



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS (UFG)
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO (EMC)
ENGENHARIA ELÉTRICA

FRANCO BERNARDES GUERRA JUNIOR

Análise Financeira de Sistema Fotovoltaico do Grupo Tarifário B no contexto da Lei 14300/2022

GOIÂNIA - GO

2026



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar o produto final, o autor e o orientador firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nome(s) completo(s) do(a)(s) autor(a)(es)(as): Franco Bernardes Guerra Júnior

Título do trabalho: Análise Financeira de Sistema Fotovoltaico do Grupo Tarifário B no Contexto da Lei 14.300/2022

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Enes Goncalves Marra, Professor do Magistério Superior**, em 30/06/2026, às 10:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Franco Bernardes Guerra Junior, Discente**, em 30/06/2026, às 10:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6299786** e o código CRC **5B4A9396**.

Referência: Processo nº 23070.012890/2026-11

SEI nº 6299786

FRANCO BERNARDES GUERRA JUNIOR

Análise Financeira de Sistema Fotovoltaico do Grupo Tarifário B no contexto da Lei 14300/2022

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG), como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração:

Orientador(a): Dr. Enes Gonçalves Marra

GOIÂNIA

2026

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Junior, Franco Bernardes Guerra

Análise Financeira de Sistema Fotovoltaico do Grupo Tarifário B no contexto da Lei 14300/2022 [Artigo] / Franco Bernardes Guerra Junior. - 2026.

XII, 13 f.: 2026

Orientador: Prof. Dr. Enes Gonçalves Marra

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2026.

1. Geração Distribuída. 2. Sistema Fotovoltaico. 3. Fator de Simultaneidade. 4. Fio B. 5. Lei 14.300/2022.

I. Marra, Enes Gonçalves , orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos trinta dias do mês de junho do ano de dois mil e vinte seis, às dezesseis horas, iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “Análise Financeira de Sistema Fotovoltaico do Grupo Tarifário B no contexto da Lei 14300/2022”, de autoria de **Franco Bernardes Guerra Júnior**, Matrícula 202004794, do curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da UFG. Os trabalhos foram instalados pelo Prof. Enes Gonçalves Marra - Orientador (EMC/UFG) com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Profa. Ana Cláudia Marques do Valle (EMC/UFG) e Prof. José Wilson Lima Nerys (EMC/UFG). Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição do discente. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora reuniu-se para deliberar e atribuiu a nota final de **10,0** (dez), tendo sido o TCC considerado **aprovado**.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Enes Gonçalves Marra, Professor do Magistério Superior**, em 30/06/2026, às 16:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Jose Wilson Lima Nerys, Professor do Magistério Superior**, em 30/06/2026, às 17:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ana Claudia Marques Do Valle, Professor do Magistério Superior**, em 30/06/2026, às 17:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6299234** e o código CRC **9F4325BD**.

Análise Financeira de Sistema Fotovoltaico do Grupo Tarifário B no contexto da Lei 14300/2022

Franco Bernardes Guerra Junior
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação - UFG

Resumo— A geração distribuída fotovoltaica consolidou-se como uma das principais alternativas para consumidores que buscam reduzir seus gastos com energia elétrica, porém sua viabilidade econômica depende de fatores regulatórios e tarifários que se intensificaram após a Lei nº 14.300/2022. Este trabalho apresenta um estudo de caso de análise financeira de um sistema fotovoltaico de geração distribuída para um consumidor residencial do grupo tarifário B localizado em Goiânia, com consumo de 2000 kWh mensais, avaliando a influência do fator de simultaneidade sobre a atratividade do investimento. Foram considerados a cobrança progressiva da TUSD Fio B, as bandeiras tarifárias e os tributos vigentes, dimensionando-se uma usina de 16,875 kWp com investimento inicial de R\$ 40.000,00. A avaliação econômica empregou indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Índice Benefício/Custo (IBC), Retorno sobre o Investimento (ROI), Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA), Taxa de Lucratividade, Payback descontado e o Custo Nivelado de Energia (LCOE). Os resultados apontaram um LCOE de R\$ 0,1734/kWh, cerca de cinco vezes inferior à tarifa praticada pela concessionária, além de um payback entre 1,83 e 2,21 anos e economia ao final da vida útil variando de R\$ 135.619 a R\$ 188.957, conforme o fator de simultaneidade entre 10% e 90%. Constatou-se que o investimento permanece viável em todos os cenários analisados, sendo a atratividade diretamente proporcional ao fator de simultaneidade, dada a menor incidência do Fio B sobre a energia injetada na rede.

