

**ANÁLISE COMPARATIVA DE
ATRATIVIDADE
ECONÔMICO-FINANCEIRA
ENTRE UM SISTEMA DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA E AÇÕES
DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO**

**ANALYSIS OF ECONOMIC AND FINANCIAL ATTRACTIVENESS BETWEEN A
DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION SYSTEM AND BRAZILIAN
ELECTRIC SECTOR STOCKS**

Engenharias, Ciências Sociais Aplicadas · 06/05/2026

REGISTRO DOI: [10.70773/revistatopicos/777906170](https://doi.org/10.70773/revistatopicos/777906170)

André Tiago Andreola¹

Graziela Oste Graziano Cremonezi²

RESUMO

O presente estudo analisa comparativamente a atratividade econômico-financeira do investimento em sistemas de geração distribuída fotovoltaica e da aplicação de recursos em ações de empresas do setor elétrico brasileiro, considerando a relação entre risco e retorno ao longo do tempo. A pesquisa caracteriza-se como aplicada, de abordagem quali-quantitativa, fundamentada em dados secundários obtidos em fontes públicas e privadas, bem como no uso de indicadores clássicos de viabilidade econômica, como valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e análise de sensibilidade. O objetivo central consiste em identificar qual alternativa apresenta maior potencial de geração de valor ao investidor, à luz das condições econômicas e mercadológicas analisadas. A relevância do estudo está associada ao crescimento expressivo da geração distribuída no Brasil, impulsionada pela busca por sustentabilidade, redução de custos e autonomia energética, bem como à importância estratégica do setor elétrico no mercado de capitais nacional. Os resultados indicam que o investimento em energia fotovoltaica tende a apresentar maior atratividade no longo prazo, especialmente em cenários de estabilidade regulatória. Contudo, ambas as opções mostram-se economicamente viáveis, sendo a decisão final dependente do perfil, horizonte temporal, tolerância ao risco e objetivos específicos do investidor.

Palavras-chave: Geração distribuída; Energia fotovoltaica; Análise de investimentos; Setor elétrico; Mercado de capitais.

ABSTRACT

This study comparatively analyzes the economic and financial attractiveness of investing in distributed photovoltaic generation systems and allocating resources to stocks of companies in the Brazilian electric sector, considering the risk-return relationship over

time. The research is characterized as applied, with a qualitative and quantitative approach, based on secondary data obtained from public and private sources, as well as the use of classical economic feasibility indicators, such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and sensitivity analysis. The main objective is to identify which alternative presents greater potential for value generation for the investor, in light of the analyzed economic and market conditions. The relevance of the study is associated with the significant growth of distributed generation in Brazil, driven by the search for sustainability, cost reduction, and energy autonomy, as well as the strategic importance of the electric sector in the national capital market. The results indicate that investment in photovoltaic energy tends to present greater attractiveness in the long term, especially under scenarios of regulatory stability. However, both options prove to be economically viable, with the final decision depending on the investor's profile, time horizon, risk tolerance, and specific objectives.

Keywords: Distributed generation; Photovoltaic energy; Investment analysis; Electric power sector; Capital market.

1. INTRODUÇÃO

A virada do século XXI é marcada pela crescente preocupação com as mudanças climáticas e a limitação dos recursos energéticos fósseis, tornando a busca por fontes renováveis uma questão não apenas ambiental, mas também econômica e estratégica. Nesse contexto, a transição energética se consolida como um movimento global voltado à ampliação do uso de fontes como solar, eólica e hídrica (Abrão, 2022).

No Brasil, embora a matriz energética seja majoritariamente hidrelétrica, a dependência das condições hidrológicas torna o sistema vulnerável a crises de abastecimento e elevação de custos, especialmente com o acionamento de usinas termelétricas. Esse cenário tem impulsionado a busca por alternativas mais seguras e descentralizadas, destacando a energia solar fotovoltaica (Empresa de Pesquisa Energética, 2023). A expressiva redução de custos e a adoção de políticas de incentivo contribuíram para sua expansão, consolidando-a como uma opção viável de investimento (Pinho; Galdino, 2014). Além disso, avanços regulatórios, como a Lei nº 14.300/2022, reforçam a segurança jurídica e estimulam a geração distribuída.

Paralelamente, o mercado de capitais brasileiro oferece oportunidades no setor elétrico, composto por empresas estratégicas que investem em energias renováveis e, por ser regulado e estável, apresentam fluxos de caixa previsíveis e distribuição consistente de dividendos, atraindo investidores em busca de renda passiva e proteção contra a inflação. (Azevedo, 2025).

Contudo, a literatura ainda apresenta lacunas quanto à comparação direta entre essas alternativas, especialmente no que se refere à análise integrada de risco e retorno. Nesse contexto, coloca-se a seguinte questão-problema: qual alternativa de investimento apresenta melhor desempenho econômico-financeiro: um sistema de geração distribuída fotovoltaica ou uma carteira de ações de empresas do setor elétrico brasileiro?

Diante disso, esta pesquisa tem como objetivo analisar e comparar a atratividade econômico-financeira e a relação risco-retorno entre a instalação de sistemas fotovoltaicos e o investimento em ações do

setor elétrico brasileiro. Especificamente, busca-se analisar os custos e benefícios econômicos de um sistema de geração distribuída fotovoltaica, identificar empresas do setor elétrico com desempenho financeiro consistente para compor a carteira de ações, avaliar a rentabilidade das ações selecionadas ao longo do período analisado e comparar o retorno financeiro das duas alternativas de investimento. Este estudo se justifica pela relevância da transição energética e pela necessidade de apoiar decisões de investimento mais eficientes no contexto atual.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Estrutura Tarifária da Energia Elétrica

O setor elétrico brasileiro possui estrutura complexa e fortemente regulada, sendo supervisionado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). As tarifas de energia elétrica são formadas por diversos encargos e tributos, refletindo a diversidade da matriz energética e a ampla infraestrutura de geração, transmissão e distribuição do país. Nesse contexto, destacam-se como principais componentes a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que determinam o custo final ao consumidor (Loiola, 2024).

Essas tarifas seguem critérios definidos e regulamentados pela ANEEL, responsável por sua revisão e fiscalização, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro do setor e a modicidade tarifária (Loiola, 2024). De modo geral, a composição tarifária inclui custos de distribuição, transmissão, encargos, perdas e energia, conforme percentuais médios apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Percentuais médios que compõem a tarifa de energia elétrica no Brasil

Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição				Tarifa de Energia	
Fio B - Distribuição	Fio A - Transmissão	Encargos	Perdas	Encargos	Energia
28,00%	6,00%	8,00%	8,00%	12,00%	38,00%

⚠ Esta tabela possui muitas colunas e foi cortada para impressão. Para visualizá-la completa, acesse o artigo original em: <https://revistatopicos.com.br/artigos/analise-comparativa-de-atratividade-economico-financeira-entre-um-sistema-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-e-acoes-do-setor-eletrico-brasileiro?noblockage>

Fonte: Adaptado de Casarin (2023)

A compreensão dessa estrutura é vital, pois o investimento em geração distribuída de energia elétrica atua diretamente na redução do consumo de energia, gerando uma economia sobre o valor total da tarifa, incluindo os encargos e tributos, o que potencializa o retorno.

