REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO COM DADOS REAIS: COMPARAÇÃO ENTRE GERAÇÃO PROJETADA E OBSERVADA

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM BASED ON REAL DATA: A COMPARISON BETWEEN PROJECTED AND OBSERVED GENERATION

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON DATOS REALES: COMPARACIÓN ENTRE LA GENERACIÓN PROYECTADA Y LA OBSERVADA

Roberta Layra Faragó Jardim
Doutoranda em Engenharia Civil - USP, Instituto Politécnica - USP, Brasil
E-mail: roberta.farago2@gmail.com

Jaqueline Maria da Silva
Doutora em Modelagem Matemática - LNCC, Professora no Instituto de Ciência, Engenharia e Tecnologia ICET - UFVJM, Brasil
E-mail: jaqueline.silva@ufvjm.edu.br

Deborah Faragó Jardim
Doutora em Física - UFES, Professora no Instituto de Ciência, Engenharia e Tecnologia ICET - UFVJM, Brasil
E-mail: deborah.farago@ufvjm.edu.br

Resumo

Este estudo analisa a viabilidade econômico-financeira da implantação de um sistema fotovoltaico em uma unidade consumidora localizada em Governador Valadares/MG, com base em dados reais de operação. A análise considera indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento. Adicionalmente, foi incorporado o indicador de produtividade específica (yield), permitindo uma avaliação técnica complementar do desempenho do sistema. Os resultados indicam viabilidade econômica no contexto estudado, embora tenha sido observada uma redução na geração real de energia em relação à projetada, com diferença média de aproximadamente 25,6%. A análise do yield evidenciou discrepâncias no desempenho do sistema, possivelmente associadas a fatores operacionais e ambientais. Essas diferenças impactaram diretamente os indicadores econômicos, resultando na redução do VPL e da TIR e no aumento do tempo de retorno do investimento. Adicionalmente, foi realizada uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto de variações nas principais premissas do modelo. Os resultados reforçam a importância da utilização de dados empíricos na avaliação de sistemas

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

fotovoltaicos e indicam que a viabilidade do investimento depende das condições específicas de operação e das premissas adotadas.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Viabilidade econômico-financeira; Geração distribuída

Abstract

This study evaluates the economic and financial feasibility of installing a photovoltaic system in a consumer unit in Governador Valadares, Minas Gerais, Brazil, using real operational data. The analysis incorporates key indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and payback period. Additionally, the specific yield metric was included, enabling a complementary technical assessment of system performance. The results indicate economic feasibility within the analyzed context; however, a reduction in actual energy generation relative to projected values was observed, with an average deviation of approximately 25.6%. The yield analysis revealed performance discrepancies, potentially associated with operational and environmental factors. These differences directly affected economic indicators, leading to lower NPV and IRR and a longer payback period. Furthermore, a sensitivity analysis was conducted to assess the impact of variations in the model's key assumptions. The findings underscore the importance of incorporating empirical data in the evaluation of photovoltaic systems and demonstrate that investment feasibility is strongly dependent on specific operating conditions and the assumptions adopted.

Keywords: Distributed Generation; Solar Photovoltaic Energy; Solar Panels

Resumen

Este estudio analiza la viabilidad económico-financiera de la implementación de un sistema fotovoltaico en una unidad consumidora ubicada en Governador Valadares, Minas Gerais, Brasil, a partir de datos reales de operación. El análisis considera indicadores clave como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión. Adicionalmente, se incorporó el indicador de productividad específica (yield), lo que permite una evaluación técnica complementaria del desempeño del sistema. Los resultados indican viabilidad económica en el contexto analizado; no obstante, se observó una reducción en la generación real de energía en comparación con la proyectada, con una diferencia promedio de aproximadamente 25,6%. El análisis del yield evidenció discrepancias en el desempeño del sistema, posiblemente asociadas a factores operativos y ambientales. Estas diferencias impactaron directamente los indicadores económicos, dando lugar a una disminución del VPN y de la TIR, así como a un incremento en el período de recuperación de la inversión. Asimismo, se llevó a cabo un análisis de

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

sensibilidad con el fin de evaluar el impacto de variaciones en los supuestos principales del modelo. Los resultados subrayan la importancia del uso de datos empíricos en la evaluación de sistemas fotovoltaicos y evidencian que la viabilidad de la inversión depende de las condiciones específicas de operación y de los supuestos adoptados.

Palabras clave: Generación Distribuida; Energía Solar Fotovoltaica; Paneles Solares

1. Introdução

As crescentes preocupações com as mudanças climáticas e seus impactos ambientais, econômicos e sociais têm impulsionado a busca por fontes de energia mais limpas e sustentáveis. Nesse contexto, a redução das emissões de gases de efeito estufa associadas à geração de energia tornou-se um dos principais desafios globais (Goldemberg, 2010). O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) tem, desde 1990, alertado para o aumento da temperatura média global e para a necessidade de adoção de medidas voltadas à sustentabilidade energética.

No cenário internacional, o Brasil se destaca pela elevada participação de fontes renováveis em sua matriz energética. De acordo com o Balanço Energético Nacional, aproximadamente 47,4% da matriz energética brasileira é composta por fontes renováveis, valor significativamente superior à média mundial. No setor elétrico, essa participação é ainda maior, atingindo cerca de 86,1% (BRASIL, 2024).

Entre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica tem apresentado crescimento expressivo nos últimos anos, impulsionada tanto pelo potencial de irradiação solar quanto pelo aumento das tarifas de energia elétrica. Além disso, a dependência de usinas hidrelétricas, sujeitas a variações nos níveis dos reservatórios, tem levado ao acionamento de usinas termelétricas, elevando os custos da energia para o consumidor.

Nesse contexto, o estado de Minas Gerais se destaca como uma das regiões com maior potencial para geração solar no país. Em particular, a cidade

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

de Governador Valadares apresenta elevados índices de irradiação solar ao longo do ano (Reis & Tiba, 2016), favorecendo a adoção de sistemas fotovoltaicos em diferentes setores econômicos.

Apesar da consolidação de metodologias para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, observa-se que as estimativas teóricas de geração frequentemente não consideram, de forma adequada, variáveis operacionais e ambientais que afetam o desempenho real dos sistemas, como perdas por sombreamento, acúmulo de sujeira, variações climáticas e eficiência dos componentes.

Nesse sentido, uma limitação relevante da literatura está na escassez de estudos empíricos que confrontam, de forma sistemática, os valores projetados no dimensionamento com dados reais de geração em sistemas instalados, especialmente em aplicações empresariais de médio porte e sob as condições do marco regulatório vigente, Lei nº 14.300/2022 (BRASIL, 2022).

Estudos recentes indicam que a geração real de sistemas fotovoltaicos pode divergir das estimativas teóricas (Lindig et al., 2022), em função de fatores operacionais e ambientais, como condições climáticas, temperatura e sujidade dos módulos. Nesse contexto, o presente estudo tem como objetivo avaliar, por meio de um estudo de caso aplicado, a viabilidade econômico-financeira da implantação de um sistema fotovoltaico em uma unidade consumidora localizada em Governador Valadares/MG, bem como analisar os impactos das discrepâncias entre a geração projetada e a geração real sobre os indicadores de viabilidade do investimento.

Diferentemente de abordagens puramente teóricas, este trabalho baseia-se em dados reais de operação, permitindo uma análise mais próxima das condições efetivas de desempenho do sistema, a partir de dados coletados ao longo de um período de oito meses.

2. Revisão da Literatura

Esta seção apresenta a fundamentação teórica que sustenta a análise

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

proposta, abordando inicialmente a estrutura da matriz elétrica brasileira e suas implicações para a diversificação energética. Em seguida, discute-se a expansão da energia solar fotovoltaica em diferentes contextos de aplicação. Por fim, são apresentados os principais indicadores econômico-financeiros utilizados na avaliação de projetos de investimento, com ênfase em sua aplicação em sistemas de geração distribuída.