Palavras-chave— Geração distribuída; Sistema fotovoltaico; Fator de simultaneidade; Fio B; Lei 14.300/2022; Análise financeira.

Abstract— Distributed photovoltaic generation has become one of the main alternatives for consumers seeking to reduce their electricity expenses; however, its economic feasibility depends on regulatory and tariff factors that intensified after Law No. 14.300/2022. This paper presents a case study on the financial analysis of a distributed photovoltaic system for a residential consumer in the B tariff group located in Goiânia, with a monthly consumption of 2000 kWh, assessing the influence of the simultaneity factor on the investment attractiveness. The progressive charging of the TUSD Wire B (Fio B), the tariff flags, and the applicable taxes were taken into account, sizing a 16.875 kWp plant with an initial investment of R\$ 40,000.00. The economic evaluation employed indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Benefit/Cost Index (BCI), Return on Investment (ROI), Additional Return on Investment (ROIA), Profitability Rate, discounted Payback, and the Levelized Cost of Energy (LCOE). The results indicated an LCOE of R\$ 0.1734/kWh, about five times lower than the utility tariff, as well as a payback between 1.83 and 2.21 years and savings at the end of the system lifetime ranging from R\$ 135,619 to R\$ 188,957, according to the simultaneity factor between 10% and 90%. The investment remained feasible in all analyzed scenarios, with attractiveness directly proportional to the

simultaneity factor, given the lower incidence of the Wire B charge on the energy injected into the grid.

Index Terms— Distributed generation; Photovoltaic system; Simultaneity factor; Wire B (Fio B); Law 14.300/2022; Financial analysis.

I. INTRODUÇÃO

No cenário energético brasileiro, a geração distribuída tem se consolidado como uma das principais alternativas para consumidores residenciais, comerciais e industriais que buscam reduzir seus custos com energia elétrica e ampliar sua autonomia frente às concessionárias de distribuição.

A viabilidade econômica desses investimentos, contudo, é condicionada por diversos fatores técnicos, regulatórios e tarifários que influenciam diretamente o fluxo de caixa do empreendimento ao longo de sua vida útil. Entre esses fatores, destaca-se o fator de simultaneidade, definido como a parcela da energia gerada que é consumida instantaneamente pela unidade consumidora no próprio momento da geração. Diante das alterações regulatórias implementadas nos últimos anos no setor elétrico nacional, a análise desse parâmetro tornou-se ainda mais relevante para a avaliação da atratividade econômica dos projetos fotovoltaicos.

Mecanismos como as bandeiras tarifárias, que sinalizam as condições de geração do Sistema Interligado Nacional e a eventual necessidade de despacho de usinas termelétricas em períodos de escassez hídrica, também podem alterar de forma significativa os custos da energia ao longo do tempo. Por essa razão, a incorporação desses mecanismos é indispensável a uma análise financeira mais realista e aderente às condições efetivamente enfrentadas pelos consumidores.

As mudanças regulatórias introduzidas pela Lei nº 14.300/2022 estabeleceram novas condições para a compensação da energia injetada na rede, com destaque para a incidência da parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição denominada Fio B, cobrada proporcionalmente à energia injetada. Tal alteração amplia a importância de se avaliar o impacto desse componente tarifário sobre os resultados econômicos dos sistemas fotovoltaicos.