Nesse contexto, destaca-se o Convênio ICMS nº 114/2023, que promoveu uma mudança importante para o Estado de Santa Catarina ao eliminar a limitação anterior de 48 meses para a isenção do imposto. Com isso, a energia elétrica compensada por meio da geração distribuída passou a usufruir do benefício fiscal por prazo indeterminado (Conselho Nacional de Política Fazendária, 2023). Na prática, isso significa que a parcela da TE correspondente à energia injetada na rede e posteriormente compensada não integra a base de cálculo do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

(ICMS), reduzindo o custo efetivo da energia para o consumidor-gerador.

Por outro lado, a TUSD, que remunera a utilização da infraestrutura da rede elétrica, não está incluída nessa isenção. Assim, mesmo quando há compensação de energia, os valores relacionados à TUSD continuam sujeitos à incidência do ICMS, conforme a legislação tributária estadual vigente e as regras aplicadas pela concessionária de distribuição em Santa Catarina.

2.2. Regulamentação da Geração Distribuída

A geração distribuída, regulamentada pela Resolução nº 482/2012 da ANEEL e consolidada pela Lei nº 14.300/2022, permitiu ao consumidor atuar também como produtor de energia. Esse modelo gera economia direta na fatura, proporcionando retorno financeiro na forma de redução de custos, com características de um ativo real de baixo risco operacional.

A Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída, consolidou e atualizou as regras aplicáveis ao setor no Brasil. A norma definiu diretrizes para o funcionamento do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e para a conexão de unidades de micro e minigeração à rede, substituindo regulamentações anteriores da ANEEL. Ao ampliar a segurança jurídica e a previsibilidade, a Lei fortaleceu o ambiente de investimentos em projetos de pequeno porte baseados em fontes renováveis.

Entretanto, além dos benefícios ao investidor, a Lei nº 14.300/2022 trouxe mudanças importantes na compensação de energia, especialmente quanto à cobrança pelo uso da rede de distribuição.

Destaca-se a incidência gradual da TUSD sobre a energia injetada e compensada, conhecida como “Fio B”, configurando-se como o principal risco regulatório para novos projetos de geração distribuída. Para sistemas instalados a partir de 2023, a cobrança incide progressivamente sobre a TUSD Fio B aplicada à energia injetada e compensada na rede. Esse modelo segue uma transição gradual até 2028, quando atingirá 90%, e a partir de 2029 será substituído por uma regra definitiva ainda a ser definida pela ANEEL e pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Assim, considerando que estes valores afetam os retornos de investimentos, estes devem ser contabilizados para cálculos de retorno.

2.3. Fatores Que Influenciam no Retorno Financeiro

Para o cálculo do retorno financeiro, além das variações da TE e da TUSD, que dependem de cada concessionária dentro dos limites da ANEEL, há outros fatores que influenciam o resultado, como a degradação dos módulos fotovoltaicos, irradiação solar, custos de manutenção e seguro, simultaneidade de consumo da energia gerada, cobrança da TUSD Fio B, incidência de ICMS, vida útil dos equipamentos e depreciação.

A queda de rendimento dos módulos fotovoltaicos, decorrente de suas características físico-químicas, impacta diretamente o fluxo de caixa ao longo do tempo. Segundo Pinho e Galdino (2014), a degradação anual varia entre 0,5% e 1,0%, com garantias típicas de 90% da potência em até 12 anos e 80% entre 20 e 25 anos. Evidências de mercado indicam ainda uma perda inicial de cerca de 3% no primeiro ano, seguida de degradação média de 0,7% ao ano, resultando em aproximadamente 80% de eficiência ao final de 25 anos (Portal Solar, 2026).

É essencial, também, avaliar a irradiação solar local, que influencia diretamente a geração de energia e conseqüentemente no cálculo de dimensionamento do sistema. Conforme Mariano e Urbanetz Junior (2017), para o cálculo da potência pode ser utilizada a equação:

$$P_{FV} = \frac{E * G}{H_{TOT} * 30 * PR}$$

em que:

P_{FV} – Potência fotovoltaica (kWp);

E – Energia demandada pela residência (kWh/mês);

G – Irradiância nas Condições Padrão de Teste - STC (1kW/m²);

H_{TOT} – Irradiação solar incidente (kWh/m².dia);

PR – Taxa de Desempenho ou Performance Ratio.

No que tange aos valores de Performance Ratio, Mariano e Urbanetz Junior (2017) relatam que este valor está tipicamente entre 70 e 80%, sendo que em seu estudo utilizou essa variável em 75%. De forma semelhante, Lima Neta *et al.* (2022) verificou em seu estudo em usinas fotovoltaicas que os valores de Performance Ratio ficaram em média muito próximos de 75%.

Outro fator que se deve considerar são os custos com a manutenção e securitização de sistemas fotovoltaicos. A manutenção é fundamental para garantir o desempenho técnico e econômico ao longo do tempo, evitando perdas de geração que podem chegar a 20% devido ao acúmulo de sujeira, além de reduzir riscos elétricos e

contribuir para a vida útil superior a 25 anos. Além disso, esta é importante para manter as garantias dos equipamentos (Canal Solar, 2025). Os custos de operação e manutenção são relativamente baixos, geralmente inferiores a 1% ao ano do investimento inicial, podendo ficar próximos de 0,5% (Vieira, 2023; Silva, 2023). Já, quanto ao seguro, embora opcional, este oferece proteção contra danos, roubos e falhas, com custo entre 0,3% e 1% ao ano do valor do sistema, aumentando a segurança do investimento (Casarin, 2024; Santos, 2023).

Em relação à simultaneidade de uso da energia solar, ou autoconsumo instantâneo, esta corresponde à parcela da energia gerada que é consumida no momento da produção, sem utilização da rede elétrica. Esse fator aumenta a eficiência do sistema e reduz impactos tarifários, especialmente após a Lei 14.300/2022, pois a energia consumida instantaneamente não sofre encargos aplicados à energia compensada (Dilli; Brito, 2025). Estudos indicam que o fator de simultaneidade varia conforme o perfil de consumo: cerca de 30% a 39% em diferentes padrões residenciais (Dilli; Brito, 2025), entre 30% e 40% em residências, podendo chegar a 70% em unidades comerciais e cerca de 50% em industriais (Clark, 2023). Dessa forma, esse fator é essencial para a análise da viabilidade econômica, influenciando diretamente indicadores como o Valor Presente Líquido e *Payback*, com resultados de retorno moderados observados em cenários típicos de aproximadamente 35% de simultaneidade (Fernandes *et al.*, 2025).

Atrelada ao fator de simultaneidade está a TUSD Fio B, apresentando comportamento inversamente proporcional: quanto menor o autoconsumo instantâneo, maior será a parcela paga dessa tarifa. No caso da concessionária CELESC, o valor médio da TUSD Fio

B representou 39,54% da TUSD nos últimos cinco anos (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2026b).

Da mesma forma está o ICMS, imposto estadual incidente sobre o consumo de energia elétrica. No contexto da geração distribuída em Santa Catarina, o ICMS incide sobre a parcela da TUSD compensada. Assim, sua cobrança está diretamente relacionada ao fator de simultaneidade: quanto menor o autoconsumo instantâneo, maior será o valor pago de ICMS. Para consumidores residenciais com consumo mensal de até 150 kWh, a alíquota é de 12%, enquanto para consumos superiores, como no caso em estudo, aplica-se a alíquota de 17% (Celesc, 2026).

