



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



Trabalho de Conclusão de Curso

Análise da viabilidade técnica e financeira sobre a utilização de sistemas fotovoltaicos fixos ou com rastreador solar

Samuel Breno de Souza

João Monlevade, MG
2026

Samuel Breno de Souza

**Análise da viabilidade técnica e financeira sobre
a utilização de sistemas fotovoltaicos fixos ou
com rastreador solar**

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. Thainan Santos Theodoro

Universidade Federal de Ouro Preto
João Monlevade
2026

Dedico este trabalho a Deus primeiramente, que me deu condições de poder chegar até aqui, a todos os meus Familiares que me acompanharam nessa trajetória e a Ufop pela infra estrutura e professores de qualidade.

Agradecimentos

A Deus, pela minha vida, e por me ajudar a ultrapassar todos os obstáculos encontrados ao longo do curso. Aos meus pais e irmãos, que me incentivaram nos momentos difíceis e compreenderam a minha ausência enquanto eu me dedicava ao curso. Aos professores pelas correções e ensinamentos que me permitiram apresentar um melhor desempenho no meu processo de formação profissional. Agradeço também a minha avó por ter me acolhido durante toda essa trajetória. Agradeço a minha namorada, pelo amor e companheirismo.

"Be the change you want to see in the world"
– Mahatma Gandhi

Resumo

Sistemas fotovoltaicos ganharam bastante espaço no Brasil, acompanhando uma tendência mundial de busca por fontes renováveis e sustentáveis de energia. No entanto, não existe consenso sobre o quando é mais vantajoso usar sistemas fixos ou com *trackers* para rastreamento solar e melhor aproveitamento da energia solar. Neste sentido, o objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade econômica do uso de *trackers* em sistemas fotovoltaicos, buscando entender a partir de qual faixa de potência eles passam a ser economicamente e tecnicamente vantajosos. Para dar confiabilidade aos resultados, foi utilizada a ferramenta PV*SOL, que é amplamente reconhecida no setor e permite simular diferentes cenários de forma detalhada e próxima da realidade. A metodologia consistiu em simular diversos cenários no PV*SOL, variando a potência dos sistemas entre 10 kW e 1 MW para configurações fixas e com rastreamento de um eixo. A partir dessas simulações, foram analisados aspectos técnicos (como geração de energia, eficiência e rendimento) e financeiros (como *payback*, Taxa Interna de Retorno (TIR), Retorno sobre o Investimento (do inglês, *Return on Investment*) (ROI) e custo de geração). Os resultados mostraram que os *trackers* sempre entregam maior produção de energia em comparação aos sistemas fixos, com ganhos médios de 20 a 25%. No entanto, em sistemas menores (até cerca de 300 kW), esse ganho não compensa o maior custo inicial, fazendo com que os fixos se mostrem mais atrativos financeiramente. A partir de potências intermediárias, como 500 kW, a diferença começa a diminuir, e acima de 800 kW o rastreamento se torna mais economicamente vantajoso. Espera-se que este trabalho possa servir como referência para o meio acadêmico, contribuindo para novas pesquisas e estudos comparativos, além de ser útil para empresas e profissionais do setor fotovoltaico que buscam otimizar custos e maximizar a eficiência de seus empreendimentos.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos, Viabilidade, *Trackers*, *Payback*, TIR, ROI.

Abstract

Photovoltaic systems have gained significant ground in Brazil, following a global trend toward the adoption of renewable and sustainable energy sources. However, there is no consensus on when it is more advantageous to use fixed systems or systems with trackers for solar tracking and improved utilization of solar energy. In this context, the objective of this work is to evaluate the economic feasibility of using trackers in photovoltaic systems, seeking to understand from which power range they become economically and technically advantageous. To ensure the reliability of the results, the PV*SOL tool was used, which is widely recognized in the sector and allows different scenarios to be simulated in a detailed and realistic manner. The methodology consisted of simulating various scenarios in PV*SOL, varying system power between 10 kW and 1 MW for fixed configurations and single-axis tracking. From these simulations, technical aspects (such as energy generation, efficiency, and performance) and financial aspects (such as payback, internal rate of return (IRR), Return on Investment (ROI), and cost of generation) were analyzed. The results showed that trackers always deliver higher energy production compared to fixed systems, with average gains of 20 to 25%. However, in smaller systems (up to about 300 kW), this gain does not offset the higher initial cost, making fixed systems more financially attractive. From intermediate power levels, such as 500 kW, the difference begins to decrease, and above 800 kW tracking becomes more economically advantageous. It is expected that this work may serve as a reference for the academic community, contributing to new research and comparative studies, as well as being useful for companies and professionals in the photovoltaic sector seeking to optimize costs and maximize the efficiency of their projects.

Keywords: Photovoltaic Systems, Viability, Trackers, Payback, IRR, ROI..

Lista de ilustrações

Figura 1 – Crescimento da Energia Solar no Brasil de 2013 a 2024.	14
Figura 2 – Radiação solar no Brasil, plano inclinado - média anual.	15
Figura 3 – Ângulos para orientação e posicionamento de painéis solares fotovoltaicos.	17
Figura 4 – Tela Inicial do software PV*SOL.	27
Figura 5 – Fluxograma geral do estudo proposto.	28
Figura 6 – Entrada de dados do projeto no PV*SOL.	29
Figura 7 – Ajuste da localização da usina solar no PV*SOL.	30
Figura 8 – Seleção do painel fotovoltaico no PV*SOL.	31
Figura 9 – Escolha dos inversores no PV*SOL.	32
Figura 10 – Perdas do sistema no PV*SOL.	33
Figura 11 – Definição dos parâmetros econômicos de investimento (Despesas de Capital (do inglês, <i>Capital Expenditure</i>) (CAPEX)) e custos operacionais (Despesas Operacionais (do inglês, <i>Operational Expenditure</i>) (OPEX)) no PV*SOL, utilizados como dados de entrada nas simulações econômico-financeiras dos sistemas fotovoltaicos analisados.	36
Figura 12 – Relação entre energia anual injetada e rendimento específico para sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo em Belo Horizonte–MG.	51
Figura 13 – Ganho percentual de geração de energia anual de sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar de um eixo em relação a sistemas fixos, em função da potência instalada, para as condições de Belo Horizonte–MG.	52
Figura 14 – Relação entre o investimento inicial (CAPEX) e a eficiência global de sistemas fotovoltaicos de estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo, em função da potência instalada, para as condições de Belo Horizonte–MG.	53
Figura 15 – Relação entre o CAPEX e o custo de geração de energia (R\$/kWh) de sistemas fotovoltaicos fixos e com rastreamento de um eixo em função da potência instalada, para Belo Horizonte–MG.	54
Figura 16 – Relação entre o <i>payback</i> e a TIR de sistemas fotovoltaicos fixos e com rastreamento de um eixo em função da potência instalada, para Belo Horizonte–MG.	54
Figura 17 – <i>Payback</i> x TIR x ROI.	55

Lista de Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Despesas de Capital (do inglês, <i>Capital Expenditure</i>)
CC	Corrente Contínua
CIP	Contribuição para Iluminação Pública
Cofins	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FS	sistema fotovoltaico (do inglês, <i>photovoltaic system</i>)
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
LCOE	Custo Nivelado de Energia (do inglês, <i>Levelized Cost of Energy</i>)
OPEX	Despesas Operacionais (do inglês, <i>Operational Expenditure</i>)
PIS	Programa de Integração Social
ROI	Retorno sobre o Investimento (do inglês, <i>Return on Investment</i>)
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de tabelas

Tabela 1	– Inversores utilizados nas simulações.	32
Tabela 2	– Faixas típicas de custo de implantação de sistemas fotovoltaicos de eixo fixo no Brasil, em R\$/Wp instalado.	34
Tabela 3	– Relação de custo de investimento entre sistemas de eixo fixo/ <i>tracker</i> por faixa de potência do sistema, compilada a partir de estudos da literatura.	35
Tabela 4	– Parâmetros financeiros das simulações.	37
Tabela 5	– Custo de investimento inicial (CAPEX) estimado para sistemas fotovoltaicos de diferentes potências instaladas e configurações estruturais. A relação Tracker/Fixo indica o acréscimo relativo de investimento associado ao uso de rastreadores solares.	38
Tabela 6	– Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 10 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	40
Tabela 7	– Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 10 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI.	41
Tabela 8	– Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 50 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	42
Tabela 9	– Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 10 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI.	42
Tabela 10	– Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 100 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	43
Tabela 11	– Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 100 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI.	43
Tabela 12	– Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 300 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	44

Tabela 13 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 300 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI. . . .	45
Tabela 14 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 500 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	45
Tabela 15 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 500 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI. . . .	46
Tabela 16 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 800 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	47
Tabela 17 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 800 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI. . . .	47
Tabela 18 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 1 MW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.	48
Tabela 19 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 1 MW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, <i>payback</i> , TIR e ROI.	48
Tabela 20 – Resumo dos resultados técnicos obtidos no PV*SOL para usinas fotovoltaicas de diferentes potências em Belo Horizonte–MG, comparando sistemas de estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo.	50
Tabela 21 – Resumo dos resultados econômico-financeiros estimados no PV*SOL para usinas fotovoltaicas de diferentes potências em Belo Horizonte–MG, comparando sistemas de estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo.	50

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	16
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	16
2.2	Sistemas Fotovoltaicos Fixos e com <i>Trackers</i>	16
2.2.1	Sistemas Fixos	17
2.2.2	Sistema de Rastreamento Solar (<i>Tracker</i>)	18
2.2.2.1	<i>Tracker</i> de Eixo Único	18
2.2.2.2	<i>Trackers</i> de Eixo Duplo	19
2.2.3	Influência da Latitude e do Clima nos Ganhos de Eficiência	19
2.2.4	Aumento de Produção Energética	20
2.3	Custos Associados ao Uso de <i>trackers</i> em Usinas Fotovoltaicas	20
2.3.1	Custo de Aquisição e Instalação de <i>trackers</i>	20
2.3.2	Custos Operacionais e de Manutenção	21
2.3.3	Impacto do Custo dos <i>trackers</i> na Viabilidade Econômica	22
2.4	Métricas de Avaliação Econômica e Financeira	23
2.4.1	Valor Presente Líquido	23
2.4.2	Taxa Interna de Retorno	24
2.4.3	Payback	24
2.5	Conclusões parciais	25
3	METODOLOGIA	26
3.1	PV*SOL	26
3.2	Cenários propostos	27
3.3	Fluxograma	28
3.4	Dimensionamento	29
3.4.1	Posicionamento Geográfico dos Módulos	29
3.4.2	Módulos Fotovoltaicos	30
3.4.3	Inversores	31
3.4.4	Perdas do Sistema	32
3.5	Aspectos financeiros de uma Usina	33
3.5.1	CAPEX	33
3.5.2	OPEX	34
3.6	Estruturação dos Cenários	35
3.6.1	Parâmetros Técnicos	36
3.6.2	Parâmetros Financeiros	37

3.7	Conclusões parciais	38
4	RESULTADOS	40
4.1	Usina de 10kW	40
4.1.1	Resultados técnicos	40
4.1.2	Resultados Financeiros	41
4.2	Usina de 50kW	41
4.2.1	Resultados técnicos	41
4.2.2	Resultados Financeiros	42
4.3	Usina de 100kW	43
4.3.1	Resultados técnicos	43
4.3.2	Resultados Financeiros	43
4.4	Usina de 300kW	44
4.4.1	Resultados técnicos	44
4.4.2	Resultados Financeiros	44
4.5	Usina de 500kW	45
4.5.1	Resultados técnicos	45
4.5.2	Resultados Financeiros	46
4.6	Usina de 800kW	46
4.6.1	Resultados técnicos	46
4.6.2	Resultados Financeiros	47
4.7	Usina de 1MW	48
4.7.1	Resultados técnicos	48
4.7.2	Resultados Financeiros	48
4.8	Resumo dos Resultados	49
4.8.1	Resumo Técnico das Usinas	49
4.8.2	Resumo Financeiro das Usinas	49
4.9	Análise geral	49
4.9.1	Aspectos técnicos	51
4.9.2	Aspectos Financeiros	53
4.10	Conclusões Parciais	56
5	CONCLUSÃO	62
	REFERÊNCIAS	63

1 Introdução

Este capítulo faz uma introdução sobre conceitos e assuntos introdutórios que envolvem energia solar, mais especificamente sistema fotovoltaico (do inglês, *photovoltaic system*) (FS). É feita uma breve contextualização, análise do cenário atual no Brasil. Além disso, é feita uma revisão bibliográfica, apresentação do problema e contribuições do trabalho.

A crise climática tem se tornado uma das maiores preocupações da sociedade contemporânea, impulsionando a busca por soluções energéticas sustentáveis que reduzam as emissões de gases de efeito estufa (IPCC, 2023). O aumento da temperatura global, eventos climáticos extremos e a crescente pressão por políticas ambientais rigorosas têm levado governos e setores produtivos a investirem em fontes renováveis de energia, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis (CEPEL; CRESESB, 2025). Neste contexto, a energia solar fotovoltaica surge como uma alternativa promissora para mitigar os impactos ambientais da geração elétrica tradicional.

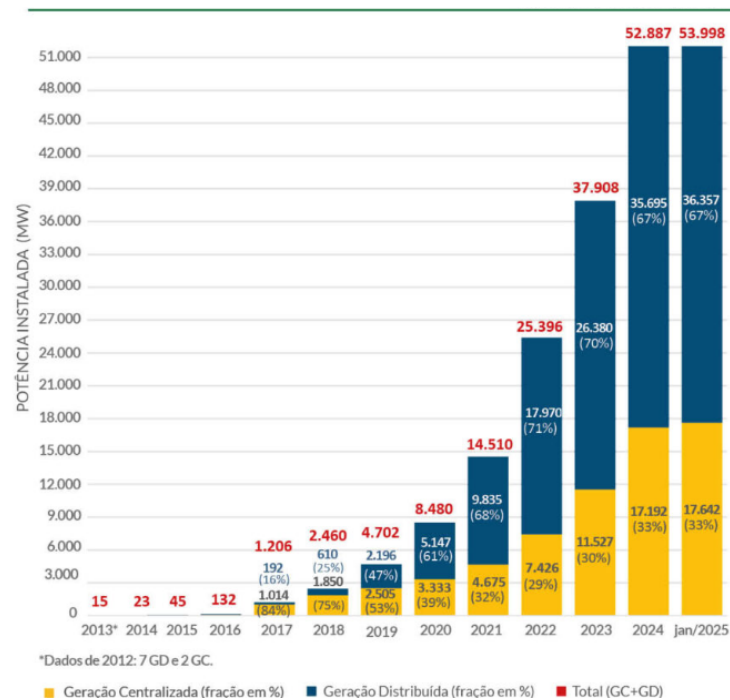
Além dos desafios ambientais, o custo da eletricidade tem sido um fator crítico para consumidores e indústrias em todo o mundo. A volatilidade nos preços da energia elétrica, impulsionada por fatores como a escassez hídrica e oscilações nos preços dos combustíveis fósseis, tem aumentado a demanda por soluções que garantam maior previsibilidade e eficiência econômica na geração elétrica (EPE, 2022). No Brasil, onde grande parte da matriz energética é baseada em hidrelétricas, períodos de seca podem resultar em aumentos tarifários significativos, tornando a diversificação da matriz uma necessidade estratégica (RODRIGUES; CAMARGOS et al., 2016).

A energia solar fotovoltaica se destaca nesse cenário por sua abundância, baixo impacto ambiental e viabilidade técnica em diversas regiões do mundo. Nos últimos anos, os avanços tecnológicos e a redução dos custos dos módulos fotovoltaicos tornaram essa fonte cada vez mais competitiva, viabilizando sua adoção em larga escala (LIMA, 2024). Além disso, políticas de incentivos e mecanismos regulatórios têm impulsionado investimentos no setor, consolidando a energia solar como uma solução viável para suprir a crescente demanda energética de forma sustentável (LUCAS et al., 2024). A Figura 1, mostra o quanto importante a energia solar vem se tornando na matriz energética brasileira.

O Brasil possui um dos maiores potenciais solares do mundo, com uma irradiação média superior a 5 kWh/m²/dia na maior parte do território (PEREIRA; RUTHER, 2021). Esse potencial, aliado a políticas de fomento e incentivos à geração distribuída, tem acelerado a expansão da energia solar no país, que já representa uma parcela significativa da matriz elétrica nacional (ANEEL,). A Figura 2 nos mostra o potencial de irradiação solar no Brasil.

No entanto, para que o setor alcance sua máxima eficiência e competitividade,

Figura 1 – Crescimento da Energia Solar no Brasil de 2013 a 2024.



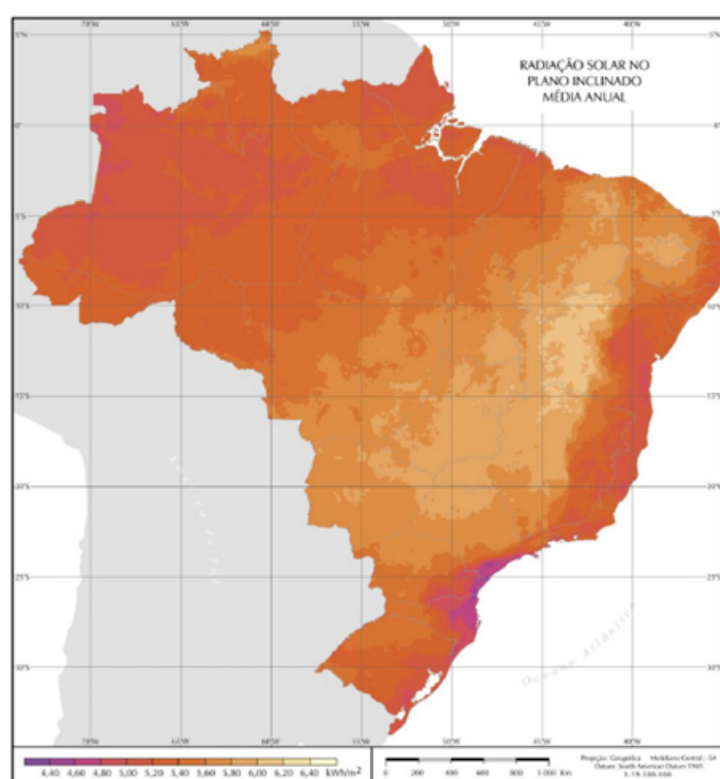
Fonte: Retirado de ABSOLAR (2024).

torna-se essencial a adoção de tecnologias que otimizem a captação da radiação solar, aumentando a geração de energia sem a necessidade de ampliação da área ocupada pelos sistemas.