2.1 Matriz Elétrica no Brasil

A matriz elétrica representa o conjunto de fontes utilizadas para a geração de energia elétrica em um determinado país, constituindo um subconjunto da matriz energética total. Em escala global, observa-se uma predominância de fontes não renováveis, especialmente combustíveis fósseis, que ainda respondem por parcela significativa da geração de eletricidade, com destaque para o carvão mineral, responsável por elevados níveis de emissão de gases de efeito estufa.

Em contraste com o cenário internacional, o Brasil apresenta uma matriz elétrica caracterizada por elevada participação de fontes renováveis. Dados recentes do Balanço Energético Nacional indicam que mais de 80% da eletricidade gerada no país provém de fontes renováveis, com predominância da geração hidrelétrica, complementada por fontes como eólica, biomassa e, mais recentemente, solar fotovoltaica (EPE, 2025).

Apesar do caráter renovável da matriz elétrica brasileira, a forte dependência da fonte hidrelétrica impõe limitações estruturais relevantes. A geração hidráulica está diretamente condicionada ao regime hidrológico, tornando o sistema vulnerável a períodos de estiagem. Nessas situações, há necessidade de acionamento de usinas termelétricas, que apresentam maior custo operacional e maior impacto ambiental, refletindo diretamente no aumento das tarifas de energia elétrica.

Nesse contexto, a diversificação da matriz elétrica tem se consolidado como estratégia fundamental para aumentar a segurança energética e reduzir a

REMUNOM
ISSN 2178-6925

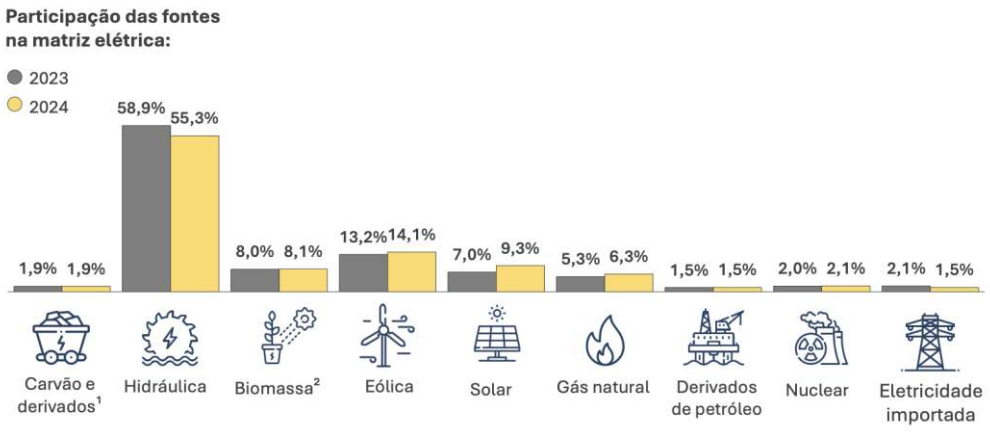
Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

exposição a riscos hidrológicos e econômicos. Entre as alternativas, a energia solar fotovoltaica tem apresentado crescimento expressivo nos últimos anos, impulsionada pela redução dos custos de instalação, avanços tecnológicos e incentivos associados à geração distribuída (GD).

De acordo com dados recentes do Balanço Energético Nacional (BEN), a participação da fonte solar na matriz elétrica brasileira tem aumentado de forma contínua, refletindo a expansão de sistemas fotovoltaicos em diferentes segmentos, como residencial, comercial e industrial (EPE, 2025). Esse crescimento é ainda mais expressivo no âmbito da micro e minigeração distribuída, na qual a energia solar representa a maior parte da potência instalada.

A predominância da fonte hidrelétrica na matriz elétrica brasileira, bem como o crescimento recente de fontes complementares, evidencia um processo gradual de diversificação da geração elétrica no país, com destaque para a expansão da energia solar nos últimos anos, conforme está apresentado na Figura 1. Esse movimento de diversificação indica uma redução relativa da dependência de fontes tradicionais e reforça o papel crescente das fontes renováveis não hidráulicas na composição da matriz elétrica.

Figura 1 - Distribuição da matriz elétrica brasileira com comparativo 2023 vs. 2024, para cada fonte de geração.



Fonte: Extraído do Relatório Síntese 2025, ano base 2024, BEN, p.37 (EPE, 2025)

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Adicionalmente, o cenário energético internacional recente tem reforçado a importância da diversificação das fontes de geração. Tensões geopolíticas envolvendo importantes regiões produtoras de petróleo, como o Oriente Médio, podem impactar a oferta global de combustíveis fósseis, resultando em elevação dos preços e maior volatilidade nos mercados energéticos. Nesse contexto, fontes renováveis como a energia solar ganham relevância estratégica, por apresentarem maior previsibilidade de custos operacionais e menor dependência de fatores externos, contribuindo para a segurança energética e a estabilidade econômica de consumidores e investidores.

Assim, a inserção crescente da energia solar na matriz elétrica brasileira não apenas contribui para a sustentabilidade ambiental, mas também se apresenta como alternativa estratégica para redução de custos e descentralização da geração de energia. Nesse sentido, compreender o papel dessa fonte no contexto da matriz elétrica nacional é fundamental para a análise de projetos de investimento em sistemas fotovoltaicos, especialmente em regiões com elevado potencial de irradiação solar, como o estado de Minas Gerais.

2.2 Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Fundamentos

A energia solar fotovoltaica consiste na conversão direta da radiação solar em energia elétrica por meio de células semicondutoras, sendo atualmente uma das principais tecnologias empregadas na geração distribuída de eletricidade. O avanço tecnológico nas últimas décadas, aliado à redução dos custos dos equipamentos, tem impulsionado a expansão dessa fonte em diferentes segmentos, incluindo aplicações residenciais, comerciais e industriais.

Os sistemas fotovoltaicos são compostos, de modo geral, por módulos solares, inversores e, em alguns casos, sistemas de armazenamento. No contexto da geração distribuída, destacam-se os sistemas conectados à rede elétrica (on-grid), nos quais a energia gerada pode ser consumida localmente ou injetada na rede da concessionária, gerando créditos energéticos conforme a

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

regulamentação vigente. Esse modelo tem sido amplamente adotado no Brasil devido à sua viabilidade técnica e econômica.

O desempenho de sistemas fotovoltaicos está diretamente relacionado a fatores ambientais e construtivos, sendo a irradiação solar o principal determinante da geração de energia (Pereira et al., 2017). Além disso, aspectos como orientação e inclinação dos módulos, sombreamento, temperatura de operação e perdas associadas aos componentes do sistema influenciam a produtividade real da instalação (Pandey et al, 2016).

Um desafio adicional reside no acúmulo de sujidade sobre a superfície dos painéis. Este fenômeno, denominado *soiling*, compromete a eficiência energética ao longo do tempo, afetando não apenas a geração de energia, mas também a viabilidade econômica do empreendimento (Ilse et al., 2019).

Diante dessa complexidade, a predição da produção baseia-se em modelos teóricos e simulações computacionais que tentam sintetizar tais variáveis. Contudo, a performance aferida em campo frequentemente diverge das projeções iniciais (Lindig et al., 2022). Essa discrepância decorre de particularidades locais, degradação dos materiais e oscilações operacionais que nem sempre são plenamente capturadas pelas ferramentas de modelagem.

Nesse sentido, a análise comparativa entre a geração projetada e a geração efetivamente observada torna-se fundamental para avaliar a confiabilidade dos modelos utilizados no dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, bem como para identificar oportunidades de otimização na instalação e operação desses sistemas.

Considerando as características climáticas favoráveis do estado de Minas Gerais, especialmente em regiões com elevada incidência solar, como Governador Valadares, a aplicação de sistemas fotovoltaicos apresenta elevado potencial de desempenho. No entanto, a avaliação desse potencial requer não apenas estimativas teóricas, mas também a análise de dados reais de geração, de modo a fornecer subsídios mais precisos para o planejamento energético e a tomada de decisão em projetos de investimento.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

2.3 Estudos empíricos e análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos

Nos últimos anos, diversos estudos têm investigado a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas fotovoltaicos, especialmente no contexto da geração distribuída (Garuzzi & Romero, 2017; Pompermeyer et al, 2025). Em geral, essas análises baseiam-se em simulações teóricas de geração de energia associadas a projeções tarifárias, utilizando indicadores econômicos como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Payback para avaliar a atratividade dos investimentos (Saldanha, 2020).