Quanto à vida útil, de acordo com WEG Solar (2025), os módulos fotovoltaicos possuem em média entre 25 e 30 anos, com redução gradual de eficiência ao longo do tempo, geralmente entre 0,5% e 1% ao ano. Mesmo após esse período, ainda podem gerar energia, porém em níveis reduzidos, sendo essencial a realização de manutenção para prolongar seu desempenho. Já os inversores, conforme Martins (2021), apresentam vida útil inferior, com média entre 10 e 15 anos, devido ao maior desgaste de seus componentes eletrônicos, o que torna comum sua substituição ao longo da vida útil do sistema.

Por fim, a depreciação corresponde à perda de valor de um bem ao longo do tempo, decorrente do uso, desgaste ou obsolescência, sendo distribuída ao longo de sua vida útil (Oda, 2025). Em sistemas fotovoltaicos, Cunha Junior *et al.* (2017) consideram uma taxa de depreciação linear de 4% com vida útil de 30 anos para os módulos. Já, os inversores, por apresentarem menor durabilidade (10 a 15

anos), são depreciados à taxa de 10% ao ano, considerando vida útil de 10 anos.

2.4. Mercado de Ações do Setor Elétrico Brasileiro

De acordo com relatório de janeiro de 2026, a B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão possuía 372 empresas listadas, das quais 45 pertenciam ao setor de utilidade pública, incluindo energia elétrica, gás e saneamento. Dentre essas, 35 eram do segmento de energia elétrica (B3, 2026a). Dessa forma, cabe ao investidor selecionar os ativos mais alinhados à sua estratégia.

De acordo com Cruz (2021), a escolha de ações do setor elétrico deve considerar a relação risco-retorno, destacando a menor volatilidade dessas empresas e a importância de métricas como beta, estabilidade dos preços e histórico de dividendos. O autor ressalta que a previsibilidade dos fluxos de caixa torna o setor atrativo para investidores de longo prazo.

Diante da diversidade de empresas listadas, é essencial adotar critérios objetivos de seleção, reduzindo riscos associados a fragilidades financeiras ou de governança. Nesse sentido, a lucratividade recorrente é um fator central, pois indica capacidade de geração de resultados e sustentação de fluxos de caixa futuros (Assaf Neto, 2018).

Adicionalmente, elevados padrões de governança corporativa, como os exigidos no Novo Mercado, contribuem para maior transparência e proteção ao investidor (Comissão de Valores Mobiliários, 2024). A adoção de *tag along* de 100% reforça essa proteção, alinhando interesses entre controladores e minoritários (Assaf Neto, 2018).

Por fim, empresas com receitas estáveis, como as do setor elétrico, tendem a distribuir dividendos de forma consistente, o que favorece estratégias de investimento voltadas à geração de renda no longo prazo (Assaf Neto, 2014).

3. METODOLOGIA

Esta pesquisa se caracteriza como aplicada, com abordagem quali-quantitativa, por integrar a análise de aspectos regulatórios, operacionais e estratégicos com a mensuração de indicadores econômico-financeiros, visando subsidiar decisões práticas de investimento (Gil, 2017). Quanto aos objetivos, trata-se de um estudo descritivo, comparativo e avaliativo, ao examinar e confrontar duas alternativas distintas de alocação de capital: um sistema de geração distribuída fotovoltaica (ativo real) e uma carteira de ações de empresas do setor elétrico brasileiro (ativo financeiro).

Os procedimentos metodológicos baseiam-se em pesquisa bibliográfica e documental, utilizando livros, artigos científicos, normas setoriais, relatórios institucionais e dados extraídos de bases oficiais, como ANEEL, CELESC, CRESESB e B3. A coleta de dados contemplou informações tarifárias, índices de irradiação solar, custos médios de implantação de sistemas fotovoltaicos e indicadores financeiros das empresas selecionadas.

O recorte temporal considerou horizonte de até 25 anos, em consonância com a vida útil estimada dos sistemas fotovoltaicos, permitindo comparabilidade entre os fluxos de caixa projetados. O sistema fotovoltaico foi dimensionado para uma unidade residencial localizada em Chapecó/SC, enquanto a carteira acionária foi composta por empresas selecionadas com base em critérios de

lucratividade, governança corporativa, liquidez e histórico de dividendos.

A análise dos dados foi realizada por meio de modelagem em planilha eletrônica, utilizando indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Complementarmente, foram avaliados fatores qualitativos relacionados ao risco, liquidez, volatilidade, previsibilidade de retorno e características não financeiras de cada alternativa.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. Cenário 1: Investimento em Sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica Residencial

Para os cálculos tarifários, considerou-se a classe residencial convencional (subgrupo B1) da CELESC, incluindo TE, TUSD, encargos e a cobrança gradual do Fio B, conforme a Lei nº 14.300/2022. O horizonte de análise adotado é de 25 anos, equivalente à vida útil média dos módulos fotovoltaicos (Pinho; Galdino, 2014).

Os dados tarifários foram obtidos a partir de séries históricas dos últimos 15 anos disponibilizadas pela ANEEL e pela concessionária. Já as informações técnicas dos sistemas fotovoltaicos foram baseadas em fichas de fabricantes e estudos anteriores.

A análise restringiu-se a sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*), sem uso de baterias ou armazenamento de energia.

4.1.1. Estimativa de Potência do Sistema

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, considerou-se o consumo médio mensal da residência de 800 kWh. Como se trata de uma unidade do grupo B, bifásica (220 V), há cobrança de taxa de disponibilidade de 50 kWh/mês, resultando na necessidade de geração de aproximadamente 750 kWh/mês.

A irradiação solar média adotada corresponde à do local da residência, situada em Chapecó/SC (27,101° S; 52,649° O). De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, a irradiação média diária no plano horizontal na região é de 4,62 kWh/m²·dia. Com base nesses dados, estimou-se a potência necessária do sistema fotovoltaico para suprir a demanda energética da residência.

Assim, usando a equação apresentada por Mariano e Urbanetz Junior (2017) e considerando uma taxa de desempenho de 75% obteve-se a potência do sistema de geração solar fotovoltaica necessária para atender a demanda, calculada para o lado do telhado com maior radiação média.

$$P_{fv} = \frac{750 * 1}{4,62 * 30 * 0,75} = 7,21kWp$$

4.1.2. Definição dos Equipamentos

Após a definição da potência necessária para atender à demanda da residência, foram efetuadas pesquisas de mercado a fim de estimar o custo de aquisição e instalação do sistema fotovoltaico.