Nesse contexto, os sistemas de rastreamento solar (*trackers*) surgem como uma alternativa tecnológica capaz de maximizar a captação da luz solar ao longo do dia, aumentando a eficiência da geração fotovoltaica em comparação aos sistemas fixos. Estudos indicam que os *trackers* podem elevar a geração de energia em até 25% para sistemas de eixo único e até 40% para sistemas de duplo eixo, dependendo da localização e das condições climáticas (DENHOLM et al., 2021). No entanto, essa tecnologia também implica custos adicionais de instalação, operação e manutenção, o que levanta um questionamento central sobre sua viabilidade financeira em diferentes escalas de potência.

Assim, este trabalho tem como objetivo analisar a viabilidade econômica do uso de *trackers* em sistemas fotovoltaicos, buscando identificar a partir de qual potência instalada essa tecnologia se torna financeiramente vantajosa. Para isso, serão consideradas variáveis como custos de implementação, ganhos energéticos e métricas financeiras, como Retorno do Investimento (*ROI*), Taxa Interna de Retorno TIR e *Payback*. A análise contribuirá para a tomada de decisão no setor fotovoltaico, auxiliando investidores e projetistas a otimizar seus projetos com base em critérios técnicos e econômicos.

Figura 2 – Radiação solar no Brasil, plano inclinado - média anual.



Fonte: Retirado de ABSOLAR (2024).

2 Fundamentos Teóricos

Neste capítulo serão abordados todos os conceitos técnicos e econômicos relevantes sobre micro-geração e mini-geração solar. Com base nesses critérios analisar a viabilidade econômica da utilização de sistemas de geração fixos ou móveis.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma das principais fontes de energia renovável no mundo. Seu crescimento se deve à redução de custos dos módulos fotovoltaicos, às políticas de incentivo governamentais e à necessidade de descarbonização da matriz energética (SANTOS, 2023).

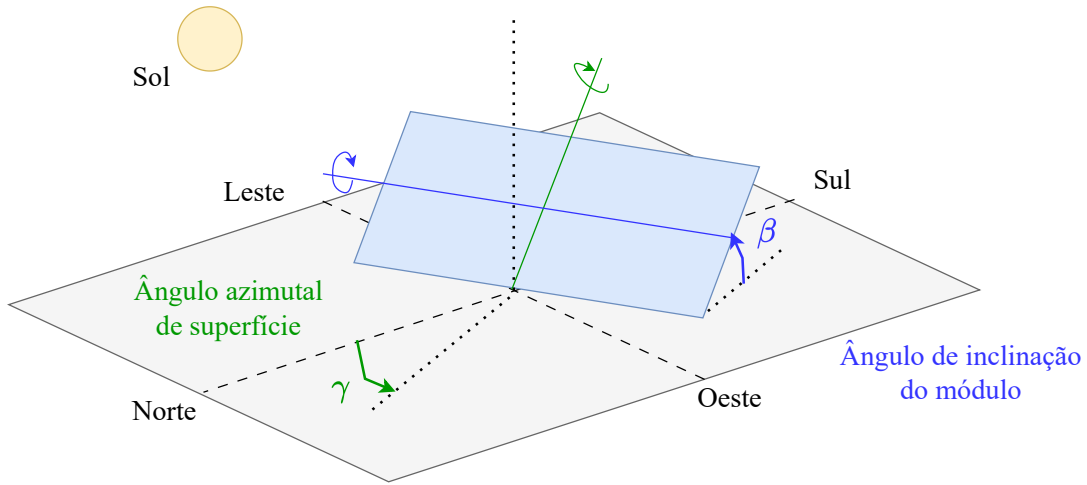
No Brasil, a geração fotovoltaica tem expandido rapidamente devido à alta incidência solar e ao avanço da tecnologia de geração distribuída e centralizada (EPE, 2022). No entanto, para maximizar a eficiência da geração e reduzir o Custo Nivelado de Energia (do inglês, *Levelized Cost of Energy*) (LCOE), estratégias como o uso de sistemas de rastreamento solar têm sido estudadas e implementadas.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos Fixos e com *Trackers*

Os sistemas fotovoltaicos podem ser instalados de maneira fixa ou equipados com mecanismos de rastreamento solar, conhecidos como *trackers*. A Figura 3 mostra a definição dos ângulos para orientação e posicionamento de painéis solares fotovoltaicos, com γ sendo o ângulo azimutal de superfície entre a normal do painel e o norte geográfico e β a inclinação (*tilt*) do painel em relação ao plano horizontal. Os sistemas fixos são aqueles em que os painéis permanecem em uma inclinação (β) e orientação (γ) estáticas ao longo do dia e do ano, geralmente otimizadas para maximizar a captação de energia em uma determinada região. Por outro lado, os *trackers* são dispositivos mecânicos e eletrônicos projetados para ajustar continuamente a posição dos painéis fotovoltaicos (β e/ou γ) de forma a manter sua orientação mais alinhada à direção da radiação solar incidente, aumentando a eficiência energética do sistema (DHIBI et al., 2020).

Embora existam diferentes tipos de rastreamento solar, este trabalho concentra sua análise exclusivamente no sistema de um eixo. Essa escolha se justifica pelo fato de ser a configuração mais utilizada em projetos de médio e grande porte no Brasil, apresentando maior acessibilidade e difusão no mercado. Em contraste, os sistemas de dois eixos, apesar de oferecerem ganhos adicionais de eficiência, possuem um custo de implantação elevado

Figura 3 – Ângulos para orientação e posicionamento de painéis solares fotovoltaicos.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

e ainda são pouco aplicados na realidade nacional, o que limita sua viabilidade prática (LIMA, 2024).

2.2.1 Sistemas Fixos

Os sistemas fotovoltaicos fixos constituem a forma mais tradicional de implantação de usinas solares, tanto em pequena escala (residencial e comercial) quanto em projetos de maior porte. Nesses arranjos, os módulos fotovoltaicos são instalados em estruturas estáticas, com inclinação e azimuth (β e γ respectivamente) definidos de acordo com a latitude e a orientação solar do local, sem movimentação ao longo do dia. A grande vantagem dessa configuração é a simplicidade construtiva, que implica em menor custo inicial (CAPEX) e operações de manutenção mais simples e baratas (OPEX) em comparação a sistemas com rastreamento solar (*trackers*) ((ABSOLAR), 2023).

No Brasil, os sistemas fixos são amplamente utilizados em telhados residenciais e comerciais devido à limitação de espaço e ao fato de apresentarem boa relação custo-benefício. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) destaca que essa tecnologia responde por grande parte da Geração Distribuída (GD) conectada à rede, sendo o arranjo padrão para a maioria das unidades consumidoras com microgeração (SANTOS, 2023).

Em termos de desempenho energético, a principal limitação dos sistemas fixos é que a captação da radiação solar não é maximizada ao longo do dia, já que a inclinação e o azimuth permanecem constantes. Dessa forma, a geração tende a ser maior no período central do dia e menor nas primeiras horas da manhã e no final da tarde. Estudos apontam que, em comparação com sistemas com rastreamento de um eixo, o ganho energético anual dos fixos pode ser de 10% a 25% menor, a depender da localização geográfica e das

condições de irradiância direta e difusa (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Apesar dessa limitação, sistemas fixos ainda se destacam pela maior confiabilidade mecânica e por apresentarem LCOE competitivos, especialmente em projetos de menor porte. Segundo a (SANTANA, 2023), o custo por watt instalado em sistemas fotovoltaicos fixos no Brasil é, em média, inferior ao de sistemas com *trackers*, variando conforme a faixa de potência instalada. Isso faz com que, para sistemas residenciais e comerciais, o arranjo fixo continue sendo a opção mais difundida e economicamente atrativa.

2.2.2 Sistema de Rastreamento Solar (*Tracker*)

Os sistemas de rastreamento solar (*trackers*) são dispositivos que ajustam a inclinação dos painéis fotovoltaicos ao longo do dia para maximizar a captação da radiação solar direta. Diferentemente dos sistemas fixos, que operam com um ângulo de inclinação fixo, os *trackers* acompanham a trajetória do sol, reduzindo as perdas de geração.

2.2.2.1 *Tracker* de Eixo Único

Os *trackers* de eixo único são os mais amplamente utilizados devido ao equilíbrio favorável entre custo adicional e ganho energético. Nesse arranjo, os módulos fotovoltaicos giram em torno de um único eixo, usualmente orientado na direção norte-sul (variação de γ na Figura 3), permitindo que os painéis acompanhem o movimento aparente do Sol no sentido leste-oeste ao longo do dia. Como consequência, o ângulo de incidência da radiação solar sobre o plano do módulo é reduzido em comparação aos sistemas fixos, resultando em incrementos de geração tipicamente entre 15% e 25%, a depender da latitude e das condições climáticas locais (RIBEIRO; FILHO, 2020).

Os *trackers* de eixo único podem ser classificados principalmente em horizontais e verticais, conforme a orientação do eixo de rotação. Nos sistemas horizontais, o eixo é aproximadamente paralelo ao solo, configuração amplamente empregada em usinas de grande porte devido à maior simplicidade mecânica e ao menor consumo energético dos atuadores. Nos sistemas verticais, o eixo é perpendicular ao solo, o que pode apresentar vantagens em latitudes mais elevadas, onde a trajetória solar diária apresenta maior variação azimutal (MANSOURI; KALOGIROU, 2020).

Além da vantagem de aumentar a produção de energia sem um incremento expressivo nos custos, os *trackers* de eixo único apresentam desafios como a necessidade de manutenção periódica dos motores e sistemas de controle, além de um consumo energético próprio que, embora pequeno, pode impactar a eficiência líquida do sistema. Estudos apontam que esse consumo varia entre 1% e 3% da produção total da usina, sendo um fator relevante na análise econômica (CASTRO et al., 2021).

2.2.2.2 *Trackers* de Eixo Duplo

Os *trackers* de eixo duplo, por sua vez, proporcionam um grau de otimização superior, pois permitem o ajuste da orientação dos módulos em dois eixos ortogonais, acompanhando simultaneamente as variações diária (leste-oeste, γ) e sazonal (norte-sul, β) da posição solar. Dessa forma, a normal do plano do módulo pode ser mantida aproximadamente alinhada à direção da radiação solar direta ao longo do dia e do ano, maximizando a captação energética. Esse tipo de sistema pode proporcionar incrementos de geração tipicamente entre 30% e 40% em relação a arranjos fixos, sendo particularmente vantajoso em regiões onde a componente direta predomina na radiação global incidente (KARPIĆ et al., 2019).

Entretanto, o maior ganho energético dos *trackers* de eixo duplo é acompanhado por desafios técnicos e econômicos, uma vez que o aumento da complexidade mecânica e dos sistemas de controle eleva significativamente os custos de investimento, operação e manutenção. Adicionalmente, a presença de múltiplos graus de liberdade e maior número de componentes móveis aumenta a suscetibilidade a falhas e a necessidade de intervenções de manutenção.

Apesar da elevada eficiência energética, a adoção de *trackers* de eixo duplo é menos frequente em usinas fotovoltaicas de grande porte, nas quais o ganho adicional de geração nem sempre compensa o acréscimo de custo ao longo do ciclo de vida do sistema. Em geral, essa tecnologia mostra-se mais viável em aplicações de menor escala, como sistemas *off-grid*, instalações com restrição de área disponível ou aplicações que demandam elevada densidade energética por unidade de superfície (LIM et al., 2020).

2.2.3 Influência da Latitude e do Clima nos Ganhos de Eficiência

A eficiência do rastreamento solar é diretamente influenciada pela latitude e pelas condições climáticas da região em que o sistema está instalado. Em localidades próximas ao equador, a diferença na captação de energia entre sistemas fixos e móveis tende a ser menor, pois o sol percorre uma trajetória mais próxima ao zênite durante o ano. No entanto, em regiões de latitudes médias e altas, onde a variação da altura solar ao longo das estações é mais acentuada, o uso de *trackers* se torna mais vantajoso (AGOSTINHO, 2023).

Além da latitude, o clima local desempenha um papel essencial na viabilidade do rastreamento solar. Em áreas com alta incidência de céu claro e radiação solar direta, *trackers* apresentam melhor desempenho. Por outro lado, em locais com elevada cobertura de nuvens, a fração de radiação difusa aumenta, reduzindo a eficácia do rastreamento. Estudos indicam que em regiões onde a radiação difusa representa mais de 50% da radiação total, a vantagem dos *trackers* diminui consideravelmente (MEKHILEF et al., 2012).

2.2.4 Aumento de Produção Energética

Diversos estudos têm investigado o impacto da adoção de sistemas de rastreamento solar no desempenho energético de usinas fotovoltaicas, evidenciando ganhos expressivos em comparação a arranjos de inclinação fixa. No contexto brasileiro, Neto, Vale e Guerra (2020) analisaram uma usina fotovoltaica instalada na região Nordeste e verificaram que a utilização de um rastreador de eixo único proporcionou um aumento aproximado de 32% na geração anual de energia em relação a um sistema fixo de mesma potência instalada. Os autores atribuem esse ganho à elevada fração de radiação direta característica da região, condição que favorece o desempenho de sistemas com rastreamento.

Resultados consistentes foram reportados por Lima (2020), em um estudo experimental que comparou o desempenho de um sistema fotovoltaico com rastreamento de eixo único a um arranjo fixo operando sob as mesmas condições ambientais. Observou-se que o sistema com rastreamento apresentou incremento de geração de até 23% em relação ao sistema fixo, reforçando o potencial dessa tecnologia para maximizar a captação de energia solar ao longo do dia, especialmente em locais com elevada disponibilidade de irradiância direta.

De modo geral, esses resultados indicam que, embora os ganhos energéticos associados aos *trackers* dependam de fatores climáticos, geográficos e de configuração tecnológica, a adoção de sistemas de rastreamento solar constitui uma estratégia eficaz para ampliar a produção energética de usinas fotovoltaicas, particularmente em regiões de alta insolação.

2.3 Custos Associados ao Uso de *trackers* em Usinas Fotovoltaicas

Os principais componentes de custo envolvem a aquisição e instalação do sistema de rastreamento, os custos operacionais e de manutenção, além do consumo energético necessário para o funcionamento dos motores e mecanismos de ajuste. A análise desses fatores permite avaliar em que cenários a adoção do rastreamento se torna economicamente justificável em comparação com sistemas fixos.

2.3.1 Custo de Aquisição e Instalação de *trackers*

Os custos iniciais de um sistema fotovoltaico com rastreamento são superiores aos de um sistema fixo, devido à necessidade de estruturas mecânicas e componentes eletrônicos adicionais. De acordo com Wissmann et al. (2024), a inclusão de um *trackers* de eixo único pode elevar o custo do investimento inicial em 10% a 25%, enquanto um sistema de duplo eixo pode representar um aumento de 30% a 50% no custo total da instalação.

Os principais fatores que influenciam o custo de aquisição e instalação incluem:

- Tipo de *trackers*: Sistemas de eixo único são mais baratos e apresentam menor complexidade mecânica, enquanto *trackers* de duplo eixo requerem mecanismos mais sofisticados para permitir ajustes em ambas as direções.
- Dimensão e capacidade da usina: Grandes usinas fotovoltaicas podem obter economias de escala, reduzindo o custo unitário por megawatt instalado.
- Condições do solo e infraestrutura: A instalação de *trackers* requer uma base estrutural mais robusta para suportar os movimentos e garantir estabilidade, o que pode aumentar os custos em terrenos irregulares ou com baixa resistência mecânica.
- Mão de obra e logística: O transporte e a instalação dos *trackers* envolvem um maior grau de especialização, resultando em custos adicionais em comparação aos suportes fixos tradicionais.

Estudos de caso indicam que o custo de instalação de sistemas de rastreamento solar pode variar significativamente em função da localização geográfica e da disponibilidade tecnológica. Segundo relatório da *International Renewable Energy Agency Statistics* (2022), o custo médio de instalação de *trackers* de eixo único situa-se tipicamente entre US\$ 150/kW e US\$ 250/kW, enquanto sistemas de eixo duplo podem atingir valores entre US\$ 300/kW e US\$ 450/kW.

2.3.2 Custos Operacionais e de Manutenção

Os sistemas de rastreamento solar demandam custos operacionais e de manutenção mais elevados em comparação com sistemas fixos. Isso ocorre devido à presença de componentes móveis, motores e sensores que requerem inspeção e substituição periódicas. A manutenção corretiva e preventiva é essencial para evitar falhas mecânicas que possam comprometer o desempenho da usina.