Nesse contexto, torna-se necessário o desenvolvimento de estudos que avaliem, de forma integrada, os múltiplos fatores que afetam a rentabilidade dos sistemas fotovoltaicos. Análises que articulem aspectos regulatórios, tarifários e operacionais mostram-se, portanto, essenciais para subsidiar de maneira mais consistente a tomada de decisão, visto também a ausência de estudos e análises que consideram todos estes fatores que são importantes no cenário atual.

A partir dessa motivação, o presente trabalho apresenta um estudo de caso dedicado à análise financeira de um sistema de geração distribuída fotovoltaica, com ênfase na influência do fator de simultaneidade sobre a viabilidade econômica do investimento. Foram avaliados diferentes cenários de simultaneidade, de modo a verificar como variações no percentual de autoconsumo repercutem nos resultados financeiros do projeto. Adicionalmente, incorporaram-se os efeitos das bandeiras tarifárias e da incidência do componente Fio B, com o intuito de representar com maior fidelidade as condições reais de faturamento da unidade consumidora.

A avaliação econômica foi conduzida com base em indicadores amplamente empregados em análises de investimentos, entre os quais o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Retorno sobre o Investimento (ROI), o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA), o Payback descontado e demais métricas de risco e retorno aplicáveis ao setor energético. Calculou-se, ainda, o Custo Nivelado de Energia (Levelized Cost of Energy – LCOE), indicador que expressa o custo médio de produção de energia ao longo da vida útil do sistema e permite comparar sua competitividade frente à energia fornecida pela concessionária.

Os resultados obtidos permitem identificar a sensibilidade dos indicadores financeiros às variações do fator de simultaneidade, bem como quantificar os impactos das bandeiras tarifárias e da cobrança do Fio B sobre a rentabilidade do empreendimento. Dessa maneira, o estudo contribui para aprofundar a compreensão dos fatores que condicionam a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no atual contexto regulatório brasileiro, oferecendo subsídios relevantes a consumidores, investidores, projetistas e pesquisadores da área de geração distribuída.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Horas de Sol Pleno

A estimativa do potencial energético solar de uma região recorre ao parâmetro denominado Horas de Sol Pleno (HSP), que corresponde ao número de horas diárias em que, naquela localidade, a irradiância solar equivale a 1000 W/m² [1]. Esse fator subsidia o cálculo da potência total de módulos fotovoltaicos necessária para atender ao consumo energético da unidade consumidora, seja ela residencial, comercial ou industrial. O valor do HSP de uma localidade varia em função da latitude e da proximidade da Linha do Equador, das estações do ano, da altitude e da inclinação dos módulos em relação ao plano solar. Para a cidade de Goiânia, situada no estado de Goiás, na região Centro-Oeste do Brasil, adotada na simulação com inclinação de 0° em relação ao plano horizontal, obtêm-se os valores mensais de Horas de Sol Pleno apresentados na Tabela 1.

2.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento do sistema fotovoltaico a partir do consumo energético estipulado utiliza os dados meteorológicos da localidade de instalação e um fator de

desempenho da usina, adotado em 75%; a literatura registra valores típicos entre 70% e 80%, conforme a localização do empreendimento [2]. Com isso, determina-se a potência mínima da usina fotovoltaica necessária para suprir a demanda energética da residência, de acordo com a Equação 1.

$$P_{FV} = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{\left(\frac{HSP_{MA}}{MDM}\right)} \quad (1)$$

Em que E representa a demanda energética mensal da unidade consumidora, TD o fator de desempenho da usina fotovoltaica, HSP a média anual das Horas de Sol Pleno da localidade escolhida e MDM a média de dias por mês ao longo do ano. Como a equação pode resultar em valores fracionários, incompatíveis com a quantidade inteira de módulos, arredonda-se para cima a razão entre a potência fotovoltaica requerida e a potência nominal do módulo selecionado, obtendo-se assim a potência efetiva do sistema e o número de módulos a serem instalados.

2.3 Composição da Tarifa de Energia

Para os consumidores do grupo B, o valor do kWh resulta da soma das parcelas de Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE). Sobre esse montante incidem ainda tributos (PIS, COFINS e ICMS), a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP), definidos individualmente por estado e concessionária mas nesta análise não foram considerados, e as bandeiras tarifárias, cujos valores e períodos de incidência, assim como a própria tarifa de energia, são estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)[3].