Entre os equipamentos disponíveis, adotou-se um inversor com potência nominal de 5 kW. O sistema foi dimensionado para aproximadamente 7,21 kWp, sendo ajustado para 12 módulos de 610 Wp, totalizando 7,32 kWp, conforme as configurações comerciais disponíveis. Além dos módulos e do inversor, o sistema inclui

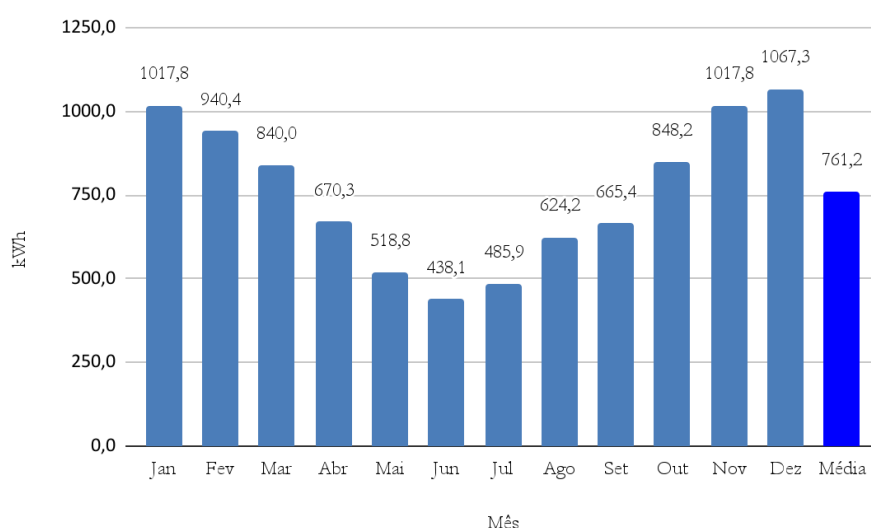
componentes essenciais como estruturas de fixação, cabos, *String Box*, conectores, dentre outros.

Considerando módulos, inversor, estruturas, materiais complementares e custos de projeto e instalação, o valor total do sistema foi estimado em R\$ 19.832,46. Esse montante corresponde ao investimento inicial e serve como base para as análises econômicas e comparativas do estudo.

4.1.3. Energia Gerada

A geração mensal de energia varia ao longo do ano devido a fatores climáticos e astronômicos que afetam a radiação solar incidente. O Gráfico 1 apresenta a média de geração mensal e anual, evidenciando a variação sazonal da produção do sistema fotovoltaico.

Gráfico 1 - Energia gerada mensalmente e média mensal anual



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A média anual de geração foi de 761,2 kWh/mês, valor levemente superior à demanda da residência (750 kWh/mês). Isso indica que o sistema é capaz de suprir o consumo ao longo do ano,

compensando períodos de menor geração com excedentes dos meses mais ensolarados e ainda suportando pequenas variações no consumo. O comportamento observado evidencia a influência da sazonalidade na geração fotovoltaica, destacando a importância de considerar a distribuição anual da produção na análise de viabilidade técnica e econômica do sistema.

4.1.4. Valores Utilizados para Fatores Que Influenciam no Retorno Financeiro

O retorno financeiro, como já mencionado, depende de diversos fatores, os quais terão os valores utilizados nos cálculos delineados na sequência.

Para a projeção dos preços de energia elétrica, consideraram-se aumentos anuais de 5,00% para a TUSD e 5,44% para a TE, com base nos reajustes médios praticados pela CELESC entre 2010 e 2025 para o grupo de consumo analisado (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2026a).

Para a degradação dos módulos, considerou-se perda de 3% a partir do primeiro ano e redução linear de 0,7% ao ano até o fim da vida útil. A potência instalada adotada foi de 7,32 kWp, valor comercial mais próximo da potência necessária estimada de 7,21 kWp.

Quanto aos custos de manutenção e seguro, adotou-se valores anuais de 0,75% para cada, com base na literatura que indica despesas inferiores a 1% do investimento inicial para sistemas fotovoltaicos.

A vida útil do sistema foi considerada em 25 anos, exceto para o inversor, estimado em 12 anos. Assim, no 12º ano foi incluído no fluxo

de caixa o custo de substituição do inversor, com base em seu valor atual.

Quanto à simultaneidade de uso da energia gerada, adotou-se o valor de 35%, considerando estudos prévios e o fato de se tratar de um sistema residencial.

Quanto ao ICMS, adotou-se a alíquota de 17%, aplicável a consumos superiores a 150 kWh, incidindo apenas sobre a parcela da TUSD compensada.

Para o valor da TUSD fio B, foi adotado o valor médio da TUSD fio B para a concessionária CELESC, nos últimos cinco anos, de 39,54% do valor da TUSD. Em relação ao percentual cobrado, foi adotado 60% para o primeiro período (2026), seguindo os percentuais definidos na Lei 14.133/2022. Para o quarto período em diante (anos 2029 e subsequentes), quando há a previsão de uma regra definitiva a ser definida pela ANEEL e CNPE, foi considerado o percentual de 100% da TUSD Fio B para os cálculos financeiros.

4.1.5. Resultado do Valor Presente Líquido

Considerando o investimento inicial de R\$ 19.832,46 e uma TMA de 12,85% ao ano, o VPL obtido foi de R\$ 49.575,35, o que evidencia de forma clara a viabilidade econômica do projeto.

Esse resultado significa que, ao trazer todos os fluxos de caixa futuros a valor presente e descontar o capital investido, o projeto gera um excedente expressivo de valor. Em termos práticos, o investimento não apenas recupera integralmente o valor aplicado, como também proporciona um retorno adicional significativo ao longo dos 25 anos de vida útil analisados.

Assim, sob a ótica do VPL, o projeto demonstra alta atratividade econômica, indicando que a aplicação dos recursos nessa alternativa é superior ao custo de oportunidade representado pela TMA adotada.

4.1.6. Resultado da Taxa Interna de Retorno

A TIR obtida para o projeto foi de 38,67% ao ano, evidenciando elevada atratividade econômica. Ao compará-la com a TMA de 12,85% ao ano, observa-se uma diferença expressiva e favorável ao investimento.

Como a TIR é significativamente superior à TMA, conclui-se que o projeto oferece retorno muito acima do mínimo exigido para compensar o custo de oportunidade do capital e os riscos envolvidos. Na prática, isso indica que o investimento em geração fotovoltaica apresenta alta rentabilidade ao longo de sua vida útil.

4.1.7. Preservação do Capital Investido

Embora o sistema fotovoltaico apresenta VPL e TIR atrativos, ele não garante a preservação do capital investido, pois se trata de um ativo físico sujeito à depreciação, perda de eficiência e vida útil limitada. Considerando a taxa de depreciação proposta por Cunha Junior *et al.* (2017) e a vida útil dos componentes, observa-se que, ao final dos 25 anos, o sistema estará depreciado, sem valor residual financeiro relevante.

4.2. Cenário 2: Investimento em Ações do Setor Elétrico

Para este cenário, após definições prévias de ativos, proventos e valorização, foram realizadas três análises: análise de viabilidade

econômica do investimento em ações com reinvestimento de dividendos e com alienação final dos ativos, análise de viabilidade econômica do investimento em ações utilizando os dividendos para pagar a fatura de energia e análise de viabilidade econômica do investimento em ações utilizando os dividendos e capital para pagar a fatura de energia

4.2.1. Carteira de Ações do Setor Elétrico

De acordo com a B3, em janeiro de 2026 havia 35 empresas listadas no setor de Utilidade Pública, segmento de Energia Elétrica (B3, 2026b). A partir desse universo, foi aplicado um filtro para selecionar as companhias mais adequadas ao perfil de risco e retorno desejado.