Trabalhos aplicados ao contexto brasileiro indicam que, em regiões com elevado potencial de irradiação solar, os sistemas fotovoltaicos tendem a apresentar resultados economicamente viáveis, com prazos de retorno relativamente curtos e taxas de retorno superiores às alternativas financeiras tradicionais. No entanto, a maior parte dos estudos fundamenta-se em estimativas baseadas em condições ideais ou médias históricas de irradiação, não incorporando integralmente as variações operacionais observadas em sistemas reais (Lindig et al., 2022).

Nesse sentido, embora os modelos de previsão sejam amplamente utilizados no dimensionamento e na análise de viabilidade de sistemas fotovoltaicos, a literatura aponta que o desempenho real pode divergir dos valores projetados, em função de fatores como perdas adicionais, condições específicas de instalação, variações climáticas locais e degradação dos equipamentos ao longo do tempo (Pandey et al, 2016; Lindig et al., 2022).

Apesar da relevância dessas análises, observa-se que ainda é relativamente limitado o número de estudos que realizam o acompanhamento empírico da geração de energia após a implantação dos sistemas, especialmente em aplicações voltadas ao setor empresarial. Essa lacuna é particularmente relevante, uma vez que a confiabilidade das estimativas teóricas impacta diretamente a tomada de decisão de investidores e o planejamento energético de longo prazo.

Dessa forma, torna-se fundamental a realização de estudos que integrem a

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

análise teórica com dados reais de operação, permitindo avaliar a aderência entre os valores projetados e os efetivamente observados. Nesse contexto, o presente trabalho busca contribuir para a literatura ao analisar um sistema fotovoltaico instalado em uma empresa localizada em Governador Valadares (MG), comparando os resultados projetados com os dados reais de geração e retorno financeiro ao longo dos primeiros meses de operação, em linha com abordagens recentes da literatura que enfatizam a importância da validação empírica dos modelos teóricos (Lindig et al., 2022).

2.4 Indicadores Econômicos em Projetos de Investimentos

A avaliação da viabilidade econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos tem sido amplamente realizada por meio da aplicação de indicadores financeiros consolidados, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Payback descontado. Esses indicadores são frequentemente utilizados na literatura para analisar a atratividade de investimentos em geração distribuída, permitindo incorporar a dimensão temporal dos fluxos de caixa e o custo de oportunidade do capital (Branker, Pathak & Pearce, 2011).

O VPL consiste na atualização dos fluxos de caixa futuros a uma taxa de desconto, refletindo o valor do dinheiro no tempo. Projetos com VPL positivo indicam que os retornos esperados superam o investimento inicial, sendo considerados economicamente viáveis. Já a TIR representa a taxa de desconto que zera o VPL do projeto, sendo utilizada como critério de comparação com taxas mínimas de atratividade. O Payback descontado, por sua vez, corresponde ao tempo necessário para que o fluxo de caixa acumulado, considerando a taxa de desconto, recupere o investimento inicial.

No contexto de sistemas fotovoltaicos, esses indicadores têm sido amplamente empregados em estudos de viabilidade econômica, permitindo avaliar o impacto de variáveis técnicas e econômicas sobre o desempenho financeiro dos projetos. Fatores como a degradação dos módulos, os custos de operação e manutenção, a evolução das tarifas de energia elétrica e a taxa de

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

desconto exercem influência direta sobre os resultados desses indicadores.

Além disso, estudos recentes destacam que a precisão das análises econômicas depende da adequada consideração de perdas reais nos sistemas, como aquelas associadas ao acúmulo de sujeira nos módulos, que podem reduzir significativamente a geração de energia ao longo do tempo e impactar diretamente a rentabilidade dos projetos (Ilse *et al.*, 2019). Nesse sentido, a incorporação de parâmetros técnicos realistas nas projeções de fluxo de caixa torna-se essencial para evitar superestimações da viabilidade econômica.

Dessa forma, a utilização integrada desses indicadores possibilita uma análise mais robusta e consistente da viabilidade de sistemas fotovoltaicos, permitindo não apenas avaliar a atratividade econômica do investimento, mas também compreender sua sensibilidade a diferentes cenários técnicos e econômicos. Essa abordagem é fundamental para a tomada de decisão em projetos de geração distribuída, especialmente em contextos de incerteza quanto à evolução das condições de mercado e das políticas energéticas.

Diante desse contexto, torna-se evidente a necessidade de estudos que integrem a análise teórica de geração fotovoltaica com dados reais de operação, avaliando não apenas a acurácia das estimativas energéticas, mas também seus impactos diretos sobre os indicadores econômico-financeiros. Essa lacuna é particularmente relevante no contexto brasileiro, especialmente em aplicações empresariais, nas quais decisões de investimento dependem fortemente da confiabilidade dessas projeções.

3. Metodologia

A presente pesquisa adota uma abordagem quantitativa, sendo classificada como exploratória e descritiva quanto aos seus objetivos, conforme a tipologia proposta por Gil (2010). O estudo foi conduzido por meio de um estudo de caso aplicado a uma empresa localizada no município de Governador Valadares, Minas Gerais, com o propósito de avaliar a viabilidade econômico-financeira da implantação de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica, bem como

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

analisar os resultados teóricos projetados e os dados reais obtidos após a instalação do sistema.

3.1 Caracterização e coleta de dados

Inicialmente, foram coletadas informações relativas ao consumo de energia elétrica da empresa, considerando um período de 12 meses anteriores à instalação do sistema fotovoltaico. Esses dados foram obtidos por meio das faturas de energia fornecidas pela concessionária local (CEMIG), permitindo a determinação do consumo médio mensal e a identificação de variações associadas às bandeiras tarifárias.

Adicionalmente, foram levantados dados referentes à irradiação solar da região, com base em informações provenientes de bases oficiais, como o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) considerando médias mensais de irradiação solar da região. Esses dados foram utilizados na estimativa da capacidade de geração de energia do sistema fotovoltaico.

Também foram consideradas informações técnicas fornecidas pela empresa responsável pela instalação do sistema, incluindo características dos módulos fotovoltaicos, eficiência operacional, perdas associadas e especificações dos equipamentos utilizados.

Os dados foram organizados em planilhas eletrônicas e as médias mensais de consumo e geração foram calculadas, sem exclusão de valores extremos, a fim de preservar as características reais da série histórica.

3.2 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

O dimensionamento do sistema foi realizado com base na demanda energética da empresa e nas condições locais de irradiação solar. A quantidade de módulos fotovoltaicos necessária foi determinada a partir da relação entre a energia mensal que se deseja gerar, a irradiação solar média e a potência efetiva de cada módulo. Essa formulação é amplamente utilizada em estudos de

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, relacionando a demanda energética com a disponibilidade de recurso solar e a potência nominal dos módulos (Pinho & Galdino, 2014).

O número n de módulos fotovoltaicos necessários foi calculado a partir da Equação 1:

$$n = \frac{E}{H.P} \quad (1)$$

em que:

- E representa a energia que se deseja produzir no sistema, medida em kWh;

- H é a irradiação solar local, medida em kWh/m²;

- P representa a potência efetiva de cada painel solar, obtida a partir da potência nominal informada pelo fabricante, ajustada pelo fator de eficiência.

O fator de eficiência de 80% adotado no estudo foi considerado como uma aproximação global das perdas do sistema fotovoltaico, englobando efeitos como temperatura, sujeira, perdas por cabeamento, eficiência do inversor e demais perdas operacionais típicas. Não foram modeladas separadamente perdas adicionais específicas, sendo esse fator tratado como um parâmetro agregado para representar o desempenho real do sistema em condições de operação.

A potência nominal é medida em kWp (quilowatt-pico), que é a unidade usada para indicar a potência máxima que um painel solar consegue gerar em condições ideais, como uma irradiação solar de 1.000 W/m² e a uma temperatura de 25 °C.