Nas unidades que dispõem de geração distribuída, cobra-se sobre o kWh apenas uma fração da TUSD, denominada Fio B, uma vez que o consumidor não utiliza integralmente o sistema de distribuição, consumindo parte da própria energia no instante da geração. Assim, a tarifa de energia aplicável aos clientes do grupo B sem geração fotovoltaica é definida conforme a Equação 2.

$$R\$/kWh_{FINAL} = \frac{TE + TUSD}{(1 - \%PIS - \%COFINS) * (1 - \%ICMS)} \quad (2)$$

2.4 Fator de Simultaneidade

O fator de simultaneidade é definido como a razão entre a energia consumida instantaneamente e a energia fotovoltaica gerada pela própria unidade prosumidora [4]. Esse fator influencia diretamente a incidência do Fio B sobre a fatura, pois, quanto maior a simultaneidade, menor a quantidade de energia injetada na rede e, consequentemente, menor o volume de energia posteriormente demandado da concessionária fora dos períodos de geração. Sua formulação corresponde à fração entre a energia consumida instantaneamente e a energia gerada, conforme a Equação 3.

Tabela 1: Dados Meteorológicos de Goiânia a 0° de inclinação

	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												
Meses do Ano	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Dias no Ano	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	31	30	30,5
Plano Horizontal	5,45	5,52	5,12	5,02	4,75	4,56	4,78	5,68	5,57	5,61	5,39	5,5	5,25

Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito, 2026

$$FS = \frac{E_{instantânea}}{E_{gerada}} \quad (3)$$

Em sistemas fotovoltaicos residenciais, esse fator tende a situar-se em torno de 40% [4], em virtude de um perfil de consumo com poucas cargas ativas durante os períodos de geração, que se concentram majoritariamente no período noturno. Tal característica reforça a necessidade de estratégias voltadas à redução da cobrança da TUSD Fio B ao longo do mês, as quais impactam diretamente o tempo de retorno do investimento.

2.5 Indicadores Financeiros

Em investimentos em sistemas fotovoltaicos, cuja vida útil é estimada em 25 anos, é fundamental conduzir a análise financeira com base em indicadores como o Payback, o Índice Benefício/Custo (IBC), o Retorno sobre o Investimento (ROI), o Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA) e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), esta última podendo ser referenciada à taxa Selic, a juros de empréstimos ou a investimentos alternativos. Tais parâmetros servem de comparação para a Taxa Interna de Retorno (TIR).

Esses indicadores têm como base o Valor Presente Líquido (VPL), apurado a partir de um fluxo de caixa descontado: quando o somatório dos VPLs é positivo ao final do horizonte de análise, o projeto é considerado atrativo. De forma complementar, o investimento também pode ser avaliado pela TIR, sendo atrativo sempre que esta superar a TMA.

2.6 Sobredimensionamento de Inversores Fotovoltaicos

O sobredimensionamento da potência instalada de módulos em relação à potência do inversor é uma técnica amplamente adotada para maximizar o aproveitamento da geração ao longo do dia, compensando fatores como a elevação de temperatura nos módulos e otimizando o uso das horas de sol pleno. Atualmente, os fabricantes admitem potências de módulos instaladas de até 50% acima da potência nominal do inversor [5], limite que depende da região de instalação, da incidência solar, da inclinação e da temperatura local. Esse fator é definido pela razão entre a potência total instalada de módulos e a potência nominal do inversor, conforme a Equação 4.

$$SS = \frac{P_{Total}}{P_{Inversor}} \quad (4)$$

Em que SS é o sobredimensionamento do sistema, P_{total} a potência de módulos a ser instalada e P_{inversor} a potência nominal do inversor fotovoltaico utilizado.