A escolha das ações baseou-se em critérios de análise fundamentalista, que, segundo Assaf Neto (2018), considera a capacidade da empresa de gerar resultados como principal determinante de seu valor.

Assim, priorizou-se a mitigação de riscos e a consistência dos resultados ao longo do tempo. Os critérios adotados foram: lucratividade consistente, pagamento recorrente de dividendos, proteção ao acionista minoritário, elevado padrão de governança corporativa e atuação em energias renováveis.

Dessa forma, as empresas selecionadas apresentaram lucro líquido em todos os anos entre 2015 e 2025, indicando solidez operacional. Além disso, possuíam histórico de dividendos superior à metade da média do setor nos últimos 10 anos, evidenciando capacidade de geração de caixa e remuneração ao acionista. Também foi exigido *tag along* de 100%, garantindo proteção ao minoritário, e listagem no Novo Mercado da B3, assegurando elevados padrões de

governança. Por fim, as empresas deveriam atuar em energias renováveis, especialmente solar, alinhando-se à proposta sustentável do estudo.

Com a aplicação sucessiva dos critérios estabelecidos foram selecionadas ações de três empresas do setor elétrico: CPFE3 (CPFL Energia S.A.), CPLE3 (Companhia Paranaense de Energia – Copel) e EGIE3 (ENGIE Brasil Energia S.A.).

Quanto aos valores aportados em cada uma das empresas, considerando que todas apresentam capitalização de mercado bilionária, optou-se pela divisão igualitária dos recursos entre os ativos selecionados. Essa estratégia busca evitar a concentração excessiva em uma única empresa, garantindo maior equilíbrio na composição da carteira e reduzindo o risco específico (não sistemático). Além disso, a alocação em partes iguais permite uma comparação mais consistente do desempenho individual das empresas ao longo do período analisado, sem que diferenças de peso distorçam os resultados agregados do portfólio.

Dessa forma, apurou-se o valor médio das ações das três empresas analisadas, considerando-se a aplicação de R\$ 19.832,40 nesse conjunto de ativos. Em dezembro de 2025, o preço médio das ações correspondia a R\$ 32,58. Portanto, seria possível adquirir, em termos teóricos, 608,73 ações.

4.2.2. Projeção de Dividendos e Valorização

Para projetar a valorização e a geração de dividendos da carteira ao longo de 25 anos, utilizou-se a Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR). Segundo Reis (2025), esse indicador mede a taxa média de

crescimento de um investimento ao longo do tempo, considerando o efeito dos juros compostos. Seu cálculo é dado por:

$$CAGR = \left(\frac{V_f}{V_i}\right)^{(1/n)} - 1$$

em que:

V_f : Valor final;

V_i : Valor inicial;

n: Número de períodos.

Considerando um período de 25 anos, o preço médio das ações passou de R\$ 5,08 para R\$ 32,58, resultando em um CAGR de 8,05% ao ano. Com base nessa taxa, projetou-se o valor futuro das ações para 25 anos, alcançando aproximadamente R\$ 225,59 por ação, evidenciando o efeito significativo da capitalização composta no longo prazo.

Após a projeção dos preços, foram estimados os proventos com base no *dividend yield* médio de 8,42% ao ano dos últimos 10 anos. Aplicando esse percentual aos valores projetados, foram obtidos os dividendos anuais por ação ao longo dos 25 períodos. Os proventos acompanham a valorização das ações, passando de R\$ 2,74 por ação (com preço de R\$ 32,58) para R\$ 19,00 no 25º ano, quando o valor projetado atinge R\$ 225,59. Esse resultado reflete o efeito combinado do crescimento do capital e da manutenção de um rendimento percentual constante.

Assim, o investimento em ações demonstra potencial tanto de valorização patrimonial quanto de geração crescente de renda

passiva ao longo do tempo.

4.2.3. Análise de Viabilidade Econômica do Investimento em Ações com Reinvestimento de Dividendos e com Alienação Final dos Ativos

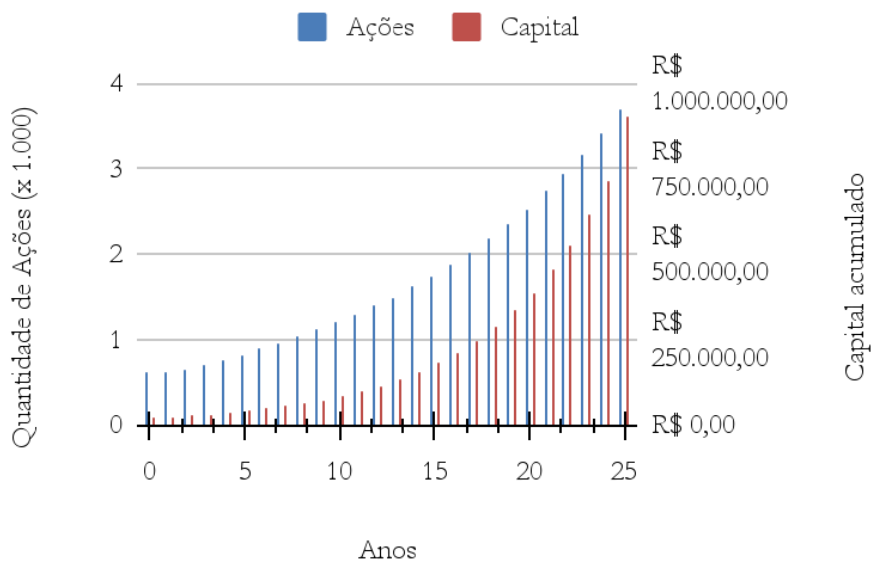
Nesta análise, considerou-se a estratégia de reinvestimento integral dos dividendos ao longo de 25 anos, ampliando progressivamente a base de capital e potencializando o efeito dos juros compostos.

Como resultado, o valor acumulado ao final do período atingiu R\$ 901.780,88, evidenciando crescimento expressivo do capital ao longo do tempo. Esse comportamento demonstra o impacto da capitalização composta quando os rendimentos são reinvestidos de forma contínua em horizontes de longo prazo.

Adotando-se a TMA de 12,85% ao ano, o VPL obtido foi de R\$ 24.077,39, indicando geração de valor acima do custo de oportunidade do capital. A TIR estimada foi de 16,50% ao ano, superior à TMA, confirmando a viabilidade econômica da estratégia sob as premissas adotadas.

O Gráfico 2 apresenta a evolução do número de ações e do capital acumulado ao longo dos 25 anos de investimento.

Gráfico 2 - Quantidade de ações e valores de capital acumulados



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Em síntese, o reinvestimento dos dividendos potencializou o efeito da capitalização composta e elevou significativamente o montante final acumulado. No entanto, trata-se de uma estratégia essencialmente voltada à formação de patrimônio, com retorno concentrado no longo prazo, exigindo horizonte temporal extenso e menor necessidade de liquidez durante o período de investimento.

4.2.4. Análise de Viabilidade Econômica do Investimento em Ações Utilizando os Dividendos para Pagar a Fatura de Energia

Nesta análise, considerou-se o mesmo investimento inicial de R\$ 19.832,46 aplicado nas ações selecionadas, sem reinvestimento dos dividendos. Nesse cenário, os proventos anuais são mantidos como fluxo de caixa disponível ao investidor, enquanto a venda integral dos ativos ocorre ao final do 25º ano.