Os principais custos associados à manutenção de sistemas com *trackers* incluem:

- **Lubrificação e ajustes mecânicos:** Componentes móveis sujeitos a desgaste, como mancais, engrenagens e articulações, requerem lubrificação periódica, ajustes e substituição ao longo da vida útil para garantir o correto posicionamento e a confiabilidade operacional.
- **Componentes eletromecânicos e de controle:** Sistemas de rastreamento incorporam motores, atuadores, sensores de posição ou irradiância e controladores eletrônicos, o que aumenta a complexidade de manutenção em relação a estruturas fixas. A exposição contínua a condições ambientais adversas eleva a necessidade de inspeções, manutenção preventiva e eventual substituição. O desempenho dos *trackers* depende da integridade dos sistemas de sensoriamento e controle responsáveis

pelo alinhamento dos módulos com a trajetória solar (BARBOZA, 2025; PALIYAL et al., 2024).

- **Consumo energético próprio:** Os mecanismos de acionamento requerem energia elétrica para operação, representando uma perda parasítica tipicamente entre 1% e 5% da energia gerada (CHANG, 2009). Em usinas de grande porte, essa parcela pode afetar a viabilidade econômica.
- **Monitoramento e controle operacional:** Sistemas modernos utilizam plataformas de supervisão e controle remoto que demandam infraestrutura de comunicação, software especializado e mão de obra qualificada para operação e diagnóstico contínuos.

De acordo com dados levantados pela Empresa de Pesquisa Energética ((EPE), 2017), os custos anuais de operação e manutenção (O&M) de projetos fotovoltaicos no Brasil variam conforme a tecnologia adotada. No conjunto de projetos analisados no 2ª Leilão de Energia de Reserva (LER/2016), verificou-se que os custos de O&M anuais representaram, em média, cerca de 0,8% do investimento total em projetos com estrutura fixa, enquanto os mesmos custos em projetos com rastreadores de eixo único corresponderam a cerca de 1,2% do investimento total. Essa diferença indica que sistemas com rastreamento solar podem implicar custos de O&M mais elevados do que sistemas com estrutura fixa, principalmente em função da maior complexidade mecânica e dos componentes adicionais associados aos *trackers*.

2.3.3 Impacto do Custo dos *trackers* na Viabilidade Econômica

A viabilidade financeira do uso de *trackers* depende do equilíbrio entre o aumento da geração de energia e os custos adicionais envolvidos. O retorno sobre o investimento (ROI) e o período de *payback* são métricas fundamentais para determinar se o sistema de rastreamento é economicamente atrativo para um determinado projeto.

Para avaliar essa viabilidade, diversos estudos utilizam indicadores como:

- Valor Presente Líquido (VPL): Mede a rentabilidade do projeto ao longo do tempo, considerando a diferença entre receitas e custos descontados ao valor presente.
- Taxa Interna de Retorno (TIR): Representa a taxa de retorno do investimento e permite compará-lo com outras alternativas de aplicação de capital.
- Período de *Payback*: Indica o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado através da economia ou aumento na geração de energia.

Estudos empíricos de desempenho econômico têm demonstrado que a adoção de sistemas de rastreamento solar pode reduzir o tempo de retorno do investimento (*payback*) em comparação com arranjos fixos quando há ganhos energéticos relevantes. Em uma análise comparativa realizada por (SILVA, 2024), um sistema fotovoltaico com rastreador apresentou *payback* menor do que um sistema fixo, devido ao aumento de produção energética proporcionado pelo rastreamento, mesmo após considerar custos adicionais de operação e manutenção. Isso sugere que, em regiões com alta irradiância e tarifas de energia elevadas, a utilização de *trackers* pode melhorar a competitividade econômica dos projetos fotovoltaicos em médio e grande porte (SILVA, 2024).

Além disso, relatórios internacionais sobre custos de geração renovável da *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2024) indicam uma declinação contínua nos custos de energia solar fotovoltaica, refletida na redução do custo nivelado médio ponderado de eletricidade em projetos solares instalados globalmente, o que favorece a competitividade de tecnologias mais avançadas, como rastreadores solares, em comparação com sistemas convencionais fixos.

2.4 Métricas de Avaliação Econômica e Financeira

Newman, Lavelle e Eschenbach (2000) alegam que diferentes técnicas de engenharia pode ser usadas na tomada de decisão para investimentos em projetos, mas os aspectos econômicos dominam o problema, sendo, portando, preponderantes na determinação da melhor solução. Conforme Budel (2017), a análise e a avaliação de projetos são feitas com base nos fluxos de caixa gerados pelos mesmos. Os critérios de análise mais atuais são:

- Valor Presente Líquido;
- Taxa interna de retorno;
- *Payback* Simples;
- *Payback* Descontado;
- Taxa mínima atrativa

2.4.1 Valor Presente Líquido

O método do VPL tem como objetivo determinar o valor presente de um investimento a partir de um fluxo de caixa composto por receitas e despesas ao longo do tempo (FANTI et al., 2015). Segundo Silva e Farias (2015), o VPL permite comparar alternativas de investimento por meio do cálculo de seus valores equivalentes no instante inicial, sendo a alternativa com maior valor positivo aquela economicamente mais atrativa. O VPL pode

ser expresso por BRON (2007):

$$V_{PL} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - FC_0 \quad (2.1)$$

em que V_{PL} é o valor presente líquido do investimento, em R\$; FC_t é o fluxo de caixa no período t , em R\$; i é a taxa mínima de atratividade (Taxa Mínima de Atratividade (TMA)) adotada pelo investidor, em % ao período; e n é o horizonte de análise do projeto.

Conforme Hess e Holliday (1992), a TMA apresenta caráter subjetivo, pois depende do retorno mínimo exigido pelo investidor para compensar o risco e o custo de oportunidade do capital. Segundo Camloffski (2014), investidores com perfil conservador ou moderado tendem a adotar taxas próximas às oferecidas por aplicações financeiras de baixo risco, frequentemente associadas à taxa básica de juros. Já investidores com perfil mais agressivo exigem retornos superiores, compatíveis com investimentos de maior risco.

2.4.2 Taxa Interna de Retorno

A TIR é definida como a taxa de desconto que torna o valor presente líquido do fluxo de caixa igual a zero, representando a rentabilidade implícita do investimento ao longo de sua vida útil Camloffski (2014). Um projeto é considerado economicamente viável quando a TIR é superior à TMA, critério amplamente utilizado na análise de investimentos (FILHO; KOPITTKKE, 2010). A TIR é obtida pela solução da seguinte equação Rodrigues, Camargos et al. (2016):

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t} - FC_0 \quad (2.2)$$

em que FC_0 é o investimento inicial, em R\$; FC_t é o fluxo de caixa no período t , em R\$; TIR é a taxa interna de retorno, em % ao período; e n é o horizonte de análise.

Em problemas de engenharia econômica, fluxos de caixa ocorrem em diferentes instantes e com magnitudes distintas, exigindo sua equivalência temporal por meio de taxas de juros (HESS; HOLLIDAY, 1992). Conforme Newman, Lavelle e Eschenbach (2000), valores monetários em datas distintas podem ser comparados quando convertidos por taxas equivalentes. Taxas equivalentes são aquelas que, mesmo associadas a diferentes períodos de capitalização, produzem o mesmo valor acumulado ao final de um horizonte comum (??). A relação entre taxas equivalentes é dada por:

$$i_{eq} = (1 + i_n)^{-n} - 1 \quad (2.3)$$

em que i_{eq} é a taxa equivalente no período de referência, em % ao período; i_n é a taxa no período base, em % ao período; e n é o número de períodos de capitalização.

2.4.3 Payback

O período de recuperação do capital, ou *Payback* simples, corresponde ao tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado iguale o investimento inicial ao longo da

vida útil do projeto Brito et al. (2011). Segundo Vilela et al. (2012), a aceitação de um projeto com base no *Payback* simples é admissível quando o período de retorno do capital é inferior ao limite máximo previamente estabelecido pelo investidor.

Entretanto, conforme destacam Blank e Tarquin (2009), o período de recuperação não deve ser utilizado como principal indicador de decisão, mas sim como uma ferramenta de triagem inicial ou como informação complementar em conjunto com métodos mais robustos, como o VPL ou a TIR.

Embora constitua um parâmetro prático de avaliação, o *Payback* simples apresenta limitações financeiras relevantes, pois desconsidera o valor do dinheiro no tempo e ignora os fluxos de caixa após o período de recuperação (CAMLOFFSKI, 2014).

2.5 Conclusões parciais

Este capítulo apresentou o conceito de viabilidade técnica e financeira, destacando as principais vantagens da utilização da energia solar para geração elétrica. Foram abordados o dimensionamento de usinas de geração distribuída do tipo Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), bem como as principais variáveis de entrada necessárias e os procedimentos para sua obtenção. Também foram discutidos os principais métodos de análise de viabilidade econômica aplicáveis a sistemas fotovoltaicos, incluindo VPL, TIR, TMA e *Payback*. Por fim, descreveram-se as estruturas tarifárias que compõem a fatura de energia elétrica, incluindo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para Iluminação Pública (CIP) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), bem como os acréscimos associados às bandeiras tarifárias vigentes.

3 Metodologia

Este capítulo descreve a metodologia empregada para a coleta de dados, a definição dos cenários e a simulação dos sistemas fotovoltaicos, com o objetivo de obter resultados técnicos e econômico-financeiros comparáveis. Inicialmente, apresenta-se a ferramenta utilizada nas simulações. Em seguida, são definidos os cenários e os parâmetros adotados, bem como o procedimento aplicado para extração e análise dos resultados.

3.1 PV*SOL

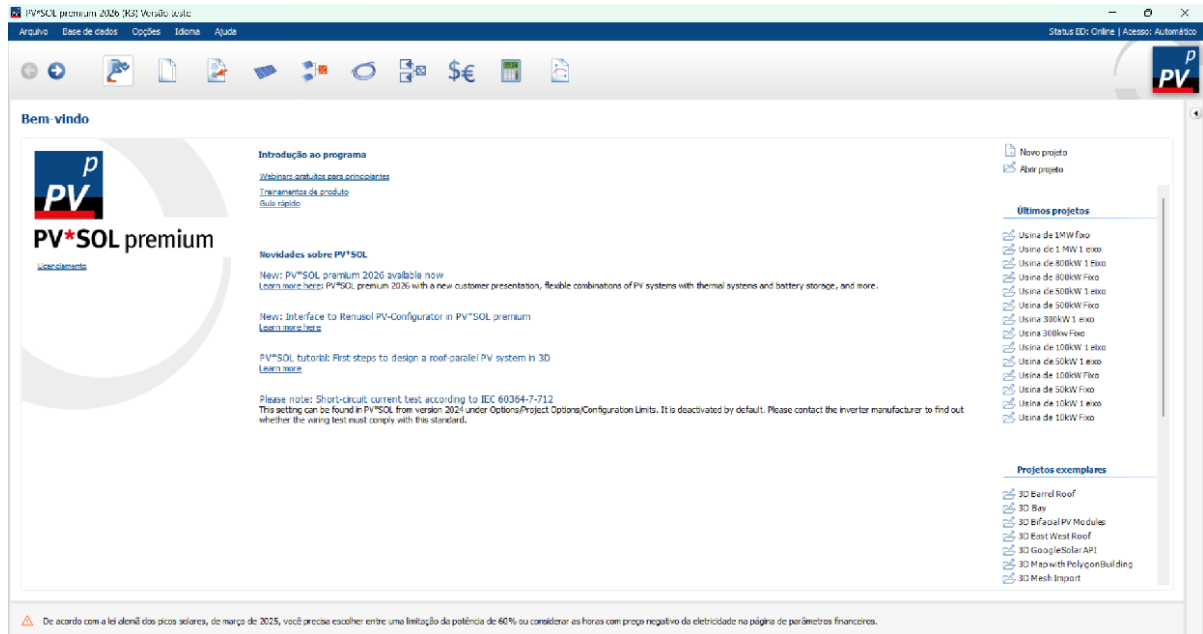
Para o desenvolvimento deste trabalho, utilizou-se o software PV*SOL, ferramenta voltada ao dimensionamento, simulação e análise de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e isolados. O PV*SOL é desenvolvido pela empresa alemã Valentin Software GmbH e é amplamente empregado em aplicações acadêmicas e profissionais, em função da capacidade de simular o desempenho energético considerando dados meteorológicos locais, orientação e inclinação dos módulos, sombreamentos, eficiência de inversores e perdas elétricas, além de incorporar recursos para avaliação econômico-financeira do investimento.

Dentre suas principais funções, destacam-se:

- Modelagem detalhada do arranjo fotovoltaico: escolha do tipo de módulo, inversores, número de strings e configuração elétrica;
- Análise de sombreamento em 3D: criação de cenários com edificações, árvores e obstáculos que possam impactar a produção de energia;
- Simulação de geração horária, mensal e anual: possibilitando o cálculo da curva de geração de acordo com dados climáticos locais;
- Avaliação financeira: análise de custos de investimento, operação e manutenção, fluxo de caixa, tempo de retorno e viabilidade econômica;
- Comparação de diferentes configurações de sistemas: como sistemas fixos, *trackers* de um eixo e dois eixos, permitindo identificar a opção mais vantajosa tecnicamente e economicamente.

Neste contexto, a utilização do PV*SOL neste trabalho se justifica por sua confiabilidade e precisão, sendo uma ferramenta consolidada no mercado internacional e já validada em diversas pesquisas científicas e projetos de engenharia. A aplicação do software possibilita a obtenção de resultados consistentes, fundamentais para a análise comparativa proposta neste estudo. A Figura 4, mostra a tela inicial a ferramenta PV*SOL utilizada neste trabalho.

Figura 4 – Tela Inicial do software PV*SOL.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

3.2 Cenários propostos

Neste estudo, foram realizadas simulações para sistemas fotovoltaicos com diferentes potências instaladas (10 kW, 50 kW, 100 kW, 300 kW, 500 kW, 800 kW e 1 MW), comparando duas configurações: (i) estrutura fixa e (ii) rastreamento solar de um eixo (*single-axis tracker*). Para cada cenário, analisaram-se a geração anual de energia (kWh/ano), os custos de implantação e operação, e o tempo de retorno do investimento (*payback*).

A metodologia adotada consistiu nas seguintes etapas:

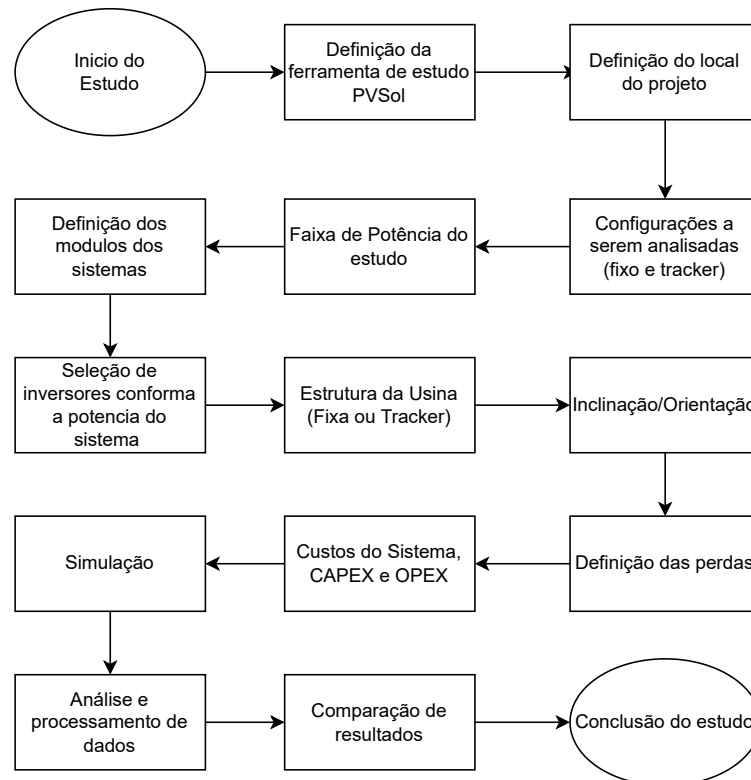
- Definição dos parâmetros de simulação: localização geográfica, seleção de módulos e inversores e configuração do tipo de montagem;
- Simulação no PV*SOL: inserção dos dados técnicos e financeiros e execução das simulações para cada cenário;
- Coleta e organização dos resultados: extração dos relatórios do software e consolidação dos dados;
- Análise comparativa: avaliação técnica e econômica entre sistemas fixos e com rastreamento, considerando geração, custos e *payback*;
- Elaboração de gráficos e tabelas: apresentação visual dos resultados para facilitar a interpretação e comparação.

Essa abordagem assegura comparabilidade entre os cenários e fornece base consistente para a análise do impacto do uso de *trackers* no desempenho e no retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos.

3.3 Fluxograma

Com o objetivo de organizar e sistematizar as etapas metodológicas adotadas, a Figura 5 apresenta o fluxograma que resume o desenvolvimento do estudo. O diagrama descreve, de forma sequencial, desde a definição da ferramenta de simulação e dos parâmetros do local do projeto até a extração, análise e comparação dos resultados obtidos.

Figura 5 – Fluxograma geral do estudo proposto.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

As simulações foram conduzidas no PV*SOL, contemplando configurações com estrutura fixa e com rastreamento solar, permitindo a visualização clara do encadeamento lógico das atividades e favorecendo a reprodutibilidade do procedimento metodológico.

3.4 Dimensionamento

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos consiste em definir, de forma técnica, a configuração dos componentes do sistema, incluindo módulos, inversores, cabeamentos, arranjos físicos e, quando aplicável, transformadores para conexão à rede elétrica. Esse processo é essencial para garantir eficiência energética, segurança operacional e viabilidade econômica. Neste trabalho, o dimensionamento foi realizado por meio do PV*SOL, permitindo simular diferentes cenários com base em condições climáticas locais, orientação dos módulos, características elétricas dos equipamentos e premissas de perdas.