2.7 Fio B

Instituída pela Lei nº 14.300/2022, a cobrança do Fio B ocorre de forma progressiva a partir de 2022, conforme a Tabela 2, até atingir, em 2029, 100% da TUSD Fio B, patamar mantido até que sobrevenha nova regulamentação. Trata-se de uma cobrança monetária, por kWh, destinada a compensar o excedente injetado na rede da concessionária e posteriormente reutilizado em outros períodos, seja quando a geração mensal é insuficiente para atender à demanda, seja quando há transferência de créditos de energia para outras unidades consumidoras.

Tabela 2: Porcentagem de Cobrança da TUSD Fio B por kWh

Ano	% da TUSD Fio B
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029 em diante	100%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022

Essa cobrança deixa de constar na fatura apenas quando a parcela por ela representada é inferior ao custo de disponibilidade definido pela ANEEL, equivalente a 30 kWh/mês para consumidores monofásicos e a 100 kWh/mês para consumidores trifásicos, nos termos da REN nº 1.000/2021[6].

2.8 Custo Nivelado de Energia(LCOE)

O Custo Nivelado de Energia (LCOE) é um instrumento empregado para determinar o custo de produção de 1 kWh ao longo de toda a vida útil da usina[7]. Trata-se de uma métrica útil para avaliar se é mais vantajoso utilizar a energia proveniente da rede de distribuição ou a gerada pela usina fotovoltaica instalada, podendo ser calculada conforme a Equação 5.

$$C = \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + OM \right] * \frac{Inv}{8760 * FC} \quad (5)$$

Nessa equação, C representa o custo de produção de 1 kWh, r a TMA do investimento, n o número de anos de vida útil da usina, OM o custo de operação e manutenção, adotado em 1% do investimento ao ano, Inv a razão entre o investimento inicial e a potência total do sistema e FC o percentual de perdas do sistema fotovoltaico instalado.

2.9 Bandeiras Tarifárias

Em razão das crises hídricas que afetam o Brasil em determinadas épocas do ano, a geração das usinas hidrelétricas é reduzida, exigindo o despacho de usinas termelétricas, cujo custo de produção por kWh é consideravelmente superior [8].

Esse acréscimo de custo é repassado aos consumidores finais por meio das bandeiras tarifárias, que assumem quatro patamares distintos ao longo do ano, sinalizados previamente pela ANEEL [9]: Verde, Amarela, Vermelha I e Vermelha II, destas apenas a Verde não implica acréscimo no valor do kWh. Cabe ressaltar que, para clientes com geração fotovoltaica, as bandeiras incidem somente sobre o consumo não compensado. Nesta análise, considerou-se a maior incidência das bandeiras nos respectivos meses dos dois últimos anos (2024 e 2025)[10], conforme a Tabela 3.

Tabela 3: Bandeiras Tarifárias em meses de maior incidência

Meses do Ano	Bandeira Tarifária
Jan	Verde
Fev	Verde
Mar	Verde
Abr	Verde
Mai	Amarela
Jun	Vermelha I
Jul	Vermelha I
Ago	Vermelha II
Set	Vermelha II
Out	Vermelha I
Nov	Vermelha I
Dez	Amarela

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022

2.10 Premissas

Para que a simulação não assumisse valores discrepantes da realidade ou de tendências históricas, adotaram-se previamente algumas premissas. Foram utilizados os valores vigentes de TUSD e TE para consumidores do grupo B[11], as bandeiras tarifárias definidas pela ANEEL para 2026 [12], o valor da TUSD Fio B, os tributos estaduais praticados pela concessionária e o reajuste anual da tarifa de energia conforme a meta de inflação estabelecida pelo Banco Central do Brasil (BCB) para 2026, de 4,5% [13]. Consideraram-se ainda os custos de manutenção da usina, abrangendo a limpeza dos módulos e uma reserva para eventuais intervenções, a substituição do inversor a cada dez anos, expressa como percentual do investimento inicial, e uma Taxa Mínima de Atratividade igual à taxa Selic de 14,5% [14], conforme a Tabela 4.