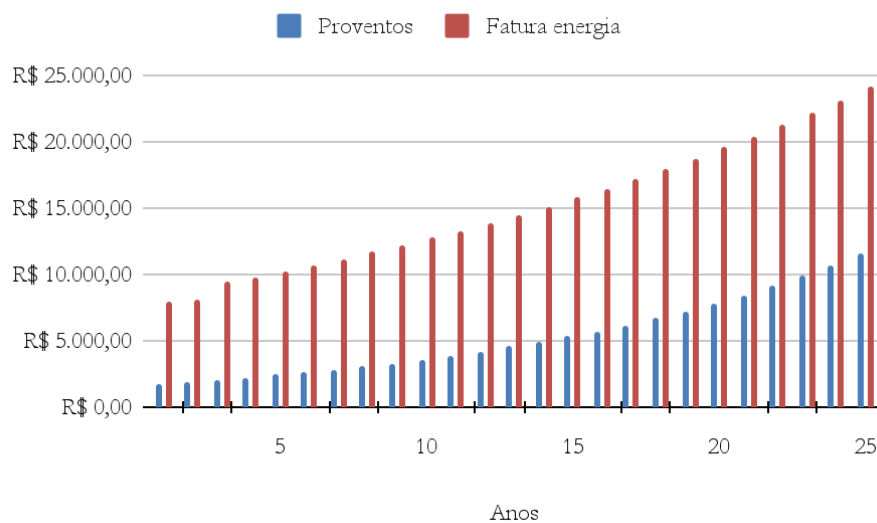
Os fluxos de caixa incluem os dividendos anuais e, no último período, o valor de alienação das ações acrescido do dividendo do ano. A partir da multiplicação dos proventos por ação pela quantidade detida em carteira, observou-se crescimento gradual dos dividendos ao longo do tempo, com maior concentração no

último ano. Ao final do período, o capital acumulado atingiu R\$ 137.320,96.

Com a TMA de 12,85% ao ano, o VPL foi de R\$ 11.759,60, enquanto a TIR estimada foi de 17,15% ao ano, levemente superior à do cenário com reinvestimento. Apesar disso, o valor final acumulado é significativamente menor, evidenciando a perda do efeito de capitalização composta.

Adicionalmente, embora os dividendos possam ser destinados ao pagamento da conta de energia, verificou-se que, isoladamente, não são suficientes para acompanhar o crescimento das tarifas ao longo do período, podendo exigir consumo do capital investido e reduzir o potencial de acumulação. O Gráfico 3 apresenta a evolução dos proventos e das faturas de energia ao longo de 25 anos.

Gráfico 3 - Valores de proventos e de faturas de energia



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.2.5. Análise de Viabilidade Econômica do Investimento em Ações Utilizando os Dividendos e Capital para Pagar a Fatura de Energia

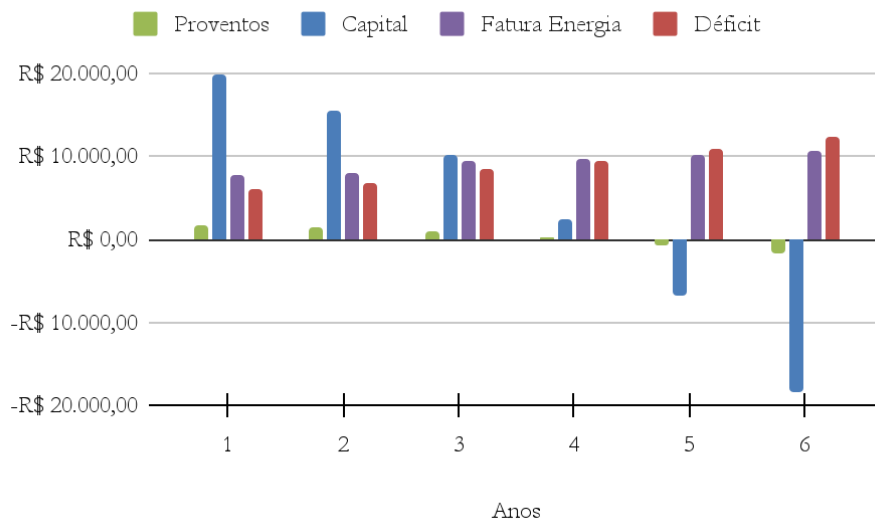
Nesta análise, considerou-se o investimento inicial de R\$ 19.832,46 aplicado nas ações selecionadas, adotando-se como estratégia a utilização integral dos proventos para o pagamento da fatura anual de energia elétrica. Nos períodos em que os dividendos não foram suficientes para cobrir integralmente essa despesa, foi necessária a venda parcial dos ativos para complementar o valor devido.

Diferentemente do cenário anterior, em que o capital era preservado, neste modelo ocorre retirada contínua de recursos da carteira, tanto pelos proventos quanto pela alienação de ações. Assim, os fluxos de caixa refletem a economia obtida com o pagamento da energia via carteira, porém com redução progressiva do capital investido quando há insuficiência de dividendos.

Os resultados indicaram que, embora inicialmente a estratégia se mantenha viável, o aumento da despesa energética e a limitação dos proventos levam à descapitalização gradual. A redução do capital diminui a geração futura de dividendos, intensificando a necessidade de novas vendas e criando um efeito cumulativo negativo.

Logo nos primeiros anos de investimento, observou-se a exaustão total do capital investido, com inviabilização da estratégia antes do término do período. O comportamento do fluxo evidencia uma espiral de consumo patrimonial, decorrente do descompasso entre o crescimento das tarifas de energia e a capacidade de geração de renda da carteira. O Gráfico 4 mostra que, já no quinto período, o capital é totalmente consumido, eliminando a geração de proventos.

Gráfico 4 - Projeção de valores de proventos, capital, fatura de energia e *déficit*



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Sob a TMA de 12,85% ao ano, o cenário apresenta VPL negativo e ausência de TIR economicamente válida, indicando destruição de valor e inviabilidade da estratégia nas premissas adotadas.

Do ponto de vista financeiro, a principal limitação está no uso de um ativo para financiar uma despesa crescente. A rigidez da conta de energia e a limitação dos proventos comprometem a sustentabilidade da estratégia. Diferentemente do sistema fotovoltaico, que elimina a despesa de forma estrutural, a carteira de ações depende do mercado e pode exigir venda de ativos para manter o equilíbrio financeiro.

Conclui-se que a estratégia é economicamente inviável no horizonte analisado, devido à descapitalização progressiva e à perda do efeito de capitalização composta.

4.2.6. Análise de Risco e Volatilidade

O investimento em ações do setor elétrico brasileiro é geralmente considerado defensivo, devido à previsibilidade de receitas, contratos

de longo prazo e demanda estável por energia. Apesar disso, não é isento de riscos.

O principal deles é o risco regulatório, já que o setor é fortemente controlado pela ANEEL e, mudanças em tarifas, regras ou encargos podem afetar diretamente a rentabilidade das empresas. Outro fator relevante é o risco hidrológico, especialmente em companhias com maior dependência de geração hidrelétrica, que podem ter custos elevados em períodos de escassez de água, ainda que parcialmente mitigados por contratos de longo prazo.