Nas subseções a seguir, apresentam-se os critérios adotados para a padronização dos módulos, seleção dos inversores e definição das perdas, justificando tecnicamente as decisões empregadas. A Figura 6 apresenta a tela do PV*SOL utilizada como ponto de partida para o dimensionamento.

Figura 6 – Entrada de dados do projeto no PV*SOL.

A interface do PV*SOL premium 2026 (R3) Versão teste apresenta uma barra de menu superior com opções: Arquivo, Base de dados, Opções, Idioma, Ajuda. O status da BD é Online e o acesso é Automático. A interface principal é dividida em seções de entrada de dados:

- Dados do projeto:** Campos para Número da proposta, Responsável, Início da operação (18/02/2025), Nome do projeto e Imagem do projeto. Botões: Carregar, Apagar, Imagens adicionais.
- Dados do cliente:** Campos para Número de cliente, Contato, Empresa, Telefone, Fax, E-mail e Endereço.
- Descrição do projeto:** Campo para a descrição.
- Endereço da instalação:** Campo para o endereço.

Nota no rodapé: De acordo com a lei alemã dos picos solares, de março de 2025, você precisa escolher entre uma limitação da potência de 60% ou considerar as horas com preço negativo da eletricidade na página de parâmetros financeiros.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

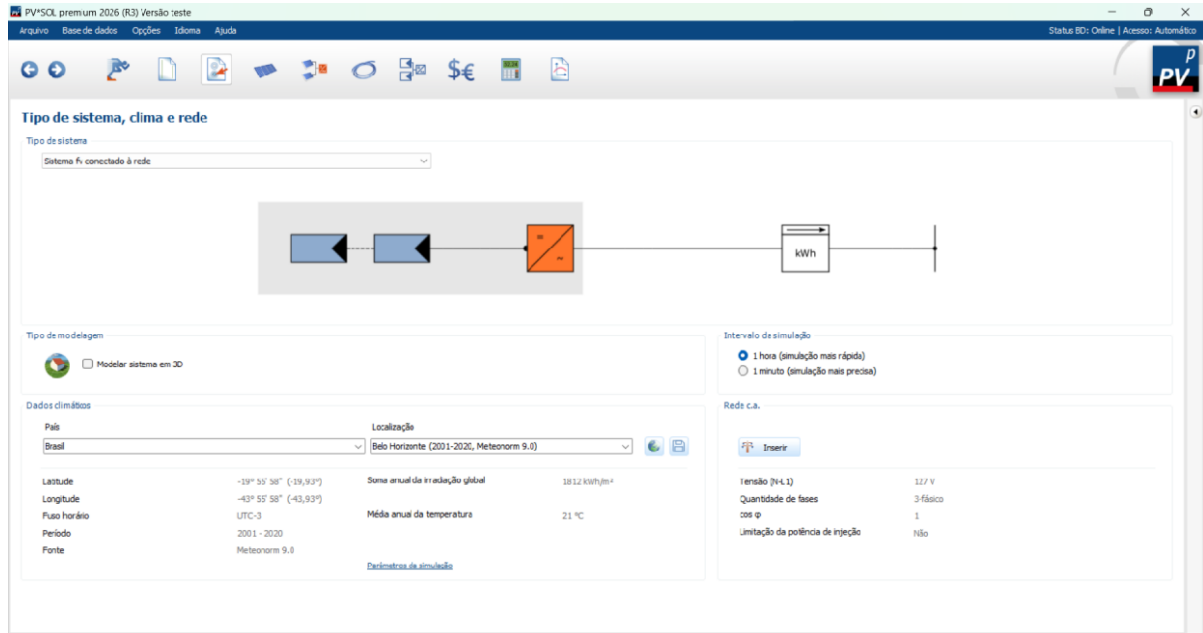
3.4.1 Posicionamento Geográfico dos Módulos

As simulações foram realizadas para a cidade de Belo Horizonte (MG), situada na latitude 19,9° S. No hemisfério sul, a orientação recomendada para maximizar a captação anual é voltada para o norte geográfico, de modo a maximizar a captação da radiação solar ao longo do ano.

De acordo com recomendações do CEPEL e CRESESB (2025), a inclinação ótima para Belo Horizonte é próxima de 20°, o que favorece o aproveitamento da irradiação ao

longo do ano. Assim, adotou-se orientação norte geográfico e inclinação de 20° . A Figura 7 mostra a definição da localização no PV*SOL.

Figura 7 – Ajuste da localização da usina solar no PV*SOL.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

3.4.2 Módulos Fotovoltaicos

Para assegurar uniformidade e comparabilidade entre os cenários simulados, adotou-se a padronização dos módulos fotovoltaicos no PV*SOL. A utilização de um único modelo, com potência nominal e características técnicas definidas, permite isolar o efeito da potência instalada e da configuração do sistema (estrutura fixa ou com rastreamento) sobre os resultados obtidos.

A escolha do módulo considerou critérios como eficiência representativa do mercado, confiabilidade do fabricante e disponibilidade comercial no Brasil. Conforme (VILELA et al., 2012), a seleção de módulos deve levar em conta não apenas a potência unitária, mas também a eficiência de conversão e o coeficiente de temperatura, parâmetros que influenciam diretamente o desempenho energético do sistema.

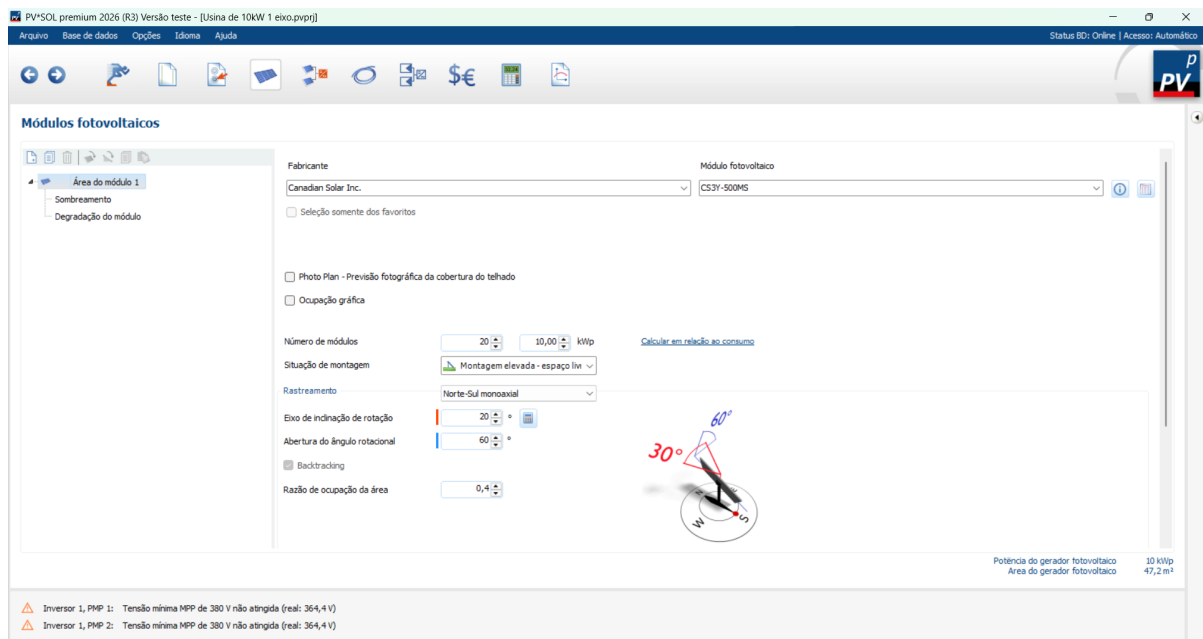
Nas simulações, utilizou-se o módulo *Canadian Solar CS3Y-500MS*, de 500 Wp, com tecnologia monocristalina e eficiência próxima de 21%. Esse desempenho contribui para maior aproveitamento da radiação solar incidente e, consequentemente, para maior geração elétrica por unidade de área instalada.

Além disso, o módulo emprega tecnologia *half-cell*, associada à redução de perdas resistivas e à melhoria do desempenho em condições de sombreamento parcial, aspecto relevante em usinas de médio e grande porte. A adoção de módulos com maior potência

unitária também tende a reduzir custos indiretos (cabearamento, estruturas e mão de obra), pois diminui a quantidade de módulos necessária para atingir a mesma potência instalada.

Dessa forma, o uso do CS3Y-500MS garante consistência metodológica às simulações e contribui para uma avaliação técnica e econômica mais representativa. A Figura 8 apresenta a etapa de seleção dos módulos no PV*SOL.

Figura 8 – Seleção do painel fotovoltaico no PV*SOL.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

3.4.3 Inversores

A seleção dos inversores foi realizada em função da potência de cada sistema fotovoltaico simulado, considerando a disponibilidade de modelos comerciais no mercado brasileiro e sua compatibilidade com o banco de dados do PV*SOL. A Tabela 1 apresenta os inversores adotados para cada faixa de potência instalada analisada neste estudo.

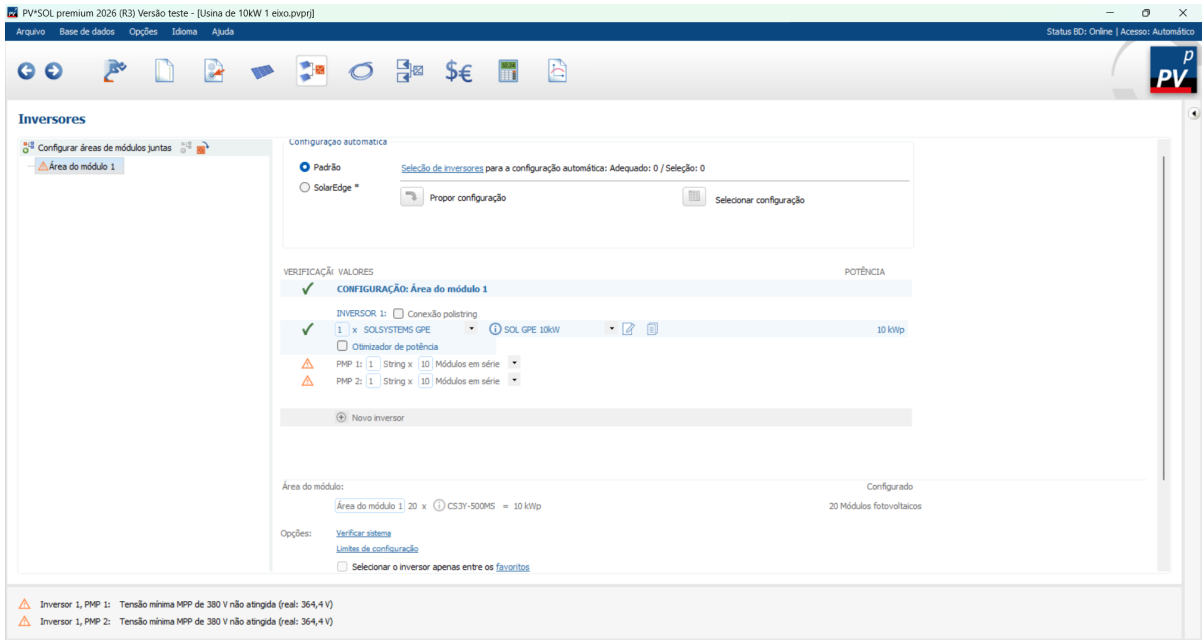
A escolha desses equipamentos baseou-se em critérios técnicos e de mercado, incluindo confiabilidade dos fabricantes, disponibilidade nacional e adequação às faixas de potência estudadas. A padronização dos inversores por porte de usina contribui para a consistência metodológica das simulações e permite comparações coerentes entre os diferentes cenários avaliados. A Figura 9 mostra a etapa de seleção dos inversores no PV*SOL.

Tabela 1 – Inversores utilizados nas simulações.

Potência instalada	Fabricante	Quantidade	Modelo
10kW	SOLSYSTEMS GPE	1	SOL GPE 10kW
50kW	SOLSYSTEMS GPE	1	SOL GPE 50kW
100kW	SOLSYSTEMS GPE	2	SOL GPE 50kW
300kW	CANADIAN SOLAR INC.	3	CSI-100K-T4001B-E
500kW	CANADIAN SOLAR INC.	4	CSI-125KTL-GI-E
800kW	WEG	4	SIW500H ST200 H3
1MW	WEG	5	SIW500H ST200 H3

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Figura 9 – Escolha dos inversores no PV*SOL.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

3.4.4 Perdas do Sistema

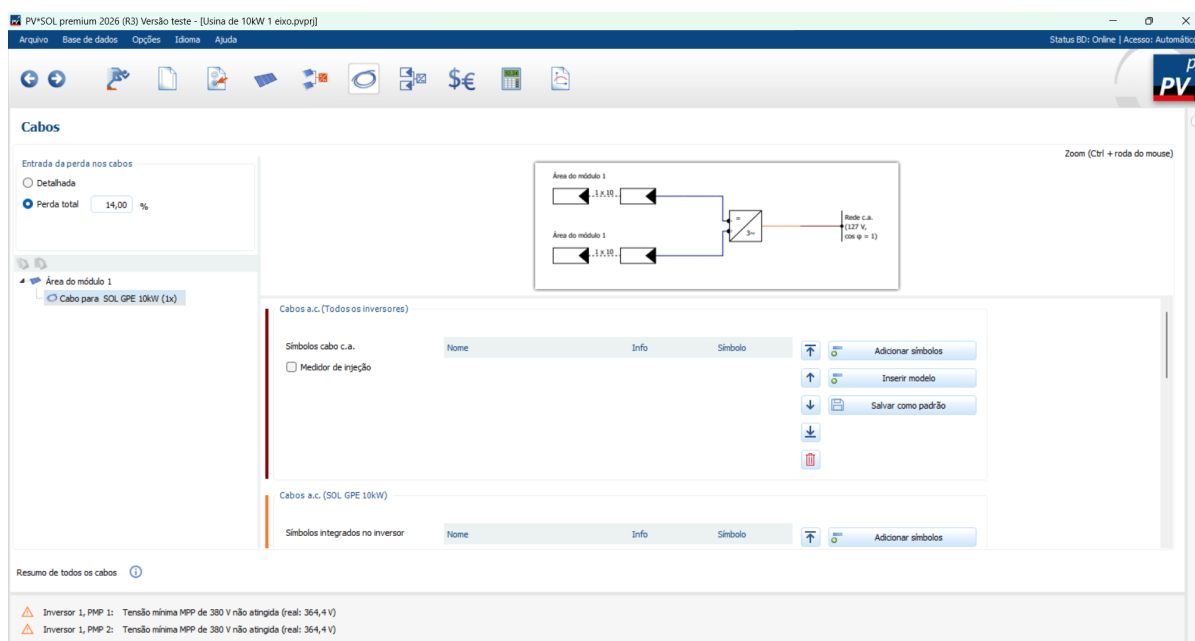
O PV*SOL disponibiliza duas abordagens para a definição das perdas em sistemas fotovoltaicos. A primeira é o modelo detalhado, no qual cada parcela de perda pode ser configurada individualmente, incluindo perdas ôhmicas em cabos, eficiência dos inversores, *mismatch*, sombreamento, sujeira e efeitos térmicos. Essa abordagem proporciona maior precisão e é mais indicada em projetos executivos, quando as condições reais da instalação estão plenamente definidas. A segunda abordagem é o modelo simplificado, que permite a adoção de um único percentual global de perdas, agregando os diferentes mecanismos em um valor consolidado. Esse procedimento é amplamente utilizado em estudos de pré-viabilidade e análises comparativas, pois reduz a complexidade da modelagem sem

comprometer a representatividade dos resultados.

Neste trabalho, adotou-se o modelo simplificado, com perdas globais fixadas em 14% para todas as simulações. Esse valor está alinhado a referências reconhecidas na literatura e em ferramentas de estimativa solar. O *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)* utiliza 14% como valor padrão em análises simplificadas de desempenho fotovoltaico. Estudos acadêmicos nacionais, como (TONOLO et al., 2019), também reportam perdas globais típicas entre 12% e 16%, corroborando a adequação do percentual adotado.

A utilização de um valor único de perdas assegura consistência metodológica e comparabilidade entre os cenários analisados, permitindo que as diferenças observadas nos resultados decorram exclusivamente das variáveis investigadas, em especial da configuração estrutural (fixa ou com *tracker*). A Figura 10 apresenta a definição das perdas no PV*SOL.

Figura 10 – Perdas do sistema no PV*SOL.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

3.5 Aspectos financeiros de uma Usina

3.5.1 CAPEX

O Despesas de Capital (do inglês, *Capital Expenditure*) (CAPEX), ou despesa de capital, corresponde ao investimento inicial necessário para a implantação de um sistema fotovoltaico, englobando custos de aquisição de equipamentos, transporte, instalação e comissionamento do empreendimento. Em projetos de geração solar, o CAPEX constitui

o principal componente econômico a ser avaliado, pois representa a maior parcela dos desembolsos financeiros e influencia diretamente a viabilidade econômico-financeira do projeto (EPE, 2022).

Para a estimativa do CAPEX neste trabalho, adotaram-se como referência os valores apresentados por (SISQUINI; SISQUINI; SISQUINI, 2024), sintetizados na Tabela 2, considerando sistemas de eixo fixo. Nesse estudo, os autores apresentam uma análise dos custos médios de implantação de usinas fotovoltaicas no Brasil, considerando diferentes faixas de potência, desde aplicações residenciais até usinas de grande porte.

Tabela 2 – Faixas típicas de custo de implantação de sistemas fotovoltaicos de eixo fixo no Brasil, em R\$/Wp instalado.