A determinação do número de módulos fotovoltaicos utiliza a Equação 1, considerando, neste estudo, o valor médio mensal da energia que a unidade consumidora deseja produzir e da irradiação solar média na região, de 5 kWh/m² ao dia de acordo com a literatura (Reis & Tiba, 2016), que foi convertida para o valor mensal de 150 kWh/m^2. O cálculo está apresentado na Seção 4.1.

Além da estimativa da energia gerada, foi adotado como indicador técnico complementar o yield específico do sistema fotovoltaico, definido como a razão entre a energia elétrica gerada e a potência instalada do sistema. Esse indicador permite avaliar o desempenho do sistema de forma normalizada, possibilitando

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

comparações com outros sistemas independentemente de sua capacidade instalada.

O yield foi determinado conforme a Equação 2:

$$Yield = \frac{E_{gerada}}{P_{instalada}} \quad (2)$$

em que:

- E_{gerada} representa a energia gerada pelo sistema, medida em kWh;

- $P_{instalada}$ é a potência nominal do sistema considerando a quantidade n de painéis instalados, ou seja, $P_{instalada} \times n$. Esse indicador foi calculado tanto com base na geração projetada quanto, de forma exploratória, a partir dos dados reais obtidos no período de monitoramento.

3.3 Modelagem econômico-financeira

A análise de viabilidade econômica do investimento foi realizada por meio da construção de um fluxo de caixa projetado para um horizonte de 30 anos, correspondente à vida útil estimada dos módulos fotovoltaicos, conforme garantia do fabricante dos painéis.

O fluxo de caixa anual FC_t foi determinado como a diferença entre a receita gerada pela economia no consumo de energia elétrica, considerando a tarifa aplicada, e os custos associados ao sistema, conforme a Equação 3:

$$FC_t = (E_t \times T_t) - (C_t + M_t) \quad (3)$$

em que:

- E_t representa a energia disponível para compensação no ano *t*, medida em kWh;

- T_t é a tarifa de energia elétrica no ano *t*, avaliada em R$/kWh;

- C_t corresponde aos encargos obrigatórios, incluindo a tarifa mínima de disponibilidade;

- M_t representa os custos de manutenção do sistema no ano *t*.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

A receita anual foi projetada com base na energia efetivamente disponível para compensação, multiplicada pela tarifa de energia da concessionária, considerando reajustes anuais baseados na média histórica observada. Da mesma forma, os custos de manutenção e encargos foram corrigidos ao longo do tempo pelo mesmo fator de atualização adotado no estudo.

Para a avaliação do investimento, foram utilizados os seguintes indicadores econômicos:

- **Valor Presente Líquido (VPL)**, obtido pelo desconto dos fluxos de caixa futuros a uma taxa mínima de atratividade (TMA);

- **Taxa Interna de Retorno (TIR)**, determinada por meio de aproximação numérica;

- **Payback descontado**, que representa o tempo necessário para recuperação do investimento considerando o valor do dinheiro no tempo.

A viabilidade econômica foi avaliada por meio do VPL, calculado pela Equação 4:

$$VPL = \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 , \qquad (4)$$

em que:

- os termos FC_t representam o fluxo de caixa no período de tempo *t*,

- i é a taxa mínima de atratividade (TMA);

- I_0 é o investimento inicial.

A Taxa Mínima de Atratividade adotada baseou-se no custo de oportunidade da empresa investidora. O capital destinado ao projeto estava aplicado em um Certificado de Depósito Bancário (CDB) com remuneração de 100% da taxa SELIC, que em maio de 2025 apresentava o valor nominal de 14,75% ao ano. Considerando a alíquota de 15% de Imposto de Renda sobre o rendimento, definiu-se a TMA em 12,54% ao ano.

Esse valor representa o ganho líquido nominal e é considerado compatível com o perfil de risco do investimento, sendo adotado como referência de custo de oportunidade do capital, conforme prática consolidada na análise de investimentos (Assaf Neto, 2012; Brealey, Myers & Allen, 2018).

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

3.4 Premissas do modelo base

Para a construção do modelo econômico, foram adotadas as premissas apresentadas no Quadro 1, com os valores coletados na data do cálculo, em maio de 2025, utilizados como base para as projeções realizadas ao longo do horizonte de análise.

Quadro 1 - Parâmetros de entrada para o cálculo da geração de energia e da receita do sistema fotovoltaico

Perda na produção de energia (degradação dos painéis)	0,5% a.a.
Valor inicial da tarifa de energia, em maio de 2025	R$ 1,0347
Fator médio de correção anual da tarifa de energia	5,7% a.a.
Taxa de desconto / TMA	12,54% a.a.
Disponibilidade do sistema trifásico (tarifa mínima de consumo de acordo com a Lei nº 14.300/2022)	1.200 kWh/ano
Valor inicial da manutenção anual do sistema (os custos de manutenção são atualizados anualmente pelo mesmo índice de crescimento tarifário)	R$ 1.000,00
Troca do inversor no ano 15 de funcionamento do sistema	R$ 27.560,00

Fonte: Dados da pesquisa relativos ao ano de 2025.

Observa-se que as premissas adotadas impactam diretamente os resultados econômicos do modelo. Em particular, a taxa de crescimento da tarifa de energia elétrica e a TMA exercem influência significativa sobre o VPL, enquanto a degradação dos módulos afeta a capacidade de geração ao longo do tempo. Já os custos de manutenção e a substituição do inversor representam despesas que reduzem os fluxos de caixa ao longo da vida útil do sistema.

Essas premissas foram definidas com base em dados históricos, literatura

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

especializada, informações técnicas fornecidas pelo fabricante dos painéis e pelos dados publicizados pela concessionária de energia.

A taxa de crescimento da tarifa de energia elétrica adotada no modelo, de 5,7% a.a., foi estimada com base na média dos reajustes históricos observados para consumidores de baixa tensão atendidos pela concessionária CEMIG, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 - Reajustes anuais da tarifa de energia elétrica para consumidores de baixa tensão atendidos pela CEMIG (2015–2024)

Ano	Reajuste	Ano	Reajuste
2015	5,93%	2020	-1,62%
2016	4,63%	2012	0
2017	1,46%	2022	5,22%
2018	11,21%	2023	14,91%
2019	6,93%	2024	7,38%
Média do período: 5,70%			

Fonte: Elaborado pelas autoras a partir de dados da CEMIG (2025)

Ressalta-se que a adoção de uma taxa média de crescimento tarifário constitui uma simplificação do comportamento futuro dos reajustes, os quais podem sofrer variações em função de fatores regulatórios, econômicos e operacionais do setor elétrico.

Outro parâmetro colocado como premissa no estudo é referente à substituição do inversor, conforme demanda do fabricante acerca da manutenção do sistema. Foi considerada a substituição do inversor no ano 15 de operação, tornando o modelo mais realista. Para isso, adotou-se um custo inicial de referência, atualizado anualmente pela mesma taxa de reajuste utilizada para as demais variáveis monetárias do modelo (5,7% a.a.), de modo a manter a consistência entre as premissas econômicas adotadas.

As premissas apresentadas no Quadro 1 foram incorporadas na construção do fluxo de caixa projetado, influenciando tanto a evolução das receitas, por meio da atualização da tarifa de energia, quanto os custos operacionais, especialmente

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

aqueles relacionados à manutenção do sistema e à substituição de componentes ao longo do tempo.

Com o objetivo de avaliar a robustez dos resultados obtidos frente às incertezas inerentes às premissas adotadas, foi realizada uma análise de sensibilidade, contemplando a variação de parâmetros relevantes do modelo. Foram considerados cenários alternativos envolvendo (i) o crescimento da tarifa de energia elétrica, (ii) a geração de energia do sistema e (iii) a taxa mínima de atratividade (TMA), bem como (iv) um cenário conservador combinado. Os resultados dessa análise são apresentados na Seção 4.4.

3.5 Avaliação empírica do modelo

Após a instalação do sistema fotovoltaico, foi realizado o monitoramento da geração de energia ao longo de oito meses consecutivos com base nos dados registrados pelo sistema de medição. Os valores obtidos foram comparados com as estimativas teóricas provenientes da etapa de dimensionamento, com o objetivo de avaliar a aderência do modelo às condições reais de operação.