Também se destaca o risco financeiro, pois o setor exige alto nível de investimento e pode ser sensível a variações na taxa de juros, principalmente em empresas mais alavancadas. Embora essas ações apresentem menor volatilidade em relação ao mercado geral e sejam associadas a estratégias de dividendos, ainda estão sujeitas a oscilações decorrentes de fatores macroeconômicos e regulatórios.

Assim, trata-se de um investimento de risco moderado, com menor volatilidade relativa, mas inserido nas incertezas típicas do mercado acionário brasileiro.

4.3. Aspectos Não Financeiros

Quanto aos aspectos não financeiros, o sistema de geração distribuída fotovoltaica se destaca pelo benefício ambiental direto, ao reduzir o uso de fontes convencionais de energia e contribuir para a mitigação de emissões. Além disso, trata-se de um ativo físico instalado no imóvel, o que garante maior previsibilidade dos benefícios ao longo do tempo, embora com baixa liquidez.

As ações, por outro lado, apresentam elevada liquidez e maior flexibilidade na alocação de recursos, mas estão sujeitas às condições de mercado e à gestão das empresas, o que reduz o controle direto do investidor sobre os resultados.

4.4. Síntese dos Resultados

A análise desenvolvida permitiu comparar duas alternativas de investimento: a implantação de um sistema de geração distribuída fotovoltaica residencial e a aplicação de recursos em uma carteira de ações do setor elétrico brasileiro. Ambas foram avaliadas em um horizonte de 25 anos, com investimento inicial de R\$ 19.832,46 e considerando TMA de 12,85% ao ano, equivalente à média histórica da taxa Selic no período analisado.

No sistema fotovoltaico, observou-se elevada atratividade econômica, com VPL de R\$ 49.575,35 e TIR de 38,67% ao ano, valores significativamente superiores à TMA. Esses resultados refletem principalmente a economia gerada na fatura de energia elétrica e o impacto do aumento histórico das tarifas.

No investimento em ações, os resultados variaram conforme a estratégia adotada. No cenário com reinvestimento de dividendos, houve crescimento expressivo do patrimônio ao longo do tempo, impulsionado pela capitalização composta, com VPL de R\$ 24.077,39 e TIR de 16,50% ao ano. No cenário sem reinvestimento, a estratégia manteve a viabilidade, porém com menor crescimento patrimonial, apresentando VPL de R\$ 11.759,60 e TIR de 17,15% ao ano. Já no cenário em que os dividendos e capital foram utilizados para pagamento da conta de energia, verificou-se descapitalização progressiva e inviabilidade econômica ao longo do horizonte.

Além disso, o sistema fotovoltaico apresentou maior previsibilidade de resultados, enquanto as ações ofereceram maior liquidez e flexibilidade, porém com maior exposição a riscos de mercado e volatilidade. Assim, conclui-se que o sistema fotovoltaico se destaca pelo maior retorno percentual e estabilidade, enquanto as ações apresentam maior potencial de acumulação patrimonial no longo prazo, dependendo do perfil e dos objetivos do investidor.

A Tabela 2 apresenta uma comparação dos principais indicadores financeiros e aspectos qualitativos do sistema de geração distribuída fotovoltaica e dos diferentes cenários de investimento em ações do setor elétrico, permitindo uma análise comparativa das alternativas avaliadas.

Tabela 2 - Comparação dos indicadores econômico-financeiros e atributos qualitativos entre o sistema fotovoltaico e os cenários de investimento em ações do setor elétrico brasileiro

Critério	Sistema Fotovoltaico	Ações com Reinvestimento	Ações sem Reinvestimento	Ações Pagando Energia
VPL	R\$ 49.575,35	R\$ 24.077,39	R\$ 11.759,60	Negativo
TIR	38,67%	16,50%	17,15%	Inexistente
Preservação do Capital	Não preserva (ativo depreciável)	Preserva e amplia patrimônio	Preserva parcialmente	Não preserva
Liquidez	Baixa	Alta	Alta	Alta
Volatilidade	Baixa	Moderada	Moderada	Moderada
Previsibilidade de Fluxo	Alta	Moderada	Moderada	Baixa

Sustentabilidade Financeira	Alta	Alta	Moderada	Inviável
Benefício Ambiental	Alto	Indireto	Indireto	Indireto

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Em síntese, os resultados indicam que o sistema de geração distribuída fotovoltaica apresenta maior retorno percentual e previsibilidade dos fluxos econômicos. Já o investimento em ações do setor elétrico pode proporcionar maior potencial de acumulação patrimonial no longo prazo, especialmente com reinvestimento de dividendos. Assim, as alternativas diferem em características e desempenho, cabendo a escolha ao perfil do investidor, seus objetivos, horizonte temporal, tolerância ao risco e necessidade de liquidez.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo analisou e comparou a atratividade econômico-financeira e o risco-retorno entre duas formas de alocação de capital no setor elétrico brasileiro: a instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais e o investimento em ações de empresas do setor.

Os resultados indicaram que a geração distribuída fotovoltaica apresenta elevada atratividade econômica, com VPL positivo, TIR superior à TMA de 12,85% ao ano e retorno do investimento em prazo relativamente curto. Além disso, mostrou-se uma alternativa eficiente na redução de custos com energia elétrica ao longo do tempo.

Já o investimento em ações também se mostrou viável, especialmente com reinvestimento de dividendos, que potencializa o crescimento patrimonial. No entanto, apresentou menor retorno percentual em comparação ao sistema fotovoltaico e não foi suficiente, isoladamente, para cobrir integralmente os custos de energia no longo prazo, podendo levar à redução do capital investido.

A análise comparativa evidenciou ainda diferenças importantes de perfil: o sistema fotovoltaico oferece maior previsibilidade e estabilidade de retornos, enquanto as ações apresentam maior liquidez, flexibilidade e exposição à volatilidade do mercado.

Conclui-se que a escolha entre as alternativas depende não apenas da rentabilidade, mas também do perfil de risco e dos objetivos do investidor. De forma geral, a geração fotovoltaica tende a ser mais previsível e eficiente na redução de despesas, enquanto as ações oferecem maior flexibilidade, porém com maior risco.

Como contribuição, o estudo amplia a literatura ao comparar um ativo real e um ativo financeiro do mesmo setor sob a mesma base analítica. Como limitação, destacam-se as premissas adotadas e o recorte específico de consumo e empresas analisadas.

Para pesquisas futuras, sugere-se a ampliação dos cenários simulados, diferentes perfis de consumo e carteiras de investimento, além de análises de sensibilidade mais robustas com variações macroeconômicas e regulatórias.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRÃO, R. A. F. A geopolítica das energias renováveis: o Brasil em meio a um cenário global em transformação. *Monções: Revista de Relações Internacionais da UFGD*, v. 11, n. 22, p. 118–150, 2022. DOI: <https://doi.org/10.30612/rmufgd.v11i22.14541>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Base de tarifas das distribuidoras de energia elétrica. Brasília, 2026a. Portal Relatórios Abertos. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>. Acesso em: 25 jan. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Lista pública de cálculos tarifários. Brasília, 2026b. Ferramenta online. Disponível em: <https://calculostarifarios.aneel.gov.br/lista-publica>. Acesso em: 5 fev. 2026.