Porte da Usina (kWp)	Custo Médio (R\$/Wp)
Residencial (até 10 kWp)	5,50 - 7,50
Comercial (10 kWp a 500 kWp)	4,50 - 6,50
Industrial (acima de 500 kWp)	3,80 - 5,80
Grandes usinas (acima de 1 MWp)	3,50 - 5,50

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar (*trackers*) requerem estruturas mecânicas móveis e maior complexidade de instalação, o que eleva o investimento inicial em relação a sistemas fixos. Esse acréscimo decorre não apenas da estrutura de rastreamento, mas também de maior ocupação de área, necessidade de cabeamentos adicionais e requisitos de proteção específicos.

Com o objetivo de embasar a diferença de custos de investimento entre sistemas fotovoltaicos de estrutura fixa e sistemas com rastreamento solar, foi realizada uma revisão de trabalhos acadêmicos nacionais e internacionais que abordam comparações econômicas entre essas configurações para diferentes faixas de potência instalada. A Tabela 3 apresenta a relação de custo entre sistemas com *tracker* e sistemas fixos, obtida a partir de artigos científicos, trabalhos de conclusão de curso, dissertações e publicações em periódicos técnicos. Observa-se que a razão de custo *tracker*/fixo varia conforme a potência do sistema, o escopo do estudo e as premissas adotadas por cada autor, apresentando valores típicos entre aproximadamente 1,15 e 1,80. Dessa forma, os dados consolidados permitem estimar um acréscimo percentual no CAPEX associado à utilização de rastreadores solares, servindo como base técnica e bibliográfica para a definição dos custos de investimento utilizados nas simulações e análises financeiras desenvolvidas neste trabalho.

3.5.2 OPEX

O Despesas Operacionais (do inglês, *Operational Expenditure*) (OPEX) corresponde aos custos operacionais recorrentes associados à operação e manutenção de sistemas

Tabela 3 – Relação de custo de investimento entre sistemas de eixo fixo/*tracker* por faixa de potência do sistema, compilada a partir de estudos da literatura.

Potência do sistema (kW)	Potência do estudo (kW)	Custo relativo tracker/fixo	Média	Fonte
10	8,76	1,19	1,195	Rodrigues et al. (2021)
	3	1,20	1,195	Neto et al. (2024)
50	75	1,50	1,345	Nóbrega et al. (2019)
	75	1,19	1,345	Pinto (2025)
100	100	1,50	1,345	Nóbrega et al. (2019)
	75	1,19	1,345	Pinto (2025)
300	300	1,80	1,485	Araújo et al. (2023)
	300	1,17	1,485	Casotto (2021)
500	500	1,36	1,36	Pinto (2025)
800	781	1,18	1,19	Gol e Scasny (2023)
	800	1,20	1,19	Regia (2022)
1000	1000	1,18	1,165	Pinto (2025)
	2000	1,15	1,165	Marcello et al. (2022)

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

fotovoltaicos ao longo de sua vida útil, incluindo atividades de manutenção preventiva e corretiva, monitoramento, limpeza, seguros e eventuais substituições de componentes. Em sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar, o OPEX tende a ser superior ao de estruturas fixas, devido à presença de componentes eletromecânicos adicionais, como motores, sensores e sistemas de controle, que demandam inspeções periódicas, lubrificação e maior frequência de intervenções de manutenção.

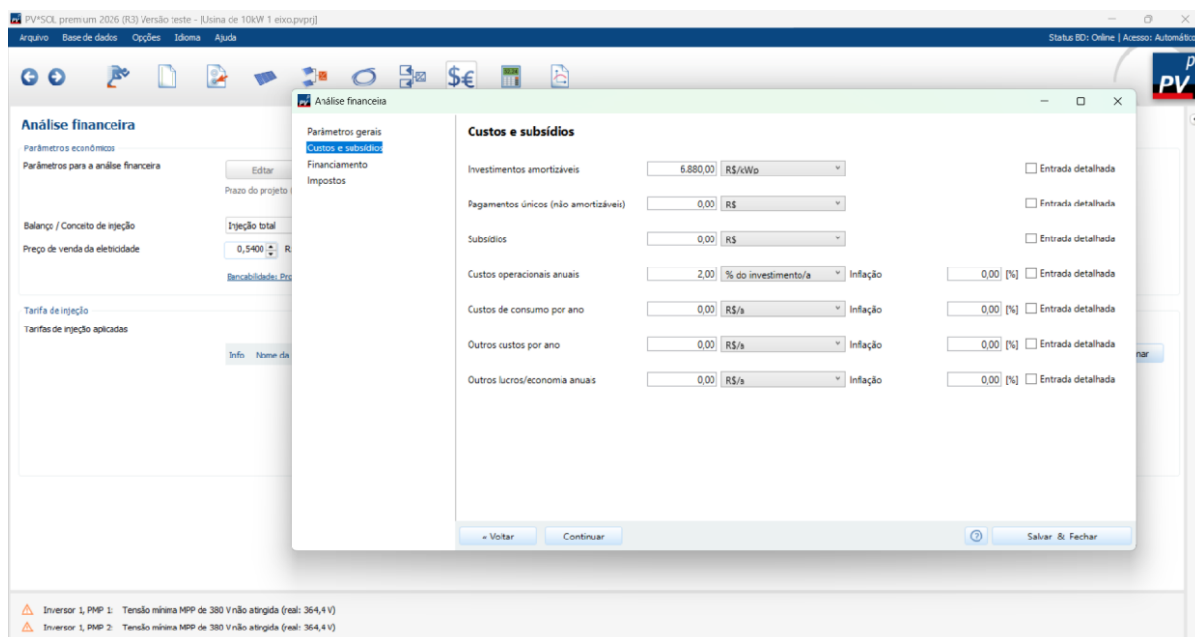
Com base no *Caderno de Preços da Geração* (2022/2023) da EPE (2022), adotaram-se neste trabalho valores de OPEX equivalentes a 1,5% do CAPEX para sistemas fixos e 2,0% do CAPEX para sistemas com rastreadores solares. Esses percentuais foram aplicados uniformemente em todos os cenários simulados, garantindo consistência metodológica na comparação econômico-financeira entre as configurações analisadas.

A Figura 11 apresenta a etapa de definição dos parâmetros de CAPEX e OPEX no ambiente de simulação do PV*SOL.

3.6 Estruturação dos Cenários

Nesta etapa, são apresentados os diferentes cenários de simulação desenvolvidos no software PV*SOL, contemplando variadas potências de sistemas fotovoltaicos e distintas configurações de instalação. Foram considerados arranjos com estrutura fixa, bem como sistemas equipados com rastreadores solares de um eixo, de modo a possibilitar uma análise comparativa tanto em termos de desempenho energético quanto de viabilidade

Figura 11 – Definição dos parâmetros econômicos de investimento (CAPEX) e custos operacionais (OPEX) no PV*SOL, utilizados como dados de entrada nas simulações econômico-financeiras dos sistemas fotovoltaicos analisados.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

econômica. Essa estruturação permite avaliar de forma consistente o impacto da escala de potência e da tecnologia empregada sobre os indicadores técnicos e financeiros do projeto.

3.6.1 Parâmetros Técnicos

Para a realização das simulações no software PV*SOL, foi necessário definir os parâmetros técnicos que caracterizam o sistema fotovoltaico em cada cenário analisado. Esses aspectos incluem a localização geográfica, o modelo de módulo utilizado, a inclinação e orientação dos painéis, a configuração dos rastreadores solares quando aplicáveis, os inversores selecionados e a representação gráfica do arranjo do sistema, garantindo consistência metodológica em todas as análises realizadas.

- **Localização da Usina:** As simulações foram realizadas para a cidade de Belo Horizonte – MG, situada na latitude 19,9°S, longitude 43,9°O. A escolha da localidade foi feita considerando sua alta incidência solar e relevância para estudos de viabilidade fotovoltaica.
- **Módulo Fotovoltaico:** Foi utilizado o módulo *Canadian Solar Inc.* – CS3Y-500MS, de 500 Wp. Esse modelo foi escolhido por sua ampla disponibilidade no mercado brasileiro e eficiência em torno de 21%.

- **Inclinação e Orientação:** Para os sistemas fixos, os módulos foram orientados para o norte geográfico (0°) e com inclinação de 20° , conforme recomendações do CEPEL e CRESESB (2025) para Belo Horizonte.
- **Sistemas com Rastreadores (*trackers*):** Nos cenários em que foram utilizados *trackers*, a angulação de movimento considerada foi de -60° a $+60^\circ$, contemplando o rastreamento solar ao longo do dia.
- **Adotou-se o modelo simplificado de perdas com percentual global fixo de 14%** aplicado a todos os cenários, assegurando padronização metodológica.

3.6.2 Parâmetros Financeiros

Para garantir consistência e comparabilidade entre os cenários analisados, adotou-se como premissa que o OPEX, a tarifa de energia elétrica e a vida útil dos sistemas permanecem constantes para todas as configurações, diferenciando-se apenas conforme o tipo de estrutura (fixa ou com rastreador solar). Dessa forma, as variações observadas nos indicadores econômico-financeiros refletem exclusivamente o impacto da configuração estrutural adotada.

A Tabela 4 apresenta os parâmetros financeiros utilizados como dados de entrada nas simulações econômico-financeiras.

Tabela 4 – Parâmetros financeiros das simulações.

Tipo de Sistema	OPEX	Custo de Energia	Vida Útil
Fixo	1,5%	0,54	25 anos
Tracker	2,0%	0,54	25 anos

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Na sequência, a Tabela 5 apresenta os custos de investimento inicial (CAPEX) estimados para cada potência instalada e configuração estrutural analisada (fixa e com rastreador). Esses valores incluem os principais componentes do sistema fotovoltaico, como módulos, inversores, estruturas de suporte, equipamentos elétricos e custos de instalação. A apresentação do CAPEX por potência e por tipo de estrutura permite avaliar diretamente o impacto econômico da adoção de rastreadores solares no investimento inicial do empreendimento.

Observa-se que o acréscimo de CAPEX associado ao uso de rastreadores situa-se aproximadamente entre 20% e 25% em todas as faixas de potência analisadas, em concordância com os valores reportados na literatura.

Tabela 5 – Custo de investimento inicial (CAPEX) estimado para sistemas fotovoltaicos de diferentes potências instaladas e configurações estruturais. A relação Tracker/Fixo indica o acréscimo relativo de investimento associado ao uso de rastreadores solares.

Potência (kW)	CAPEX (R\$)		
	Fixo	Tracker	Tracker/Fixo
10	55.000	66.000	1,20
50	255.000	318.750	1,25
100	480.000	600.000	1,25
300	1.350.000	1.687.000	1,25
500	2.100.000	2.520.000	1,20
800	3.120.000	3.740.000	1,20
1000	3.500.000	4.200.000	1,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

3.7 Conclusões parciais

Neste capítulo foram apresentados os procedimentos metodológicos adotados para a modelagem, simulação e avaliação técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos com diferentes potências instaladas e configurações estruturais. A utilização do software PV*SOL permitiu a padronização dos parâmetros técnicos e financeiros, assegurando consistência e reprodutibilidade das simulações realizadas.

No dimensionamento dos sistemas, foram definidos critérios uniformes quanto à localização geográfica, orientação e inclinação dos módulos, seleção de equipamentos e modelagem de perdas, de modo a garantir que as diferenças de desempenho observadas entre os cenários resultem exclusivamente das variáveis de interesse, em especial do uso de estruturas fixas ou com rastreamento solar. A adoção de perdas globais fixas e de um mesmo modelo de módulo fotovoltaico e inversores compatíveis contribuiu para a comparabilidade técnica entre as configurações analisadas.

Do ponto de vista econômico, foram estabelecidos parâmetros financeiros consistentes para todos os cenários, incluindo vida útil do sistema, tarifa de energia e custos operacionais. O CAPEX foi estimado a partir de referências nacionais de custos de implantação de sistemas fotovoltaicos, ajustado conforme a potência instalada e acrescido do diferencial associado ao uso de rastreadores solares, conforme valores consolidados na literatura. O OPEX foi definido como percentual do investimento inicial, com valores distintos para sistemas fixos e com rastreamento, refletindo a maior complexidade operacional destes últimos.

A estruturação dos cenários contemplou potências representativas de aplicações fotovoltaicas no contexto brasileiro, permitindo analisar de forma abrangente o impacto da escala do sistema e da configuração estrutural nos indicadores técnico-econômicos. Dessa forma, a metodologia adotada estabelece uma base consistente para a análise comparativa

de desempenho energético e viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos estudados, cujos resultados são apresentados e discutidos no capítulo seguinte.

4 Resultados

Este capítulo apresenta e discute os resultados obtidos a partir das simulações descritas no capítulo anterior, considerando sistemas fotovoltaicos de diferentes portes e duas configurações de instalação: estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo (*single-axis tracker*). As análises contemplam potências de 10 kW, 50 kW, 100 kW, 300 kW, 500 kW, 800 kW e 1 MW, permitindo avaliar o desempenho técnico e econômico em diferentes escalas. Para cada cenário, foram avaliados a geração anual de energia, o investimento inicial (CAPEX), os custos operacionais (OPEX), a TIR e o tempo de retorno do investimento (*payback*). Em seguida, são apresentadas análises comparativas visando identificar em quais faixas de potência a adoção do rastreamento solar se torna economicamente mais atrativa, fornecendo subsídios técnicos e financeiros para a tomada de decisão em projetos fotovoltaicos.

4.1 Usina de 10kW

4.1.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 10kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 6 mostra os resultados da simulação:

Tabela 6 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 10 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	14.523	1.376, 15	67, 60%
<i>Tracker</i>	17.746	1.698, 48	69, 73%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 10 kW, observa-se que a utilização de *tracker* proporciona um aumento significativo na produção de energia anual, passando de 14.523 kWh no sistema fixo para 17.746 kWh no sistema rastreador. Esse incremento representa aproximadamente 22% a mais de geração. O rendimento específico também acompanha essa evolução, variando de 1.376 kWh/kWp no fixo para 1.698 kWh/kWp no *tracker*. Em termos de eficiência global do sistema, a diferença é modesta, mas perceptível: o fixo apresenta 67,6%, enquanto o *tracker* alcança 69,7%.

4.1.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 10kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 7 mostra os resultados da simulação:

Tabela 7 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 10 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,2198	7 anos, 10 meses	11,91	14,26
<i>Tracker</i>	0,2331	8 anos	11,94	14,52

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 10 kW, o sistema de estrutura fixa apresenta um menor *payback*, de aproximadamente 7 anos e 10 meses, enquanto o sistema com *tracker* atinge o retorno em cerca de 8 anos, indicando uma recuperação do investimento mais rápida para a configuração fixa. Em termos de custo de geração de energia, o sistema fixo também se mostra mais vantajoso, com valor médio de R\$ 0,2198/kWh, frente a R\$0,2331/kWh no sistema com *tracker*.

Por outro lado, os indicadores de rentabilidade apresentam valores próximos entre as duas configurações. O sistema fixo registra uma TIR de 11,91% e ROI de 14,26%, enquanto o sistema com *tracker* alcança uma TIR ligeiramente superior, de 11,94%, e ROI de 14,52%. Apesar dessa pequena vantagem do *tracker* nos indicadores de retorno percentual, o maior custo de geração e o *payback* mais longo fazem com que, para a escala de 10 kW, o sistema fixo permaneça como a alternativa economicamente mais atrativa.

4.2 Usina de 50kW

4.2.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 50kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 8 mostra os resultados da simulação:

Nos SFCR de 50 kW, a diferença técnica mantém-se proporcional. O sistema fixo injeta cerca de 72.251 kWh/ano, ao passo que o *tracker* atinge 88.295 kWh/ano, representando também um ganho de aproximadamente 22%. O rendimento específico sobe de 1.430 kWh/kWp para 1.751 kWh/kWp, evidenciando melhor aproveitamento do recurso

Tabela 8 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 50 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	72.251	1.430,18	70,25
Tracker	88.295	1.751,08	71,89

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

solar. Já a eficiência, embora próxima, é ligeiramente superior no *tracker* (71,9%) em comparação ao fixo (70,3%).

4.2.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 50kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 9 mostra os resultados da simulação:

Tabela 9 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 10 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,1961	7 anos, 3 meses	13,07	15,30
Tracker	0,234	8 anos, 4 meses	11,00	13,95

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 50 kW, o sistema de estrutura fixa apresenta desempenho econômico superior em relação ao sistema com *tracker*. O *payback* do sistema fixo é de aproximadamente 7 anos e 3 meses, enquanto o sistema com *tracker* apresenta um retorno mais longo, de cerca de 8 anos e 4 meses. O custo de geração de energia também é significativamente menor no sistema fixo, com valor médio de R\$ 0,1961/kWh, frente a R\$ 0,234/kWh no sistema com *tracker*.

No que se refere aos indicadores de rentabilidade, o sistema fixo apresenta TIR de 13,07% e ROI de 15,30%, ambos superiores aos obtidos pelo sistema com *tracker*, que registra TIR de 11,00% e ROI de 13,95%. Dessa forma, para a escala de 50 kW, os resultados indicam que o sistema de estrutura fixa é economicamente mais atrativo, apresentando menor custo de geração, retorno do investimento mais rápido e melhores indicadores financeiros globais.

4.3 Usina de 100kW

4.3.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 100kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 10 mostra os resultados da simulação:

Tabela 10 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 100 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	144.501	1.430, 18	70, 30
<i>Tracker</i>	176.590	1.751, 08	71, 89

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Para as usinas 100 kW, o cenário se repete: o sistema fixo gera 144.501 kWh/ano, enquanto o *tracker* alcança 176.590 kWh/ano, mantendo a tendência de 22% de ganho. O rendimento específico passa de 1.430 para 1.751 kWh/kWp, e a eficiência do sistema se mantém superior no rastreador (71,89% contra 70,3%).