A validação do modelo foi conduzida em duas etapas complementares. Inicialmente, a aderência do sistema foi avaliada por meio da comparação entre a geração mensal de energia observada e o valor projetado no dimensionamento do sistema, considerado como referência fixa. Para isso, foi calculado o desvio percentual mensal em relação ao valor projetado, conforme a Equação 5:

$$\delta E = \left| \frac{G_{ref} - G_{real,t}}{G_{ref}} \right| \times 100\% \quad (5)$$

em que G_{ref} corresponde à geração de energia projetada pelo modelo e $G_{real,t}$ representa a geração efetivamente registrada no mesmo período.

Em seguida, analisou-se a variação do consumo de energia elétrica da empresa, por meio da comparação entre os valores registrados antes e após a instalação do sistema fotovoltaico. Para isso, foi calculada a variação percentual mensal do consumo, conforme a Equação 6:

$$\delta C = \left| \frac{C_{antes,t} - C_{depois,t}}{C_{antes,t}} \right| \times 100\% \quad (6)$$

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

em que $C_{antes,t}$ representa o consumo de energia elétrica no mês *t* antes da instalação do sistema e $C_{depois,t}$ corresponde ao consumo observado no mesmo mês após a implantação do sistema fotovoltaico.

Por fim, foram calculadas as médias das variações percentuais e dos desvios ao longo do período analisado, permitindo uma avaliação global do desempenho do sistema fotovoltaico e da consistência do modelo adotado. Essa abordagem possibilita identificar discrepâncias entre os valores projetados e observados, bem como analisar a influência de fatores como condições climáticas, sazonalidade e características específicas do local de instalação sobre o desempenho do sistema.

4. Resultados e Discussão

4.1 Dimensionamento do sistema

A análise do histórico de consumo de energia elétrica da empresa, apresentada na Tabela 2, considerando o período de maio de 2024 a abril de 2025, revelou um consumo médio mensal de aproximadamente 1.952 kWh, com variações ao longo do período, oscilando entre 1.727 kWh e 2.167 kWh.

Tabela 2 - Registros da energia elétrica consumida pela empresa durante 12 meses

Registros anteriores à instalação dos painéis (kWh)			
Maio/2024	1.863	Novembro/2024	1.727
Junho/2024	2.077	Dezembro/2024	2.074
Julho/2024	1.782	Janeiro/2025	2.167

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Agosto/2024	1.846	Fevereiro/2025	1.899
Setembro/2024	1.985	Março/2025	1.998
Outubro/2024	2.124	Abril/2025	1.880
Média do período 1.952 kWh			

Fonte: Dados da pesquisa relativos ao ano de 2025.

De acordo com o fornecedor, cada painel solar possui uma capacidade de produção, em condições ideais, de 0,610 kWp (quilowatt-pico), sendo ajustada por um fator de eficiência de 80%, a fim de representar condições de operação, uma vez que quando instaladas no ambiente real as placas teriam uma perda na produção de energia em torno de 20% proveniente de diversos fatores, como sujidade, temperatura, ângulo de incidência da luz do sol e sombreamento. Dessa forma, a potência efetiva por módulo, utilizada nos cálculos, foi de 0,610 x 0,8, ou seja, 0,488 kWp.

A irradiação solar média adotada para o município foi de aproximadamente 5,0 kWh/m² ao dia, conforme informação disponibilizada pela concessionária de energia (CEMIG, 2021), resultando em um valor mensal médio de 150 kWh/m².
O número de painéis foi determinado a partir das exigências da empresa acerca do mínimo a ser gerado pelo sistema, que foi estimado em 3.220 kWh ao mês. Utilizando os valores citados acima na Equação 1 obtém-se:

$$n = \frac{3000}{150 \times 0{,}488} = 41 \text{ painéis.}$$

Entretanto, para um bom aproveitamento do telhado o número ideal de painéis seria 44, o que daria uma energia produzida de 44 x 150 x 0,488, aproximadamente 3.220 kWh ao mês (30 dias), ou ainda, 39.176 kWh no primeiro ano (365 dias).

Ao se comparar a geração projetada do sistema com o consumo médio mensal da empresa de 1.952 kWh/mês, observa-se que o sistema foi

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

dimensionado para suprir integralmente a demanda energética da unidade consumidora, apresentando, inclusive, potencial de geração excedente ao longo do ano. Essa margem adicional foi considerada com o intuito de compensar possíveis perdas associadas às condições reais de operação, tais como variações climáticas, temperatura e eficiência do sistema.

Ressalta-se que o valor de 39.176 kWh anual (365 dias) se trata de um valor médio obtido a partir de valores de produção de energia constantes de 3.220 kWh mensalmente (30 dias), não levando em consideração flutuações relativas a efeitos de sazonalidade.

Esse foi o valor da energia utilizada para modelar a geração de energia do sistema com base nas premissas adotadas.

4.2 Resultados do cenário base

A análise inicial foi conduzida considerando as premissas adotadas no dimensionamento do sistema fotovoltaico, incluindo taxa de crescimento tarifário de 5,7% a.a., degradação dos módulos de 0,5% a.a. e TMA de 12,54 % a.a. Os resultados dos fluxos de caixa anuais e seus respectivos valores descontados estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Fluxos de caixa do projeto de investimento em sistema fotovoltaico

Investimento inicial (Fluxo de Caixa inicial): R$ 64.475,00 (-)							
Ano	**Energia gerada (kWh)**	**Energia disponível (kWh)**	**Tarifa de energia (R$)**	**Ilumin. pública (R$)**	**Manutenção anual (R$)**	**Fluxo de Caixa (R$)**	**Fluxo Caixa descontado (R$)**
1	39.176	37.976	1,0347	564,00	1.000,00	37.729,77	33.525,65
2	38.98	37.780	1,0937	596,15	1.057,0	39.666,	31.318,87

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

	0				0	13	
3	38.785	37.585	1,1560	630,13	1.117,25	41.701,80	29.257,28
4	38.591	37.391	1,2219	666,05	1.180,93	43.841,84	27.331,35
5	38.398	37.198	1,2916	704,01	1.248,25	46.091,61	25.532,14
15	36.521	35.321	2,2484	1.225,54	**29.732,95**	48.455,65	8.236,46
30	33.876	32.676	5,1640	2.814,84	4.990,85	160.933,19	4.649,84
Resultado da soma dos FC descontados ao longo de 30 anos: R$ 371.669,63							

Fonte: Dados da pesquisa, 2025.

Como se observa, foi incorporado um custo adicional no ano 15 referente à troca do inversor, conforme instruções do fornecedor. Adotou-se como valor presente do equipamento R$12.000,00, corrigido pela mesma taxa de atualização utilizada para as demais variáveis do modelo, de 5,7%. Com isso, o custo futuro do inversor foi estimado por meio de capitalização composta, resultando em um valor aproximado de R$27.560,00 no ano 15. Esse montante foi inserido como saída no fluxo de caixa do respectivo período.

Pelos dados da Tabela 3, observa-se que o sistema apresenta fluxos de caixa positivos ao longo do horizonte de análise, resultando em um VPL expressivo e uma TIR elevada, indicando viabilidade econômico-financeira do investimento no cenário considerado.