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

ASSAF NETO, A. *Mercado financeiro*. 14. ed. São Paulo: Atlas, 2018.

AZEVEDO, J. Q. Desempenho financeiro e política de dividendos de empresas do setor de energia elétrica listadas na B3. *Revista de Administração e Contabilidade da UNIFAT*, v. 17, n. 1, 2025. Disponível em: <https://reacfat.com.br/reac/article/view/368>. Acesso em: 5 fev. 2026.

B3. Consultas. 2026a. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/negociacao/renda-variavel/acoes/consultas/classificacao-setorial/. Acesso em: 26 jan. 2026.

B3. Empresas listadas. 2026b. Disponível em: https://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/negociacao/renda-variavel/empresas-listadas.htm. Acesso em: 5 fev. 2026.

CANAL SOLAR. Manutenção de placas solares: quando fazer e como funciona. 2025. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/manutencao-de-placas-solares/>. Acesso em: 5 fev. 2026.

CASARIN, R. Como funciona o seguro de placa solar? Portal Solar, 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/seguro-de-placa-solar>. Acesso em: 1 fev. 2026.

CASARIN, R. O que é cobrado na conta de luz? Conheça os componentes da tarifa de energia. Portal Solar, 2023. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/consumidor/o-que-e-cobrado-na-conta-de-luz-conheca-os-componentes-da-tarifa-de-energia/>. Acesso em: 5 fev. 2026.

CELESC. Tarifas de energia elétrica. 2026. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/tarifas-de-energia>. Acesso em: 23 jan. 2026.

CLARK, E. C. Fator de simultaneidade em residências com usina de energia solar fotovoltaica na cidade de Viçosa - MG. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2023. Disponível em: https://www3.dti.ufv.br/sig_del/consultar/download/475. Acesso em: 5 fev. 2026.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA (CONFAZ). Convênio ICMS nº 114, de 4 de agosto de 2023. 2023. Disponível em:

https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2023/CV114_23. Acesso em: 5 fev. 2026.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (CVM). TOP — Mercado de valores mobiliários brasileiro. 5. ed. Brasília, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/investidor/pt-br/educacional/publicacoes-educacionais/livros-cvm/cvm-livro_top_valores_mobiliarios_br_5ed.pdf. Acesso em: 15 jan. 2026.

CRUZ, R. C. Ações do setor elétrico: alternativas de investimento. 2021. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021. Disponível em: <http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/59315>

CUNHA JUNIOR, O. de S.; BAIDYA, T. K. N.; DALBEM, M. C.; SILVA, L. C. da. Avaliar a viabilidade de microgeração de energia solar fotovoltaica distribuída na cidade do Rio de Janeiro com o emprego de opções reais. In: SEGET – Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, 2017. Disponível em: <https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos17/522545.pdf>. Acesso em: 5 fev. 2026.

DILLI, M. de Ávila; BRITO, B. H. Análise do fator de simultaneidade em sistemas fotovoltaicos para prossumidores com diferentes padrões de consumo. Revista Sítio Novo, v. 9, e1578, 2025. DOI: <https://doi.org/10.47236/2594-7036.2025.v9.1578>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Escassez hídrica em 2021: diagnóstico e oportunidades para o planejamento da expansão da oferta de eletricidade. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-766/NT-EPE->

DEE-DEA-001-

2023_Escassez_Hidrica_2021_Diagnostico_e_Oportunidades.pdf.

Acesso em: 5 fev. 2026.

FERNANDES, J. E. S.; BELCHIOR, F. N.; FONSECA, M. N.; NETO, D. P.; DOMINGOS, J. L.; AIRES, F. L. Relação entre o fator de simultaneidade e a viabilidade econômica em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Observatório de la Economía Latinoamericana, v. 23, n. 2, e8968, 2025. DOI: <https://doi.org/10.55905/oelv23n2-055>

GIL, A. C. Como elaborar projetos de pesquisa. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

LIMA NETA, R. M. de; TEIXEIRA, V. A.; PEDROSA FILHO, M. H. de O.; AQUINO, R. R. B. de; LIRA, M. M. da S.; SOUZA, M. A. Análise de desempenho através do performance ratio de usinas fotovoltaicas na mesma latitude. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS), 2022. p. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2022.1169>

LOIOLA, V. Consumo TUSD: entenda tudo sobre o consumo TUSD na sua conta de luz. Portal Solar, 19 jun. 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/consumo-tusd>. Acesso em: 26 fev. 2026.

MARTINS, A. Qual é a vida útil do inversor fotovoltaico? Canal Solar, 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/qual-e-a-vida-util-do-inversor-fotovoltaico/>. Acesso em: 5 fev. 2026.

MARIANO, J. D.; URBANETZ JUNIOR, J. A geração fotovoltaica e sua contribuição energética e deslocamento da demanda na sede centro da UTFPR. In: Congresso Brasileiro de Geração Distribuída (CBGD), 2., 2017, Fortaleza, CE. Disponível em: <https://utfpr-ct-static->

content.s3.amazonaws.com/utfpr.curitiba.br/wp-content/uploads/sites/85/2017/12/Artigo_CBGD_Mariano-e-Urbanetz.pdf. Acesso em: 5 fev. 2026.

ODA, G. Depreciação contábil e diferença fiscal. AfixCode, 2025. Disponível em: <https://www.afixcode.com.br/blog/depreciacao-contabil-diferenca-fiscal/>. Acesso em: 5 fev. 2026.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (orgs.). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL; CRESESB, 2014. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 5 fev. 2026.

PORTAL SOLAR. Quanto tempo duram os painéis solares? 2026. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-tempo-duram-os-paineis-solares>. Acesso em: 18 fev. 2026.

REIS, T. CAGR: o que é e qual sua importância nos investimentos? 2025. Disponível em: <https://www.suno.com.br/artigos/cagr/>. Acesso em: 18 fev. 2026.

SANTOS, G. Seguro protege painel solar de eventos climáticos, incêndio e roubo; veja preços e como contratar. InfoMoney, 2023. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/minhas-financas/seguro-protege-painel-solar-de-eventos-climaticos-incendio-e-roubo-veja-precos-e-como-contratar/>. Acesso em: 15 fev. 2026.

SILVA, F. P. da. Dimensionamento e análise financeira de uma usina fotovoltaica residencial em Varginha/MG. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Centro

Universitário do Sul de Minas (UNIS), Varginha, 2023. Disponível em: <http://repositorio.unis.edu.br/handle/prefix/2678>

VIEIRA, A. S. Análise de viabilidade técnica e econômica na implantação de usina solar em residência: um estudo de caso numa residência na cidade de Uiraúna-PB. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA), 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/13080>. Acesso em: 15 fev. 2026.

WEG SOLAR. Qual é a vida útil de uma placa solar? 2025. Disponível em: <https://www.weg.net/solar/blog/qual-e-a-vida-util-de-uma-placa-solar/>. Acesso em: 5 fev. 2026.

¹ Mestrando em Administração pela Must University. E-mail: [acesse o artigo original para visualizar o e-mail](#)

² Doutora em Administração pela Universidade Nove de Julho - UNINOVE. E-mail: [acesse o artigo original para visualizar o e-mail](#)