4.3.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 100kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 11 mostra os resultados da simulação:

Tabela 11 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 100 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,1846	6 anos, 9 meses	14,13	16,26
<i>Tracker</i>	0,22	7 anos, 10 meses	11,99	14,83

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 100 kW, o sistema de estrutura fixa mantém desempenho econômico superior quando comparado ao sistema com *tracker*. O *payback* do sistema fixo é de aproximadamente 6 anos e 9 meses, enquanto o sistema com *tracker* apresenta um retorno mais longo, de cerca de 7 anos e 10 meses. O custo de geração de energia do sistema fixo

também é inferior, com valor médio de R\$ 0,1846/kWh, frente a R\$ 0,22/kWh no sistema com *tracker*.

Em relação aos indicadores de rentabilidade, o sistema fixo apresenta TIR de 14,13% e ROI de 16,26%, valores superiores aos observados no sistema com *tracker*, que registra TIR de 11,99% e ROI de 14,83%. Dessa forma, para a escala de 100 kW, os resultados indicam que a configuração com estrutura fixa é economicamente mais atrativa, combinando menor custo de geração, retorno mais rápido do investimento e melhores indicadores financeiros.

4.4 Usina de 300kW

4.4.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 300kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 12 mostra os resultados da simulação:

Tabela 12 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 300 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	457.813	1.525,68	74,90
<i>Tracker</i>	557.047	1.856,46	76,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 300 kW, a produção sobe de 457.813 kWh/ano no fixo para 557.047 kWh/ano no *tracker*. O ganho percentual em relação à geração é de aproximadamente 22%, mas aqui a melhoria no rendimento específico é ainda mais destacada: 1.525 kWh/kWp no fixo contra 1.856 kWh/kWp no *tracker*. Além disso, a eficiência do sistema aumenta, passando de 74,9% para 76,2%.

4.4.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 300kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 13 mostra os resultados da simulação:

Nas usinas de 300 kW, o sistema de estrutura fixa apresenta vantagem econômica significativa em relação ao sistema com *tracker*. O *payback* do sistema fixo é de aproximadamente 5 anos e 11 meses, enquanto o sistema com *tracker* apresenta um retorno mais prolongado, de cerca de 7 anos e 8 meses. O custo de geração de energia também se mostra

Tabela 13 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 300 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,1622	5 anos, 11 meses	18,31	18,31
<i>Tracker</i>	0,2133	7 anos, 8 meses	12,24	15,06

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

inferior no sistema fixo, com valor médio de R\$ 0,1622/kWh, frente a R\$ 0,2133/kWh no sistema com *tracker*.

Quanto aos indicadores de rentabilidade, o sistema fixo registra TIR de 18,31% e ROI de 18,31%, ambos substancialmente superiores aos obtidos pelo sistema com *tracker*, que apresenta TIR de 12,24% e ROI de 15,06%. Assim, para a escala de 300 kW, os resultados indicam de forma clara que o sistema de estrutura fixa é economicamente mais atrativo, apresentando menor custo de geração, retorno do investimento mais rápido e melhores indicadores financeiros globais.

4.5 Usina de 500kW

4.5.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 500kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 14 mostra os resultados da simulação:

Tabela 14 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 500 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	769.662	1.539,20	75,60
<i>Tracker</i>	935.237	1.870,36	76,80

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 500 kW, observa-se que o sistema fixo atinge 769.662 kWh/ano, enquanto o *tracker* chega a 935.237 kWh/ano, consolidando um incremento de 22%. O rendimento também cresce de 1.539 kWh/kWp para 1.870 kWh/kWp, com melhoria na eficiência, que passa de 75,6% para 76,8%.

4.5.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 500kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 15 mostra os resultados da simulação:

Tabela 15 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 500 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,1637	5 anos, 7 meses	17,37	19,79
<i>Tracker</i>	0,1832	6 anos, 4 meses	15,14	17,68

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 500 kW, o sistema de estrutura fixa mantém desempenho econômico superior em relação ao sistema com *tracker*. O *payback* do sistema fixo é de aproximadamente 5 anos e 7 meses, enquanto o sistema com *tracker* apresenta um retorno mais longo, de cerca de 6 anos e 4 meses. O custo de geração de energia do sistema fixo também é inferior, com valor médio de R\$ 0,1637/kWh, frente a R\$ 0,1832/kWh no sistema com *tracker*.

No que se refere aos indicadores de rentabilidade, o sistema fixo apresenta TIR de 17,37% e ROI de 19,79%, ambos superiores aos obtidos pelo sistema com *tracker*, que registra TIR de 15,14% e ROI de 17,68%. Dessa forma, para a escala de 500 kW, os resultados indicam que o sistema de estrutura fixa é economicamente mais atrativo, apresentando menor custo de geração, retorno mais rápido do investimento e melhores indicadores financeiros globais.

4.6 Usina de 800kW

4.6.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 800kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 16 mostra os resultados da simulação:

Nas usinas de 800 kW, a diferença é ainda mais expressiva: o sistema fixo gera 1.202.618 kWh/ano, enquanto o *tracker*) atinge 1.498.156 kWh/ano, o que corresponde a cerca de 25% de aumento na produção. O rendimento específico cresce de 1.538 kWh/kWp para 1.872 kWh/kWp, acompanhado de uma elevação na eficiência global (73,84% no fixo contra 76,88% no *tracker*).

Tabela 16 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 800 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	1.202.618	1.538,66	73,84
<i>Tracker</i>	1.498.156	1.872,61	76,88

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.6.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 800kW de eixo fixo e móvel. A Tabela 17 mostra os resultados da simulação:

Tabela 17 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 800 kW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,1427	5 anos, 2 meses	18,97	20,81
<i>Tracker</i>	0,1487	5 anos, 1 mês	19,47	21,79

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 800 kW, observa-se uma maior proximidade entre os resultados econômicos das duas configurações analisadas. O *payback* do sistema de estrutura fixa é de aproximadamente 5 anos e 2 meses, enquanto o sistema com *tracker* apresenta um retorno ligeiramente mais rápido, de cerca de 5 anos e 1 mês. Em relação ao custo de geração de energia, o sistema fixo ainda apresenta vantagem, com valor médio de R\$ 0,1427/kWh, frente a R\$ 0,1487/kWh no sistema com *tracker*.

No entanto, ao analisar os indicadores de rentabilidade, o sistema com *tracker* passa a apresentar resultados superiores, registrando TIR de 19,47% e ROI de 21,79%, enquanto o sistema fixo apresenta TIR de 18,97% e ROI de 20,81%. Dessa forma, para a escala de 800 kW, os resultados indicam um cenário de equilíbrio econômico entre as configurações, no qual o sistema fixo mantém menor custo de geração, enquanto o uso de *tracker* proporciona maior rentabilidade percentual, sinalizando uma transição na viabilidade econômica do rastreamento solar em potências mais elevadas.

4.7 Usina de 1MW

4.7.1 Resultados técnicos

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados técnicos obtidos através da simulação das usinas de 1MW de eixo fixo e móvel. A Tabela 18 mostra os resultados da simulação:

Tabela 18 – Resultados técnicos obtidos no PV*SOL para a usina de 1 MW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo, com energia anual gerada, rendimento específico e eficiência global do sistema.

Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
Fixo	1.538.740	1.538,66	75,60
<i>Tracker</i>	1.872.695	1.872,61	76,90

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 1MW, a produção do sistema fixo alcança 1.538.740 kWh/ano, enquanto o *tracker* chega a 1.872.695 kWh/ano, representando novamente um ganho de 22%. O rendimento específico cresce de 1.538 para 1.872 kWh/kWp, com a eficiência global também sendo superior no rastreador (76,9% contra 75,6% no fixo).

4.7.2 Resultados Financeiros

Nesta seção será feita um resumo com os principais resultados financeiros obtidos através da simulação das usinas de 1MW de eixo fixo e móvel. A Tabela 19 mostra os resultados da simulação:

Tabela 19 – Indicadores econômico-financeiros estimados no PV*SOL para a usina de 1 MW em Belo Horizonte–MG, comparando estrutura fixa e rastreamento solar de um eixo: custo de geração, *payback*, TIR e ROI.

Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
Fixo	0,1251	4 anos, 6 meses	21,99	23,74
<i>Tracker</i>	0,13	4 anos, 4 meses	22,67	24,91

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Nas usinas de 1 MW, o sistema com estrutura fixa e o sistema com *tracker* apresentam desempenho econômico bastante próximo, com leve vantagem para a configuração com rastreamento solar em alguns indicadores. O *payback* do sistema fixo é de aproximadamente 4 anos e 6 meses, enquanto o sistema com *tracker* apresenta um retorno

ligeiramente mais rápido, de cerca de 4 anos e 4 meses. Quanto ao custo de geração de energia, o sistema fixo mantém valor inferior, com média de R\$0,1251/kWh, frente a R\$0,13/kWh no sistema com *tracker*.

Em relação aos indicadores de rentabilidade, o sistema com *tracker* apresenta TIR de 22,67% e ROI de 24,91%, superiores aos valores obtidos pelo sistema fixo, que registra TIR de 21,99% e ROI de 23,74%. Dessa forma, para a escala de 1 MW, os resultados indicam que, apesar do ligeiro aumento no custo de geração, o uso de *trackers* se torna economicamente mais atrativo, proporcionando maior retorno financeiro e menor tempo de recuperação do investimento.

4.8 Resumo dos Resultados

4.8.1 Resumo Técnico das Usinas

Com o intuito de facilitar a visualização e a consulta dos principais resultados técnicos obtidos nas simulações, a Tabela 20 apresenta um resumo dos parâmetros energéticos das usinas fotovoltaicas analisadas. Os dados estão organizados de forma a permitir uma comparação direta entre as diferentes potências instaladas e as configurações de sistema consideradas, reunindo informações referentes à energia anual gerada, rendimento específico e eficiência dos sistemas. Dessa forma, a Tabela 20 atua como um instrumento de apoio às análises técnicas já realizadas e às discussões que serão aprofundadas nas seções subsequentes deste capítulo.

4.8.2 Resumo Financeiro das Usinas

De maneira complementar, a Tabela 21 consolida os principais indicadores financeiros associados às usinas fotovoltaicas estudadas, com o objetivo de proporcionar uma visão geral e organizada dos resultados econômicos obtidos. A apresentação sintetizada dos custos, do tempo de retorno do investimento e dos indicadores de rentabilidade possibilita uma consulta mais ágil e eficiente aos dados, servindo como base para as análises comparativas e para a discussão dos resultados financeiros que serão desenvolvidas posteriormente. Assim a Tabela 21 contribui para a clareza e a sistematização das informações econômicas do estudo.

4.9 Análise geral

Nesta seção realiza-se a síntese integrada dos resultados obtidos, articulando os desempenhos energético e econômico dos sistemas fotovoltaicos avaliados. A análise considera, de forma conjunta, a variação dos indicadores de geração e eficiência com a escala de potência e com a tecnologia empregada, bem como seus desdobramentos nos custos

Tabela 20 – Resumo dos resultados técnicos obtidos no PV*SOL para usinas fotovoltaicas de diferentes potências em Belo Horizonte–MG, comparando sistemas de estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo.

Potência	Sistema	Energia anual [kWh]	Rendimento [kWh/kWp]	Eficiência [%]
10 kW	Fixo	14.523	1.376,15	67,60
	<i>Tracker</i>	17.746	1.698,48	69,70
50 kW	Fixo	72.251	1.430,18	70,25
	<i>Tracker</i>	88.295	1.751,08	71,89
100 kW	Fixo	144.501	1.430,18	70,25
	<i>Tracker</i>	176.590	1.751,08	71,89
300 kW	Fixo	457.813	1.525,68	74,90
	<i>Tracker</i>	557.047	1.856,46	76,20
500 kW	Fixo	769.662	1.539,20	75,61
	<i>Tracker</i>	935.237	1.870,36	76,80
800 kW	Fixo	1.202.618	1.538,66	73,84
	<i>Tracker</i>	1.498.156	1.872,61	76,88
1 MW	Fixo	1.538.740	1.538,66	75,58
	<i>Tracker</i>	1.872.695	1.872,61	76,90

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Tabela 21 – Resumo dos resultados econômico-financeiros estimados no PV*SOL para usinas fotovoltaicas de diferentes potências em Belo Horizonte–MG, comparando sistemas de estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo.

Potência	Sistema	Custo de geração [R\$/kWh]	<i>PayBack</i> [anos]	TIR [%]	ROI [%]
10 kW	Fixo	0,2198	7 anos, 10 meses	11,91	14,26
	<i>Tracker</i>	0,2331	8 anos	11,64	14,52
50 kW	Fixo	0,1961	7 anos, 3 meses	13,07	15,30
	<i>Tracker</i>	0,2340	8 anos, 4 meses	11,00	13,95
100 kW	Fixo	0,1846	6 anos, 9 meses	14,13	16,26
	<i>Tracker</i>	0,2200	7 anos, 10 meses	11,99	14,83
300 kW	Fixo	0,1622	5 anos, 11 meses	16,34	18,31
	<i>Tracker</i>	0,2133	7 anos, 8 meses	12,24	15,06
500 kW	Fixo	0,1637	5 anos, 7 meses	17,37	19,79
	<i>Tracker</i>	0,1832	6 anos, 4 meses	15,14	17,68
800 kW	Fixo	0,1427	5 anos, 2 meses	18,97	20,81
	<i>Tracker</i>	0,1487	5 anos, 1 mês	19,47	21,79
1 MW	Fixo	0,1251	4 anos, 6 meses	21,99	23,74
	<i>Tracker</i>	0,1300	4 anos, 4 meses	24,91	24,08

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

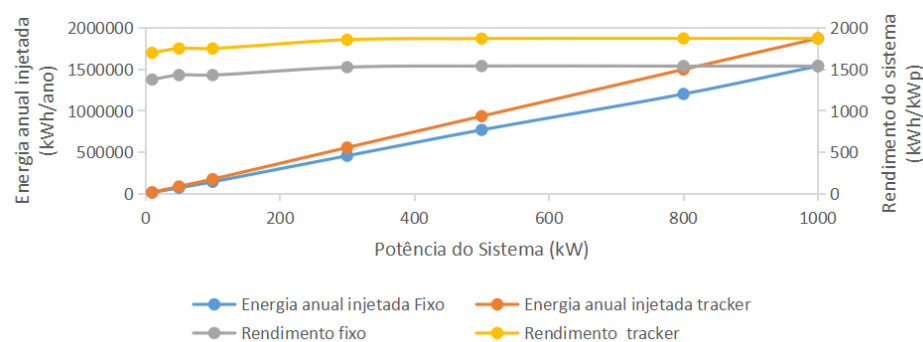
e na rentabilidade dos projetos. Essa abordagem permite estabelecer a relação entre o ganho energético proporcionado pelo rastreamento solar e o investimento adicional requerido, evidenciando como esse equilíbrio evolui ao longo das diferentes faixas de potência. Desse modo, busca-se identificar as condições em que o aumento de produção se traduz efetivamente em vantagem econômica, caracterizando o ponto a partir do qual o uso de *trackers* passa a apresentar maior atratividade no contexto analisado.

4.9.1 Aspectos técnicos

A Figura 12 mostra relação entre energia anual injetada e o rendimento específico para sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo em Belo Horizonte–MG. A avaliação técnica evidencia que os sistemas com rastreamento de um eixo (vermelho) apresentam desempenho energético superior aos sistemas de estrutura fixa (azul) em todas as potências analisadas. Esse comportamento decorre da maior captação de radiação ao longo do dia, proporcionada pelo acompanhamento do movimento aparente do sol, o que amplia o período de operação em condições próximas ao ângulo ótimo de incidência.

A mesma tendência é observada no rendimento específico (kWh/kWp), indicando maior aproveitamento da potência instalada nos sistemas com *tracker* (amarelo) em relação ao fixo (cinza). A capacidade de ajuste angular reduz perdas por desalinhamento entre a superfície dos módulos e a radiação incidente, enquanto nos sistemas fixos o ângulo constante limita o aproveitamento energético sobretudo nos períodos matutino e vespertino.

Figura 12 – Relação entre energia anual injetada e rendimento específico para sistemas fotovoltaicos com estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo em Belo Horizonte–MG.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

CONTRADITÓRIO

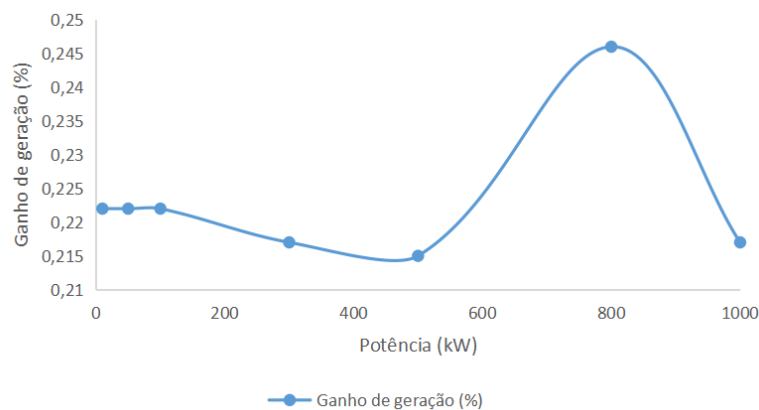
O gráfico apresentado na Figura 13 mostra o ganho percentual de geração proporcionado pelo rastreamento solar em função da potência instalada. Observa-se que o

incremento relativo de energia permanece aproximadamente constante ao longo das diferentes faixas de potência analisadas, com variações pontuais associadas às condições de simulação e às configurações dos sistemas modelados. Esse comportamento pode indicar que o benefício técnico do rastreamento está predominantemente relacionado ao aumento do tempo de captação eficiente da radiação solar, e não a efeitos de escala intrínsecos à potência instalada.