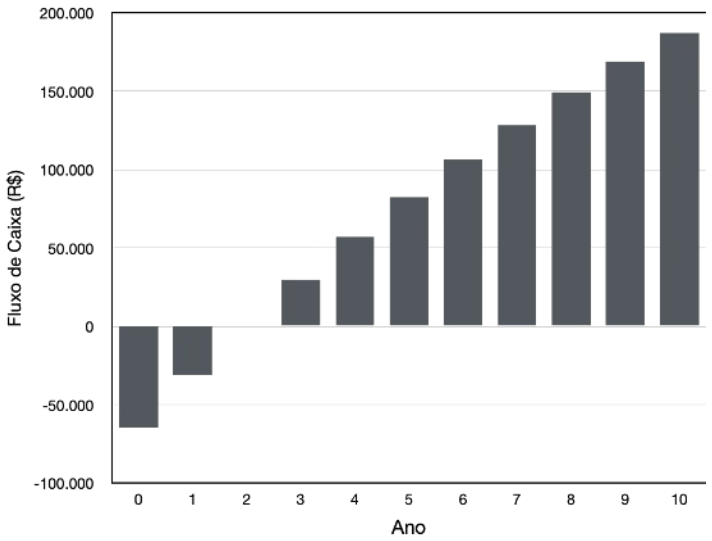
Adicionalmente, o tempo de retorno do investimento, calculado por meio do payback descontado, foi estimado em aproximadamente 2 anos, conforme se observa na Figura 2, que apresenta a evolução do fluxo de caixa acumulado ao longo do tempo para os 10 primeiros anos. Esse resultado demonstra que o

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

capital investido é recuperado em um prazo compatível com a vida útil do sistema, reforçando a atratividade do projeto.

Figura 2 - Evolução do fluxo de caixa acumulado e indicação do payback descontado do projeto fotovoltaico



Fonte: Dados da pesquisa, 2025.

Esses resultados estão diretamente associados ao crescimento tarifário adotado, que eleva progressivamente o valor econômico da energia gerada, impactando positivamente os fluxos de caixa futuros.

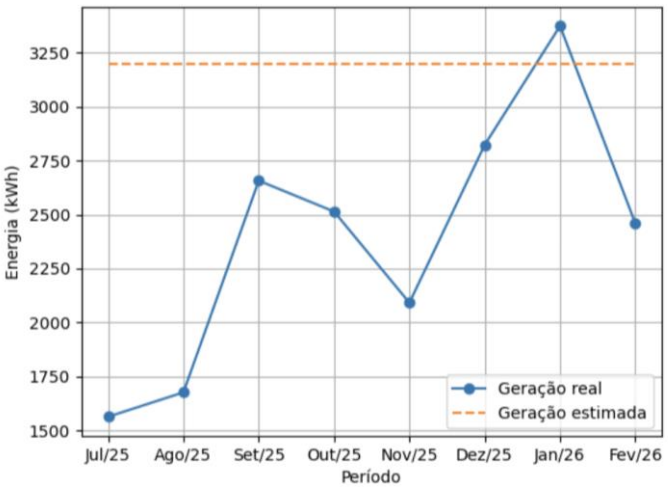
4.3 Comparação entre geração projetada e geração real

A análise dos dados reais de operação do sistema evidenciou uma diferença entre a geração de energia projetada e a geração real observada, conforme apresentado na Figura 3.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Figura 3 - Comparação entre a geração de energia elétrica projetada e a geração real observada do sistema fotovoltaico



Fonte: Dados da pesquisa, 2026

Os resultados indicaram uma geração média mensal de aproximadamente 2.395 kWh, o que corresponde a 74,4% do valor de geração média mensal calculada de 3.220 kWh/mês. Desse modo, pela Equação 5:

$$\delta E = \frac{3220 - 2395}{3220} \times 100\%$$

O desvio médio é de aproximadamente 25,6%, evidenciando diferenças relevantes entre o desempenho real e o projetado. Esses resultados indicam discrepâncias entre os valores projetados e os efetivamente produzidos.

Com o objetivo de complementar essa análise, foi calculado o yield específico do sistema fotovoltaico, definido como a razão entre a energia gerada e a potência instalada. Considerando a potência nominal de 27,28 kWp (0,620 kWp x 44 painéis) e adotando a média de geração correspondente ao período de oito meses, foram obtidos os valores de yield para os cenários projetado e observado, utilizando a Equação 2. Os resultados estão apresentados na Tabela 4.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Tabela 4 - Indicador técnico do sistema fotovoltaico: comparação entre energia média projetada e energia real média observada

Energia média mensal	Energia (para oito meses)	Yield (para oito meses)
Projetada (3.220 kWh/mês)	25.760 kWh	944,28 kWh/kWp
Observada (2.395 kWh/mês)	19.160 kWh	702,35 kWh/kWp

Fonte: Dados da pesquisa, 2026.

Os resultados indicam um yield para a geração de energia projetada de 944,28 kWh/kWp e um yield real de 702,35 kWh/kWp, evidenciando uma redução consistente no desempenho do sistema em relação ao projetado. Essa diferença sugere a presença de perdas adicionais não plenamente consideradas no modelo de dimensionamento.

Tais perdas podem estar associadas a fatores operacionais e ambientais, como acúmulo de sujeira nos módulos, condições de instalação (inclinação e orientação) e variabilidade climática local. No entanto, como essas variáveis não foram mensuradas diretamente neste estudo, sua influência deve ser interpretada como hipótese explicativa, não sendo possível estabelecer relação causal direta.

Cabe destacar que não foram incluídos indicadores técnicos mais específicos de desempenho, como o *performance ratio* ou outros indicadores de produtividade do sistema, em razão da limitação de dados disponíveis para sua determinação. Dessa forma, a análise concentrou-se no indicador de yield e na energia gerada, mantendo coerência com as informações efetivamente disponíveis no estudo de caso.

O valor projetado de geração mensal corresponde a uma média baseada em condições ideais e dados históricos, não incorporando explicitamente a variabilidade sazonal da geração fotovoltaica ao longo do ano. Por sua vez, os

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

dados reais analisados referem-se a um período de aproximadamente oito meses, o que limita a representatividade dos resultados para inferências de longo prazo.

Ainda assim, observa-se que, em períodos de maior incidência solar, como no mês de janeiro de 2026, a geração real se aproximou e, pontualmente, superou o valor médio projetado, indicando que o sistema apresenta desempenho compatível com o esperado em condições favoráveis.

Considerando o caráter ainda inicial do período de monitoramento, os resultados devem ser interpretados como indicativos preliminares de desempenho, sendo necessária a continuidade do acompanhamento para validações mais robustas ao longo do tempo.

Nesse contexto, considerando exclusivamente os dados de geração observados, verifica-se impacto direto sobre os indicadores econômico-financeiros do sistema. Observa-se redução expressiva no VPL e na TIR, bem como aumento do tempo de retorno do investimento em relação ao cenário baseado na geração projetada, da ordem de praticamente 50%, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 - Indicadores econômico-financeiros do sistema fotovoltaico: comparação entre geração média projetada e geração média real observada

Modelo	VPL	TIR	Tempo de Retorno do Investimento
Geração média projetada de 3.220 kWh	R$ 371.669,63	63,63 %	≈ 2 anos
Geração média real de 2.395 kWh	R$ 244.342,98	46,82 %	≈ 3 anos

Fonte: Dados da pesquisa, 2026.

Apesar dessas diferenças, a interpretação dos resultados deve considerar as limitações do período analisado e a simplificação inerente à comparação entre

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

valores médios projetados e dados reais ainda incipientes. Assim, os resultados reforçam a importância da qualidade dos dados utilizados no dimensionamento e a necessidade de análises complementares, como a análise de sensibilidade apresentada na Seção 4.4.

4.4 Análise de sensibilidade

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade dos resultados econômico-financeiros às premissas adotadas no modelo base, foi realizada uma análise de sensibilidade por meio da definição de diferentes cenários, considerando variações em parâmetros-chave do modelo, tais como a taxa de crescimento tarifário, a geração de energia e a TMA. Adicionalmente, foi analisado um cenário combinado, no qual múltiplas condições adversas foram consideradas simultaneamente.

Os cenários foram comparados e foi apresentada uma tabela com a síntese dos resultados.

4.4.1 Cenário 1: Variação do crescimento tarifário

Inicialmente, avaliou-se o impacto da redução da taxa de crescimento da tarifa de energia elétrica, adotando-se um valor de 3% ao ano, em contraste com os 5,7% considerados no cenário base. Observou-se que essa redução implica diminuição nos fluxos de caixa futuros, resultando em queda do VPL. No entanto, o projeto permaneceu economicamente viável, indicando que, embora relevante, a variação tarifária exerce impacto moderado sobre os resultados.

