of the sustainable development of solar photovoltaic tracking system technology. *Energies*, v. 16, n. 23, p. 7768, 2023. 9