Dessa forma, o rastreamento solar não deve ser interpretado como uma tecnologia cujo ganho percentual cresce com o porte do sistema, mas como uma solução que eleva de maneira semelhante o desempenho energético relativo em diferentes escalas. Consequentemente, embora o ganho percentual permaneça quase invariável, o ganho absoluto de energia torna-se mais expressivo em sistemas de maior potência, ampliando seu impacto prático.

Nesse contexto, a análise puramente técnica mostra-se insuficiente para determinar a viabilidade do uso de *trackers*, tornando necessária a avaliação dos reflexos econômicos associados a esse ganho energético. Assim, na sequência, são analisados os aspectos financeiros dos sistemas estudados, visando identificar em que condições o aumento de geração proporcionado pelo rastreamento solar se traduz em vantagens econômicas efetivas.

Figura 13 – Ganho percentual de geração de energia anual de sistemas fotovoltaicos com rastreamento solar de um eixo em relação a sistemas fixos, em função da potência instalada, para as condições de Belo Horizonte–MG.

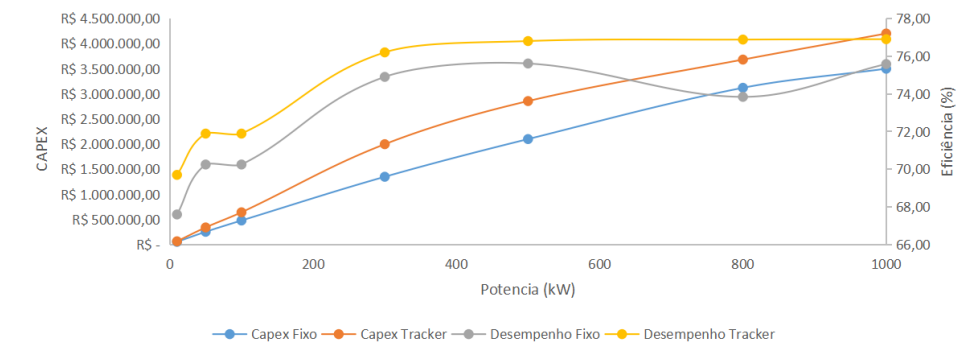


Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

No que se refere à eficiência global do sistema, observa-se também vantagem para os projetos com rastreamento. Isso se deve ao fato de que, além da maior captura de energia, o *tracker* contribui para minimizar sombreamentos e melhorar o fator de utilização dos módulos. Contudo, é importante destacar que esse ganho de eficiência não ocorre de forma isolada, pois está diretamente associado a um aumento no custo de capital (CAPEX). Em outras palavras, a maior produção de energia proporcionada pelo rastreamento só é viável mediante um investimento inicial mais elevado, decorrente da necessidade de

estruturas móveis, sistemas de acionamento, componentes adicionais e maior demanda de manutenção preventiva. Para ilustrar essa relação entre desempenho e investimento, a Figura 14 apresenta a comparação entre o CAPEX e a eficiência global dos sistemas fixos e com rastreamento ao longo das diferentes potências analisadas, evidenciando o *trade-off* existente entre maior rendimento energético e maior custo de implantação.

Figura 14 – Relação entre o investimento inicial (CAPEX) e a eficiência global de sistemas fotovoltaicos de estrutura fixa e com rastreamento solar de um eixo, em função da potência instalada, para as condições de Belo Horizonte–MG.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.9.2 Aspectos Financeiros

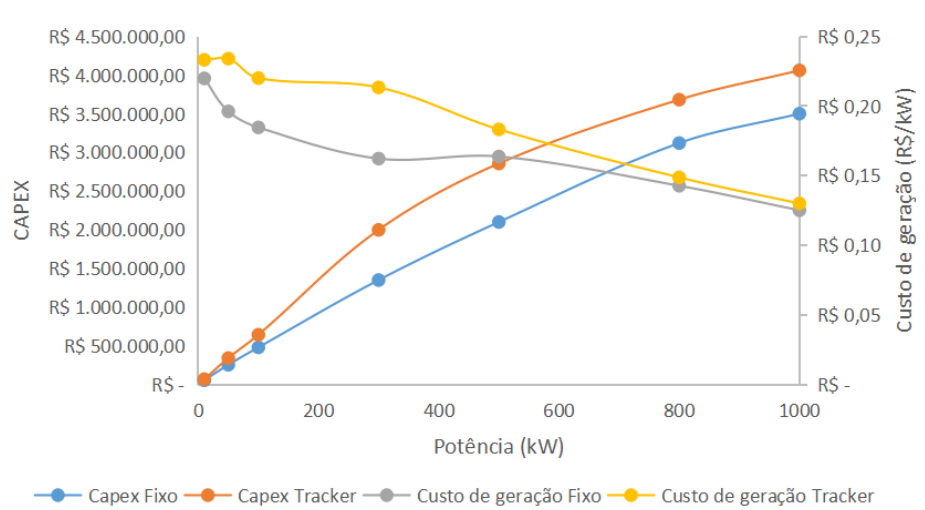
No âmbito econômico, os resultados mostram que o custo de geração (R\$/kWh) é diretamente influenciado pelo investimento inicial. Apesar de gerar mais energia, o sistema com rastreamento possui um custo de implantação mais elevado, o que tende a aumentar o custo nivelado de energia em sistemas de menor porte.

O comportamento ilustrado no Gráfico na Figura 15 evidencia a relação entre o investimento inicial e o custo de geração de energia para sistemas fotovoltaicos fixos e com rastreamento solar. Observa-se que o CAPEX dos sistemas com *tracker* apresenta crescimento mais acentuado em comparação aos sistemas fixos, refletindo os custos adicionais associados à aquisição, instalação e integração dos mecanismos de rastreamento.

Ao analisar o custo de geração de energia, verifica-se que, embora os sistemas com rastreamento apresentem uma redução progressiva desse indicador à medida que a potência instalada aumenta, o custo de geração permanece superior ao dos sistemas fixos na faixa de potência considerada neste estudo. Isso indica que, nas condições avaliadas, o ganho energético proporcionado pelo *tracker* não foi suficiente para compensar integralmente o maior investimento inicial.

Ainda assim, a tendência de aproximação entre as curvas sugere que, em potências instaladas superiores às analisadas ou sob diferentes condições de custo e operação, pode ocorrer o cruzamento entre os custos de geração dos sistemas fixos e rastreados. Tal

Figura 15 – Relação entre o CAPEX e o custo de geração de energia (R\$/kWh) de sistemas fotovoltaicos fixos e com rastreamento de um eixo em função da potência instalada, para Belo Horizonte–MG.

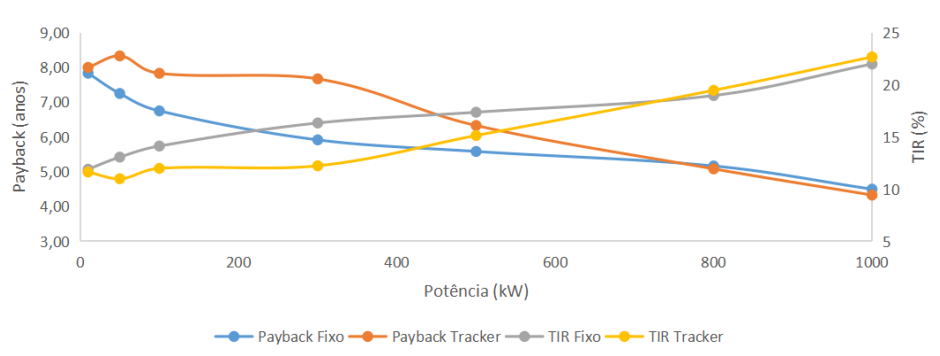


Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

comportamento reforça o caráter dependente de escala da viabilidade dos sistemas com rastreamento solar, especialmente em projetos de maior porte.

Já o Gráfico apresentado na Figura 16 ilustra de forma integrada a evolução do *payback* e da Taxa Interna de Retorno (TIR) em função da potência instalada, comparando sistemas fotovoltaicos de estrutura fixa e com rastreamento solar. Inicialmente, observa-se que, em sistemas de menor porte (10 a 100 kW), os sistemas fixos apresentam melhor desempenho financeiro. Nessa faixa, o *payback* dos sistemas fixos é sistematicamente inferior ao dos sistemas com *tracker*, enquanto a TIR também se mostra superior, indicando que o aumento do CAPEX associado ao rastreamento ainda não é compensado pelo ganho adicional de geração.

Figura 16 – Relação entre o *payback* e a TIR de sistemas fotovoltaicos fixos e com rastreamento de um eixo em função da potência instalada, para Belo Horizonte–MG.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

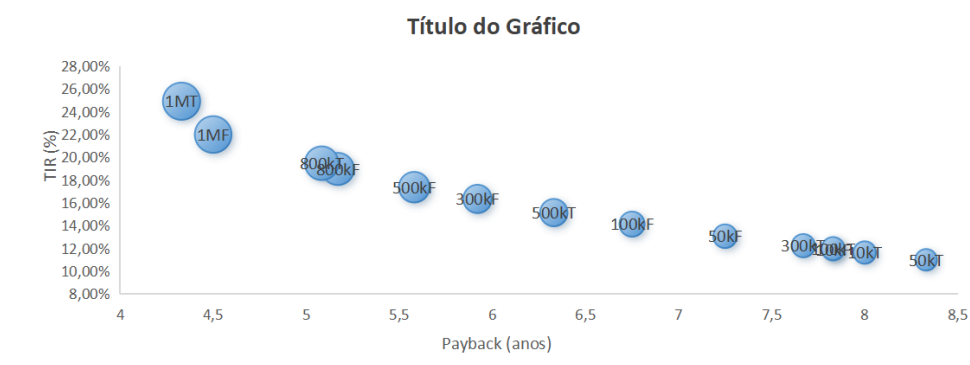
À medida que a potência instalada aumenta, nota-se uma redução progressiva do *payback* em ambas as configurações, porém com comportamento mais acentuado nos sistemas com rastreamento. Na faixa intermediária (300 a 500 kW), embora o sistema fixo ainda apresente menor tempo de retorno, a diferença entre as duas soluções diminui significativamente. Paralelamente, a TIR dos sistemas com *tracker* cresce de forma consistente, aproximando-se dos valores observados nos sistemas fixos, evidenciando um cenário de transição na viabilidade econômica.

Em sistemas de maior porte, a partir de aproximadamente 800 kW, ocorre o cruzamento das curvas de *payback* e de TIR. Nessa faixa, os sistemas com rastreamento passam a apresentar *payback* inferior ao dos sistemas fixos, além de TIR superior, demonstrando que o investimento adicional requerido pelos *trackers* é compensado pela maior eficiência energética e pelo aumento da geração anual. Esse comportamento caracteriza uma mudança clara na atratividade financeira, consolidando o rastreamento como a alternativa economicamente mais vantajosa em empreendimentos de maior escala.

Dessa forma, os resultados evidenciam que a viabilidade do uso de *trackers* está diretamente associada à potência instalada do sistema. Enquanto em projetos de pequeno porte a solução fixa se mostra mais racional sob o ponto de vista financeiro, em usinas de médio a grande porte o rastreamento solar passa a oferecer melhores indicadores econômicos, reforçando a importância da análise conjunta dos aspectos técnicos e financeiros, conforme discutido nas seções seguintes.

A Figura 17 apresenta o gráfico de bolhas, que integra em uma única visualização três indicadores financeiros fundamentais para a avaliação dos sistemas fotovoltaicos: o *payback*, representado no eixo horizontal, o TIR, no eixo vertical, e o ROI, indicado pelo tamanho das bolhas. Essa abordagem permite comparar, de forma direta, o desempenho econômico de sistemas fixos e com rastreamento ao longo das diferentes faixas de potência analisadas.

Figura 17 – *Payback* x TIR x ROI.



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Observa-se que, nas potências menores, entre 10 kW e 300 kW, os sistemas de es-

trutura fixa apresentam maior atratividade financeira. Nessa faixa, o *payback* dos sistemas fixos é sistematicamente menor, enquanto a TIR e o ROI também se mantêm superiores aos dos sistemas com *tracker*. Esse comportamento indica que, em projetos de pequeno porte, o aumento de geração proporcionado pelo rastreamento ainda não é suficiente para compensar o maior investimento inicial associado à tecnologia, tornando o sistema fixo a alternativa economicamente mais racional.

À medida que a potência instalada aumenta, especialmente na faixa intermediária (300 a 500 kW), percebe-se uma redução progressiva da diferença entre os dois arranjos. Embora o sistema fixo ainda apresente ligeira vantagem em termos de *payback* e TIR, os indicadores do *tracker* se aproximam de forma significativa, evidenciando um cenário de transição. Nessa etapa, a escolha entre as configurações passa a depender mais do perfil do investidor e da estratégia adotada, já que o rastreamento começa a se mostrar tecnicamente competitivo, ainda que não plenamente dominante do ponto de vista financeiro.

Nas potências mais elevadas, especialmente a partir de 800 kW, ocorre o cruzamento claro das curvas financeiras, indicando uma mudança no cenário de viabilidade. O sistema com *tracker* passa a apresentar *payback* menor, além de TIR e ROI superiores aos do sistema fixo. Esse comportamento demonstra que, em usinas de maior porte, o custo adicional do rastreamento é diluído pelo ganho expressivo de geração de energia, resultando em maior rentabilidade e retorno mais rápido do capital investido.

Dessa forma, o gráfico evidencia que a atratividade do rastreamento solar está fortemente associada à escala do empreendimento. Enquanto sistemas de pequeno porte favorecem soluções fixas, projetos de médio porte representam uma zona de equilíbrio entre as tecnologias, e usinas de grande porte consolidam o *tracker* como a opção economicamente mais vantajosa, reforçando sua relevância estratégica para empreendimentos com maior potência instalada.

4.10 Conclusões Parciais

De maneira geral, os resultados mostraram que os sistemas com rastreamento solar sempre apresentam melhor desempenho técnico, com maior geração de energia, rendimento específico e eficiência global em todas as potências analisadas. Porém, do ponto de vista financeiro, o comportamento é diferente: nas potências menores (até 300 kW), os sistemas fixos se mostraram mais vantajosos, com menor custo de geração, *payback* mais curto e melhores índices de TIR e ROI. A partir de 500 kW, o cenário muda, e os trackers começam a apresentar resultados equivalentes, consolidando-se como a opção mais atrativa nas potências maiores (800 kW e 1 MW), onde o ganho energético compensa plenamente o investimento adicional.

Inconsistências numéricas

- **Ganho percentual (22% versus 25%) não consistente ao longo do capítulo.**
Trechos: “mantendo a tendência de 22% de ganho” (100 kW) vs “corresponde a cerca de 25% de aumento na produção” (800 kW) vs “o incremento relativo de energia permanece aproximadamente constante” (análise da Figura do ganho percentual).
Inconsistência: o texto sustenta ganho percentual aproximadamente constante (em torno de 22%), mas reporta 25% em 800 kW. O autor deve revisar os dados e/ou justificar tecnicamente a exceção.
- **Resumo financeiro diverge das tabelas individuais no caso 10 kW (TIR do tracker).**
Trechos: Tabela 10 kW (individual): “Tracker ... TIR = 11,94” vs Tabela resumo financeiro: “Tracker ... TIR = 11,64” (10 kW).
Inconsistência: mesma grandeza (TIR do caso 10 kW com tracker) aparece com valores diferentes. O autor deve revisar a consolidação.
- **Resumo financeiro diverge das tabelas individuais no caso 300 kW (TIR do fixo).**
Trechos: Tabela 300 kW (individual): “Fixo ... TIR = 18,31” vs Tabela resumo financeiro: “Fixo ... TIR = 16,34” (300 kW).
Inconsistência: TIR do sistema fixo em 300 kW muda entre tabela individual e resumo. O autor deve revisar a transcrição/exportação.
- **Resumo financeiro diverge do texto e da tabela individual no caso 1 MW (tracker: TIR e ROI).**
Trechos: Tabela 1 MW (individual) e texto: “TIR = 22,67” e “ROI = 24,91” vs Tabela resumo financeiro: “TIR = 24,91” e “ROI = 24,08” (1 MW, tracker).
Inconsistência: no resumo, TIR e ROI do tracker em 1 MW não batem com a tabela individual e com o texto (há forte indício de troca/erro de lançamento). O autor deve revisar.
- **Resumo técnico diverge da tabela individual no caso 100 kW (eficiência do fixo).**
Trechos: Tabela 100 kW (individual): “Fixo ... Eficiência = 70,30” vs Tabela resumo técnico: “Fixo ... Eficiência = 70,25” (100 kW).
Inconsistência: a eficiência do sistema fixo em 100 kW aparece com dois valores. O autor deve revisar e padronizar arredondamento.
- **Resumo técnico diverge da tabela individual no caso 10 kW (eficiência do tracker).**

Trechos: Tabela 10 kW (individual): “Tracker ... Eficiência = 69,73” vs Tabela resumo técnico: “Tracker ... Eficiência = 69,70” (10 kW).

Inconsistência: divergência pequena, mas deve haver consistência de arredondamento/lançamento.

- **Resumo técnico diverge das tabelas individuais nos casos 500 kW e 1 MW (eficiência do fixo).**

Trechos: 500 kW (individual): “Fixo ... Eficiência = 75,60” vs resumo técnico: “Fixo ... Eficiência = 75,61”.

Trechos: 1 MW (individual): “Fixo ... Eficiência = 75,60” vs resumo técnico: “Fixo ... Eficiência = 75,58”.

Inconsistência: diferenças pequenas, mas afetam rastreabilidade. O autor deve revisar os valores originais e o critério de arredondamento.