4.4.2 Cenário 2: Variação da geração de energia

Em seguida, foi analisado o impacto de uma redução de 10% na geração de energia, com o intuito de representar possíveis perdas associadas a condições reais de operação não capturadas no dimensionamento inicial. Nesse cenário,

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

verificou-se uma redução mais acentuada nos indicadores econômicos, evidenciando que a geração efetiva de energia constitui a variável de maior sensibilidade no modelo. Tal resultado reforça a importância de estimativas realistas e da consideração de fatores operacionais, como temperatura, sombreamento e degradação dos componentes.

4.4.3 Cenário 3: Variação da TMA

Também foi avaliado o efeito do aumento da taxa mínima de atratividade para 15% ao ano. Nesse caso, observou-se redução do VPL para aproximadamente R$ 287 mil, em comparação ao cenário base. Apesar da diminuição, o projeto manteve-se economicamente viável, apresentando TIR significativamente superior à TMA adotada, da ordem de 63,63%. Esse resultado indica que o investimento continua a apresentar robustez em relação ao custo de capital.

4.4.4 Cenário 4: Cenário conservador combinado

Por fim, foi analisado um cenário mais conservador, no qual foram consideradas simultaneamente (i) uma taxa de crescimento tarifário de 3% ao ano, (ii) uma redução de 10% na geração anual de energia; e (iii) TMA de 15% ao ano. Nesse cenário, o VPL foi reduzido para aproximadamente R$ 83 mil, representando uma queda expressiva em relação ao cenário base.

Apesar dessa redução significativa, o projeto ainda se manteve economicamente viável, uma vez que o VPL permaneceu positivo e a TIR, de aproximadamente 49,50%, continuou superior à TMA adotada. No entanto, os resultados evidenciam que a viabilidade do investimento torna-se mais sensível quando múltiplas condições adversas são consideradas simultaneamente.

Destaca-se que, diferentemente dos cenários anteriores, esse apresenta fluxos de caixa negativos em determinados períodos, especialmente nos anos mais avançados da análise. Esse comportamento está associado à combinação

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

de menor geração de energia e crescimento tarifário reduzido, que limita o aumento das receitas ao longo do tempo, enquanto os custos de manutenção continuam a crescer.

A Tabela 6 mostra um resumo dos cálculos desse cenário, em que foram apresentados os dados a cada cinco anos permitindo identificar o momento em que o fluxo de caixa se torna negativo, aproximadamente a partir de 20 anos de funcionamento do sistema.

Tabela 6 - Fluxo de Caixa gerado para o cenário mais conservador

Investimento inicial (Fluxo de Caixa inicial): R$ 64.475,00 (-)							
Ano	**Energia gerada (kWh)**	**Energia disponível (kWh)**	**Tarifa de energia (R$)**	**Ilumin. pública (R$)**	**Manutenção anual (R$)**	**Fluxo de Caixa (R$)**	**Fluxo Caixa descontado (R$)**
1	39.176	37.976	1,0347	564,00	1.000,00	37.729,77	32.808,49
5	25.193	23.993	1,1646	704,01	1.248,25	25.989,30	12.921,28
10	14.508	13.308	1,3500	928,87	1.646,93	15.390,78	3.804,37
15	8.355	7.155	1,5651	1.225,54	29.732,95	**-19.760,62**	**-2.428,47**
20	4.811	3.611	1,8144	1.616,98	4.827,87	107,40	6,56
25	2.771	1.571	2,1033	2.133,43	6.369,87	-5.199,54	**-157,95**

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

30	1.596	396	2,4383	2.814,84	8.404,38	-10.254,63	**-154,88**
Resultado da soma dos FC descontados ao longo de 30 anos: R$ 83.036,94							

Fonte: Dados da pesquisa, 2025.

Apesar desse cenário mais crítico, o projeto ainda se mantém economicamente viável, uma vez que o VPL permanece positivo e a TIR superior à TMA. No entanto, esses resultados evidenciam que a viabilidade do investimento torna-se mais sensível quando múltiplas condições adversas são consideradas simultaneamente.

4.4.5 Síntese dos resultados

De forma geral, os resultados indicam que a variável mais sensível do modelo é a geração efetiva de energia, seguida pela taxa de crescimento tarifário. A taxa mínima de atratividade, embora relevante, apresentou impacto menos pronunciado quando analisada isoladamente. A comparação entre os cenários está apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 - Comparação dos indicadores dos cenários analisados em relação ao modelo base

Cenários	VPL	TIR	Observações
Modelo base	R$ 371.669,63	63,63%	Condições ideais
1 - Com correção de 3% na tarifa	R$ 275.789,68	60,82%	Sensibilidade moderada
2 - Com Geração de energia de 90%	R$ 119.071,04	52,01%	Maior impacto

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

3 - Com TMA de 15%	R$ 287.038,88	63,63%	Impacto moderado
4 - Combinação dos anteriores	R$ 83.036,94	49,50%	Cenário crítico

Fonte: Dados da pesquisa, 2026.

Essa análise reforça a importância da adoção de premissas realistas e da consideração de cenários conservadores na avaliação de investimentos em sistemas fotovoltaicos.

4.5 Análise comparativa do consumo de energia antes e após a instalação

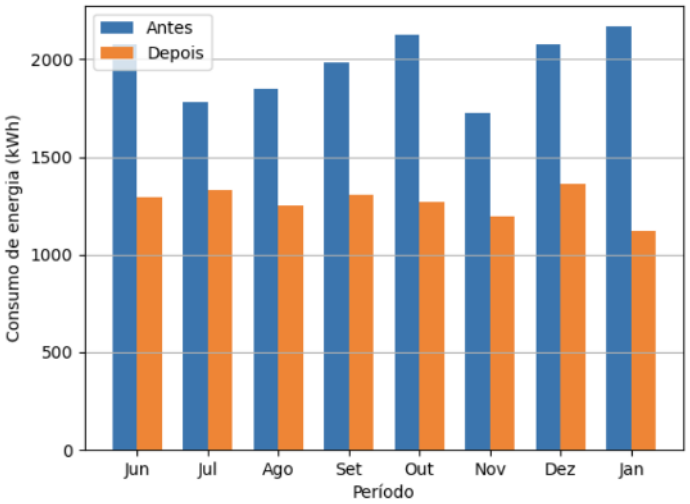
Com o objetivo de avaliar possíveis alterações no consumo de energia elétrica da unidade consumidora após a instalação do sistema fotovoltaico, foi realizada uma análise comparativa com base nos dados registrados nas faturas da concessionária ao longo do período de oito meses analisado em relação aos mesmos oito meses do ano anterior, buscando comparação relativamente semelhante, a fim de minimizar efeitos sazonais.

A evolução do consumo mensal de energia elétrica está apresentada na Figura 4, que permite visualizar o comportamento dos valores antes e após a implantação do sistema.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Figura 4 - Comparação do consumo antes e depois da instalação do sistema



Fonte: Dados da pesquisa, 2026.

Observa-se que os valores de consumo apresentam variações ao longo do tempo, não sendo possível identificar, de forma imediata, uma tendência clara de redução após a instalação do sistema fotovoltaico. Essas variações podem estar associadas a diferentes fatores, como mudanças no padrão de uso de energia da unidade consumidora, sazonalidade e condições operacionais específicas.

Além das variações observadas no consumo, destaca-se que houve a substituição do medidor de energia ao longo do período analisado, o que introduz uma limitação adicional na comparabilidade dos dados. Dessa forma, eventuais diferenças observadas no consumo registrado não podem ser atribuídas exclusivamente ao desempenho do sistema fotovoltaico, devendo ser interpretadas com cautela.

Para complementar essa análise, foi calculada a variação percentual do consumo médio nos períodos anterior e posterior à instalação do sistema, cujos resultados estão apresentados na Tabela 8.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Tabela 8 - Consumo de energia antes e após a instalação do sistema fotovoltaico e variação percentual mensal

Valores das leituras antes da troca do relógio medidor (kWh)		**Valores das leituras após a troca do relógio medidor (kWh)**		**Variação mensal**
Junho/2024	2.077	Junho/2025	1.296	**37,6%**
Julho/2024	1.782	Julho/2025	1.331	**25,3%**
Agosto/2024	1.846	Agosto/2025	1.252	**32,2%**
Setembro/2024	1.985	Setembro/2025	1.304	**34,3%**
Outubro/2024	2.124	Outubro/2025	1.267	**40,3%**
Novembro/2024	1.727	Novembro/2025	1.195	**30,8%**
Dezembro/2024	2.074	Dezembro/2025	1.362	**34,3%**
Janeiro/2025	2.167	Janeiro/2026	1.121	**48,3%**
Média do período	**1.973 kWh**		**1.266 kWh**	**35,8%**

Fonte: Dados da pesquisa, 2026.