- **Legenda (caption) da tabela financeira de 50 kW está factualmente errada.**

Trecho: na seção 50 kW, a tabela financeira está descrita como “para a usina de 10 kW”.

Inconsistência: a legenda não corresponde à seção/tabela (50 kW). O autor deve corrigir para evitar erro factual de documentação.

- **Inconsistência de notação numérica na tabela técnica de 500 kW (formatação).**

Trecho: na tabela técnica de 500 kW, aparece “Tracker ... 935.237” sem o mesmo padrão de marcação usado nos demais valores (por exemplo, com delimitadores e símbolo de modo matemático).

Inconsistência: pode ser apenas formatação, mas pode mascarar erro de transcrição. O autor deve revisar o valor e padronizar a apresentação.

Contradições técnicas

- **Conclusão parcial generaliza “melhores índices de TIR e ROI” para fixo até 300 kW, mas 10 kW contradiz.**

Trecho (Conclusões Parciais): “até 300 kW ... melhores índices de TIR e ROI”.

Trecho (10 kW): “Fixo ... TIR 11,91% e ROI 14,26%” e “Tracker ... TIR 11,94% e ROI 14,52%”.

Contradição: em 10 kW, TIR e ROI do tracker são maiores. Sugestão: tornar a afirmação tecnicamente direta, especificando quais métricas favorecem cada configuração por faixa de potência, sem generalizar.

- **Afirmção de ganho percentual “quase invariável” conflita com o próprio caso de 800 kW.**

Trechos: “incremento relativo permanece aproximadamente constante” vs “cerca de 25%” (800 kW).

Incoerência: se 800 kW é exceção, isso precisa ser dito e tecnicamente sustentado; caso contrário, os dados devem ser revisados. Sugestão: explicitar objetivamente se há exceção e por quê.

- **Uso de “vantagem” e “mais atrativo” com critérios diferentes no mesmo bloco (métricas conflitantes).**

Trechos (800 kW): “o sistema fixo ainda apresenta vantagem” (custo de geração menor) e “tracker ... maior rentabilidade percentual” (TIR/ROI maiores) e “cenário de equilíbrio econômico”.

Incoerência: “vantagem” muda de critério sem aviso (custo de geração versus TIR/ROI versus payback). Sugestão: ser tecnicamente direto e declarar que as métricas divergem e que a conclusão depende do critério adotado.

- **Causalidade potencialmente frágil: “tracker minimiza sombreamentos”.**

Trecho: “o tracker contribui para minimizar sombreamentos”.

Incoerência técnica potencial: rastreamento pode reduzir ou aumentar sombreamento dependendo de layout, espaçamento, backtracking e geometria. Sem declarar as premissas do modelo (se houve backtracking e como foi o arranjo), a afirmação fica ambígua. Sugestão: explicitar o que foi configurado na simulação antes de atribuir causa.

Repetições

- **Aberturas de seção repetidas em todas as potências, com mudança apenas dos números.**

Trechos recorrentes: “Nesta seção será feita um resumo... A Tabela X mostra...” aparece em todas as subseções técnicas e financeiras.

Ideia repetida: introdução padronizada que não agrega informação nova. Sugestão: condensar com uma frase padrão no início do capítulo ou reduzir essas introduções.

- **Mesma narrativa por faixas de potência repetida em dois gráficos diferentes.**

Trechos: descrição do gráfico payback e TIR (pequeno: fixo melhor; intermediário: aproximação; grande: tracker melhor) e descrição do gráfico de bolhas repete a mesma segmentação e conclusão.

Ideia repetida: mesma análise qualitativa em duplicidade. Sugestão: condensar e usar um dos gráficos como síntese, referenciando o outro apenas como reforço.

- **Explicação física do ganho do tracker repetida em sequência curta.**

Trechos: “maior captação ao longo do dia” + “reduz perdas por desalinhamento” + “amplia o período de operação próximo ao ângulo ótimo”.

Ideia repetida: mesma causa física (melhor alinhamento angular) descrita várias vezes. Sugestão: condensar em um único bloco explicativo.

Problemas de clareza técnica

- **Métrica “Eficiência global do sistema” não é definida.**

Trechos: coluna “Eficiência [%]” em todas as tabelas técnicas e discussão de “ganho de eficiência”.

Problema: não fica claro se é PR, eficiência global do software, ou outra métrica; isso afeta interpretação e comparabilidade entre potências.

- **“Custo de geração (R\$/kWh)” não tem premissas explícitas.**

Trechos: tabelas financeiras e análise de custo de geração.

Problema: não está claro horizonte, taxa de desconto, vida útil, depreciação, OPEX incluído, reposições (por exemplo, inversores), e se há atualização monetária. Sem isso, “custo de geração” fica pouco rastreável.

- **Figura CAPEX x Eficiência contém duas legendas.**

Trecho: aparecem duas linhas de legenda para a mesma figura (uma curta e outra longa).

Problema: pode causar erro de compilação/numeração e dificulta referência consistente.

- **Marca editorial “CONTRADITÓRIO” dentro do texto.**

Trecho: aparece uma anotação em vermelho “CONTRADITÓRIO”.

Problema: indica pendência não resolvida e quebra o fluxo científico do capítulo. Deve ser removida após revisão, ou substituída por discussão objetiva (com revisão dos dados).

- **Afirmção de “cruzamento” das curvas sem explicitar critério numérico.**

Trecho: “a partir de aproximadamente 800 kW, ocorre o cruzamento das curvas de payback e de TIR”.

Problema: como os pontos são discretos (800 kW e 1 MW), não fica claro se houve interpolação ou se o “cruzamento” é apenas comparação ponto a ponto. Seria importante indicar explicitamente em quais potências cada métrica muda de sinal (payback e TIR) e se ocorre simultaneamente.

- **Notação monetária inconsistente (R\$, R\$).**

Trechos: “R\$ 0,2198/kWh” em um ponto e “R\$ 0,1251/kWh” em outro.

Problema: pode gerar erro tipográfico e confusão na leitura, além de dificultar padronização do documento.

5 Conclusão

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade técnica e financeira da utilização de sistemas fotovoltaicos fixos e com rastreamento solar de um eixo em diferentes portes de usinas, variando de 10 kW até 1 MW. Para isso, foram realizadas simulações no software PV*SOL, ferramenta amplamente utilizada no setor fotovoltaico, o que confere confiabilidade e consistência aos resultados obtidos.

As análises mostraram que os sistemas com rastreamento apresentam maior geração de energia em todas as potências estudadas, com ganhos médios de 20 a 25% em relação aos sistemas fixos. Contudo, o ponto-chave está na viabilidade econômica. Em sistemas de menor porte (até 300 kW), os fixos se mostraram mais atrativos financeiramente, já que possuem menor custo de geração, *payback* mais curto e melhores indicadores de TIR e ROI.

A partir da faixa de 500 kW, os resultados passam a indicar equilíbrio entre as duas configurações, e em potências acima de 800 kW o uso de *trackers* se torna claramente mais vantajoso, apresentando menor tempo de retorno e índices financeiros superiores, além de manter o ganho técnico de produção de energia.

Dessa forma, conclui-se que a adoção de rastreadores solares de um eixo é recomendada principalmente para usinas de grande porte (maior que 800 kW), onde o investimento adicional é compensado pelo aumento de geração e pelo melhor desempenho financeiro. Já para projetos menores, a configuração fixa ainda permanece como a opção mais eficiente em termos de custo-benefício.

TIR, VPL e *Payback*,

Referências

- ABSOLAR. *Infográfico ABSOLAR: Mercado Brasileiro de Energia Solar Fotovoltaica*. 2024. <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR). Acesso em: 23 fev. 2026. 14, 15
- (ABSOLAR), A. B. de E. S. F. Infográfico do mercado fotovoltaico no brasil. 2023. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. 17
- AGOSTINHO, C. W. Orientação automática de módulos fotovoltaicos para o acompanhamento do movimento sazonal do sol utilizando controle inteligente. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023. 19
- ANEEL, A. *IE9 for Windows Phone 7: Adobe Flash, demos and development*. Disponível em: <<https://www.lexml.gov.br/urn/urn:lex:br:agencia.nacional.energia.eletrica:resolucao.homologatoria:2020-11-19;2798>>. 13
- ARAÚJO, G. C. d. et al. Avaliação do desempenho e da viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica com rastreador solar em condições de campo. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2023. 35
- BARBOZA, L. E. A. Tecnologias e classificação de rastreadores solares: uma revisão técnica. *RCMOS - Revista Científica Multidisciplinar O Saber*, 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.51473/rcmos.v1i2.2025.1790>>. 22
- BLANK, L.; TARQUIN, A. *Engenharia econômica*. [S.l.]: AMGH Editora, 2009. 25
- BRITO, M. A. D. et al. Research on photovoltaics: review, trends and perspectives. In: IEEE. *XI Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.], 2011. p. 531–537. 25
- BRON, L. G. Balian, jose eduardo amato. *Análise de Investimentos e*, 2007. 24
- BUDEL, D. A. Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos em residências. Universidade Federal de Santa Maria, 2017. 23
- CAMLOFFSKI, R. *Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas*. [S.l.]: Editora Atlas SA, 2014. 24, 25
- CASOTTO, E. P. Avaliação técnico-econômica da aplicabilidade de rastreadores solares de eixo único em projeto de eficiência energética para a região de vitória/es. Vitória, 2021. 35
- CASTRO, F. et al. La construcción científica del conocimiento de los estudiantes a partir de las gráficas con tracker. *Revista Universidad y Sociedad*, Editorial "Universo Sur", v. 13, n. 1, p. 83–88, 2021. 18
- CEPEL; CRESESB. *SunData – Base de Dados de Radiação Solar*. 2025. <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Acesso em: 23 fev. 2026. 13, 29, 37

- CHANG, T. P. Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system. *Applied energy*, Elsevier, v. 86, n. 10, p. 2071–2078, 2009. 22
- DENHOLM, P. et al. The challenges of achieving a 100% renewable electricity system in the united states. *Joule*, Elsevier, v. 5, n. 6, p. 1331–1352, 2021. 14
- DHIBI, K. et al. Reduced kernel random forest technique for fault detection and classification in grid-tied pv systems. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 10, n. 6, p. 1864–1871, 2020. 16
- (EPE), E. de P. E. *Overview of New Solar PV Projects in Brazil*. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-78/NT_EPE-DEE-NT-030_2017-r0.pdf>. 22
- EPE, E. de P. E. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*. Rio de Janeiro, Brasil: [s.n.], 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>>. 13, 16, 34, 35
- FANTI, L. D. et al. O uso das técnicas de valor presente líquido, taxa de interna de retorno e payback descontado: Um estudo de viabilidade de investimentos no grupo bredda ltda. *Desafio Online*, v. 3, n. 2, p. 127–143, 2015. 23
- FILHO, N. C.; KOPITTKKE, B. H. *Análise de investimentos: Matemática. São Paulo: Atlas SA*, 2010. 24
- GOL, A. E.; SCASNY, M. Techno-economic analysis of fixed versus sun-tracking solar panels. *International Journal of Renewable Energy Development*, v. 12, n. 3, p. 615–626, 2023. Disponível em: <<https://ijred.cbiore.id/index.php/ijred/article/view/50165>>. 35
- HESS, R. F.; HOLLIDAY, I. E. The spatial localization deficit in amblyopia. *Vision research*, Elsevier, v. 32, n. 7, p. 1319–1339, 1992. 24
- IPCC. *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland: [s.n.], 2023. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>>. 13
- IRENA, I. R. E. A. *Renewable Power Generation Costs in 2023*. [S.l.], 2024. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>>. 23
- KARPIĆ, J. et al. Comparison of solar power measurements in alpine areas using a mobile dual-axis tracking system. *Energy informatics*, Springer, v. 2, n. Suppl 1, p. 23, 2019. 19
- LIM, B.-H. et al. Industrial design and implementation of a large-scale dual-axis sun tracker with a vertical-axis-rotating-platform and multiple-row-elevation structures. *Solar Energy*, Elsevier, v. 199, p. 596–616, 2020. 19
- LIMA, D. S. Análise comparativa entre um sistema solar com rastreo e um fixo. *Conexões - Ciência e Tecnologia*, v. 14, n. 4, p. 146–151, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.21439/conexoes.v14i4.1334>>. 20

- LIMA, R. A. d. *Evolução da geração de energia solar fotovoltaica no contexto da diversificação da Matriz Energética Nacional*. Dissertação (B.S. thesis) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2024. 13, 17
- LUCAS, B. et al. Influência da morfologia urbana na capacidade de geração de energia fotovoltaica por bipvs. *ENCONTRO NACIONAL DE TECNOLOGIA DO AMBIENTE CONSTRUÍDO*, v. 20, p. 1–12, 2024. 13
- MANSOURI, R.; KALOGIROU, S. A. Tracking and fixed photovoltaic systems: A comparative review. *Solar Energy*, v. 211, p. 1234–1246, 2020. 18
- MARCELLO, I. de C. et al. Análise técnico-econômica de uma usina fotovoltaica utilizando sistema de trackers com algoritmo backtracking. Universidade Federal de Minas Gerais, 2022. 35
- MEKHILEF, S. et al. Solar energy in malaysia: Current state and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 16, n. 1, p. 386–396, 2012. 19
- NETO, L. d. A. d. S. et al. Estudo comparativo de viabilidade de um seguidor solar de baixo custo para fins residenciais. *Revista FT*, v. 28, n. 139, oct 2024. Disponível em: <<https://revistaft.com.br/estudo-comparativo-de-viabilidade-de-um-seguidor-solar-de-baixo-custo-para-fins-residenciais>>. 35
- NETO, L. J. de B.; VALE, M. R. B. G.; GUERRA, F. K. O. V. Desenvolvimento de rastreador solar didático de um eixo para painéis fotovoltaicos. In: *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS*. [S.l.: s.n.], 2020. 20
- NEWMAN, D.; LAVELLE, J.; ESCHENBACH, T. *Engineering Economic (8th eds)*. [S.l.]: Engineering Press, 2000. 23, 24
- NÓBREGA, B. S. et al. Comparação entre sistemas fotovoltaicos em modo fixo e com seguidor em uma instituição pública de ensino no nordeste do brasil. *Revista Principia*, n. 46, p. 182–195, 2019. 35
- PALIYAL, P. S. et al. Automatic solar tracking system: a review pertaining to advancements and challenges in the current scenario. *Clean Energy*, v. 8, n. 6, p. 237–262, 2024. 22
- PEREIRA, M.; RUTHER, R. Energía solar fotovoltaica. *Revista Brasileira de Energia*, v. 27, n. 3, p. 61–84, 2021. 13
- PINTO, G. W. G. Análise do impacto técnico e financeiro no uso de trackers e módulos bifaciais em usinas fotovoltaicas em belo horizonte. 2025. 35
- REGIA, C. V. P. *Análise de desempenho energético e econômico de um sistema fotovoltaico em diferentes regiões climáticas brasileiras, considerando sistemas fixos e com rastreadores solares*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/243545>>. 35
- RIBEIRO, C. A. de S.; FILHO, J. B. de M. Análise comparativa da tecnologia fotovoltaica aplicada em microgeração fixa e sistema tracker com o mínimo de engrenagens. *Revista de Engenharia e Pesquisa Aplicada*, v. 5, n. 4, p. 20–25, 2020. 18

- RODRIGUES, A.; CAMARGOS, M. C. O. et al. Análise econômico-financeira do aproveitamento energético do gás metano proveniente de instalação de suinocultura. *Revista Univap*, v. 22, n. 40, p. 430–430, 2016. 13, 24
- RODRIGUES, L. C. et al. Comparação e viabilidade de diferentes tipos de rastreadores solares para geradores fotovoltaicos. *Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento*, v. 8, n. 12, p. 102–126, dec 2021. ISSN 2448-0959. Disponível em: <<https://www.nucleodoconhecimento.com.br/engenharia-eletrica/rastreadores-solares>>. 35
- SANTANA, R. Análise da regulação da geração distribuída de energia elétrica no brasil: estimação da distribuição do subsídio. 2023. 18
- SANTOS, V. V. d. O crescimento da geração de energia solar fotovoltaica pela perspectiva da geração de empregos (2017-2022). Universidade Federal de Uberlândia, 2023. 16, 17
- SILVA, F. C. L. d.; FARIAS, J. A. d. Análise econômica da produção de acácia mearnsii de wild e carvão vegetal no vale do caí e taquari, rio grande do sul. *Ciência Rural*, SciELO Brasil, v. 45, p. 927–932, 2015. 23
- SILVA, P. H. *Solar Tracker e sua eficiência: análise econômica comparativa*. 2024. TCC (Undergraduate Thesis), accessed via Scribd. Disponível em: <<https://www.scribd.com/document/958157595/TCC-Solar-Tracker-e-sua-eficiencia-Pedro-Henrique-Silva>>. 23
- SISQUINI, M. S. R.; SISQUINI, C. R.; SISQUINI, G. R. Custo médio de uma usina fotovoltaica no brasil: análise e perspectivas. In: CONFEA/CREA. *Congresso Técnico-Científico da Engenharia e da Agronomia – CONTECC*. Vitória, ES, 2024. Disponível em: <<https://www.confea.org.br/contecc>>. Acesso em: 28 ago. 2025. 34
- STATISTICS, R. C. International renewable energy agency (irena); 2022. 2022. 21
- TONOLO, É. A. et al. *Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019. 33
- VILELA, M. C. et al. Análise da viabilidade econômico-financeira de projeto de piscicultura em tanques escavados. 2012. 25, 30
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. *São Paulo: Érica*, v. 2, 2012. 18
- WISSMANN, J. A. et al. Desenvolvimento de sistema de rastreamento solar gravitacional e pendular para painel fotovoltaico isolado. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2024. 20