Os resultados indicam que a média de consumo mensal passou de aproximadamente 1.973 kWh para 1.266 kWh. Essa redução corresponde a uma diminuição média de aproximadamente 35,8% no consumo. O resultado das variações mensais δC, obtido pela Equação 6, está apresentado na última coluna

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

da tabela, onde se observa oscilações variando entre 25,3% a 48,3% ao longo do período analisado. Embora existam diferenças entre os valores médios de consumo, tais variações não podem ser interpretadas de forma isolada como consequência direta da implementação do sistema.

Ressalta-se, entretanto, que a análise comparativa apresentada baseia-se em um período relativamente curto de observação, correspondente a aproximadamente oito meses após a instalação do sistema fotovoltaico. Dessa forma, os resultados devem ser interpretados como indicativos preliminares, não sendo suficientes, por si só, para a generalização de tendências de longo prazo no consumo de energia da unidade analisada.

Nesse contexto, optou-se por não estabelecer uma relação direta de causalidade entre a instalação do sistema e eventuais reduções no consumo faturado pela concessionária. Ressalta-se que o dimensionamento do sistema foi realizado com base nos dados históricos de consumo disponibilizados pela concessionária, sendo, portanto, consistente com as informações disponíveis no momento da elaboração do projeto.

5. Limitações do Estudo

Este estudo apresenta algumas limitações que devem ser consideradas na interpretação dos resultados. Primeiramente, a análise baseia-se em um período relativamente curto de dados reais de geração, sendo necessária a extrapolação para um horizonte de longo prazo, o que pode introduzir incertezas nas projeções.

Além disso, embora tenha sido considerado o indicador de produtividade específica do sistema (yield), não foram incluídos outros indicadores técnicos mais detalhados de desempenho, como o *performance ratio*, em função da limitação de dados disponíveis para sua determinação. Dessa forma, a análise concentrou-se principalmente na energia efetivamente gerada, em sua produtividade e em seus impactos econômicos.

Por fim, fatores como variações climáticas ao longo dos anos, sazonalidade

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

da radiação solar e possíveis mudanças regulatórias não foram modelados de forma detalhada, podendo influenciar os resultados ao longo do tempo.

6. Conclusão

Os resultados obtidos indicam que o sistema fotovoltaico analisado apresenta viabilidade econômico-financeira no contexto estudado, mesmo quando considerados dados reais de operação. No entanto, é importante destacar que essa evidência deve ser interpretada como preliminar, uma vez que a análise empírica baseia-se em um período limitado de observação.

A diferença de 25,6% entre a geração projetada e a geração real observada reforça a importância de considerar condições reais de operação na avaliação de projetos fotovoltaicos, incluindo fatores como temperatura, variabilidade climática e condições de instalação. Contudo, tais fatores não foram diretamente mensurados neste estudo, sendo discutidos com base na literatura.

Nesse sentido, a análise do indicador de produtividade específica (yield) corroborou essa discrepância, evidenciando uma redução no desempenho do sistema em relação ao projetado, o que reforça a influência de fatores operacionais e ambientais sobre a geração efetiva de energia. Observações qualitativas do sistema sugerem que os módulos fotovoltaicos estão instalados em uma cobertura com geometria que pode não favorecer a orientação e inclinação ideais para maximização da incidência solar ao longo do dia. Além disso, não foram identificadas evidências documentadas de realização de limpeza periódica dos módulos desde a instalação, o que pode ter contribuído para a redução da eficiência do sistema.

Destaca-se, ainda, que possíveis imprecisões nos dados históricos de consumo podem ter influenciado o dimensionamento do sistema, impactando diretamente os resultados econômicos projetados. Caso os dados históricos não representem com exatidão o consumo real da unidade consumidora, o sistema pode ter sido dimensionado com base em uma estimativa superior ou inferior ao consumo efetivo.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

Adicionalmente, a projeção econômica de longo prazo depende da estabilidade das premissas adotadas, como crescimento tarifário e taxa de desconto, as quais estão sujeitas a variações ao longo do tempo. Dessa forma, os resultados correspondem a uma simulação baseada em hipóteses específicas, não devendo ser interpretados com cautela em outros contextos, sendo sua robustez condicionada às premissas adotadas.

A análise de sensibilidade realizada indicou que, embora os indicadores econômicos apresentem variações relevantes entre os cenários analisados, a viabilidade do investimento se mantém no contexto estudado.

Ressalta-se que os resultados obtidos estão fortemente condicionados às características específicas do caso analisado, incluindo o nível tarifário local, o perfil de consumo da unidade, a ausência de financiamento no investimento e as condições de irradiação solar da região estudada. Dessa forma, a viabilidade econômico-financeira observada não deve ser automaticamente generalizada para outros contextos, nos quais tais variáveis podem assumir valores significativamente distintos e alterar substancialmente os indicadores do investimento.

O trabalho contribui ao evidenciar, de forma aplicada, a importância da validação empírica em análises de viabilidade, bem como ao apontar a necessidade de estudos futuros com séries temporais mais longas e monitoramento mais detalhado das variáveis operacionais.

Referências

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2014.

BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104. Acesso em: 7 abr. 2026.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

BRASIL. [Lei nº 14.300, de 07 de janeiro de 2022]. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 7 abr. 2026.

BREALEY, Richard A.; MYERS, Stewart C.; ALLEN, Franklin. **Princípios de finanças corporativas**. 12. ed. Porto Alegre: AMGH, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional (BEN) 2025**: ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-885/topico-767/BEN_S%C3%ADntese_2025_PT.pdf. Acesso em: 7 abr. 2026.

GARUZZI, R. P.; ROMERO, O. J. Viabilidade econômica da implementação de células fotovoltaicas em residências do Espírito Santo, Brasil. **Revista Espacios**, [s. l.], v. 38, n. 1, 2017.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

GOLDEMBERG, José. **Energia e Desenvolvimento Sustentável**. São Paulo: Blucher, 2010.

ILSE, K. et al. Techno-economic assessment of soiling losses and mitigation strategies for solar power generation. **Joule**, [s. l.], v. 3, n. 10, p. 2303-2321, 2019. Disponível em: https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.08.019. Acesso em: 7 abr. 2026.

REMUNOM
ISSN 2178-6925

Received: 13/01/2026 - **Accepted:** 10/04/2026
Vol: 13.06
DOI: 10.66104/16y5d916
Pages: 1-38

LINDIG, S.; THERISTIS, M.; MOSER, D. Best practices for photovoltaic performance loss rate calculations. **Progress in Energy**, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 022003, 2022. Disponível em: https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac655f. Acesso em: 7 abr. 2026.

PANDEY, A. K.; TYAGI, V. V.; SELVARAJ, J. A. et al. Recent advances in solar photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 59, p. 209-222, 2016.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: http://doi.org/10.34024/978851700089. Acesso em: 7 abr. 2026.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Mauro Augusto. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.

POMPERMEYER, R. S. et al. Analysis of the economic feasibility of implementing a solar photovoltaic system in a residence located in the city of Teófilo Otoni – MG. **Revista Multidisciplinar do Nordeste Mineiro**, [s. l.], v. 14, n. 1, p. 1–21, 2025. Disponível em: https://doi.org/10.61164/ezg4nm92. Acesso em: 7 abr. 2026.

REIS, R. J.; TIBA, C. (org.). **Atlas Solarimétrico de Minas Gerais**: Volume II. Belo Horizonte: Futura Express, 2016.

SALDANHA, B. L. F. **Engenharia Econômica**: Projetos de Investimento. 1. ed. [S. l.: s. n.], 2020. E-book.