III.DESENVOLVIMENTO

Esta seção tem por objetivo detalhar a forma como foi conduzida a simulação da geração de energia fotovoltaica, bem como a análise financeira do investimento e a variação do fator de simultaneidade, considerando diferentes cenários.

3.1 Determinação do Kit Fotovoltaico

A primeira etapa consistiu na aplicação da Equação 1 para calcular a potência necessária do sistema fotovoltaico destinado a suprir a demanda de um cliente residencial em Goiânia, de 2000 kWh/mês, com a usina instalada em telhado. Adotaram-se dados de potencial solar para inclinação de 0°, uma vez que não é possível alterar a angulação de um telhado já construído

para atender à condição de 15°, que proporcionaria melhor rendimento.

Tabela 4: Premissas adotadas a partir da análise

Tarifa TE	R\$ 0,32414
Tarifa TUSD	R\$ 0,56767
Tarifa TUSD Fio B	R\$ 0,291857
Bandeira Amarela	R\$ 0,01885/kWh
Bandeira Vermelha I	R\$ 0,04463/kWh
Bandeira Vermelha II	R\$ 0,07877/kWh
PIS	0,3819%
COFINS	1,7701%
ICMS	19%
Meta da Inflação (2026)	4,5% a.a
Manutenção do sistema	1% do Investimento inicial
Substituição do inversor	20% do investimento inicial
TMA	14,5% a.a

Fonte: Autoria Própria, 2026

Com isso, obteve-se uma potência fotovoltaica de aproximadamente 16,653 kWp. Adotando-se o módulo JAM66D45-625/LB, da fabricante JA Solar, como referência e arredondando-se a quantidade de módulos para cima, chega-se a uma potência total instalada de 16,875 kWp, correspondente a 27 módulos.

Para essa potência instalada, com sobredimensionamento adotado de 40%, emprega-se um inversor de potência nominal de 12 kW, selecionando-se o modelo SIW400G T012 W0. Os módulos apresentam perda de eficiência de 1% no primeiro ano de instalação e de 0,4% ao ano nos períodos subsequentes, até o término dos 25 anos de vida útil, estabelecido de próprio fabricante [15].

3.2 Investimento Inicial

A aquisição do sistema é realizada exclusivamente por meio de integrador local, responsável técnico pela homologação do projeto junto à concessionária, pela compra do kit fotovoltaico e dos materiais complementares (cabos, dispositivos de proteção, quadros de distribuição, eletrodutos, hastes de aterramento, entre outros), bem como pela instalação e pelo acompanhamento do projeto até a troca do medidor por um modelo bidirecional, capaz de mensurar injeção e consumo, atribuição esta da concessionária de energia.

Após consulta a fornecedores locais, responsáveis por todos os procedimentos de homologação do sistema junto à rede de distribuição, definiu-se o descritivo do kit e a proposta mais vantajosa para o cliente, conforme a Tabela 5, com o pagamento integral previsto para após a substituição do medidor bidirecional da unidade consumidora.

Tabela 5: Potência total, investimento e prazo de instalação

kWp	Módulos	Inversor	Investimento
16,875	27 x 625W	12 kW	R\$ 40.000,00

Fonte: Autoria Própria, 2026

IV.RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos a partir da análise do sistema de geração fotovoltaica descrito anteriormente, para um consumo mensal de 2000 kWh, contemplando aspectos como o fator de simultaneidade, a incidência das bandeiras tarifárias e a avaliação financeira do investimento.

4.1 Desempenho do Sistema fotovoltaico

Conforme especificado pelos fabricantes dos módulos e do inversor, esses equipamentos apresentam perda de eficiência ao longo do tempo, decorrente da degradação dos componentes e de fatores como sujeira e temperatura. Assim, a usina registra perdas significativas no decorrer do período analisado, conforme a Tabela 6, que apresenta os valores de geração em três momentos distintos início, meio e fim da vida útil do sistema de 25 anos.

Tabela 6: Geração do Sistema Fotovoltaico em sua vida útil

Ano	Geração de Energia ao decorrer dos meses (kWh/mês)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2026	2138,27	2095,87	2008,8	1906,03	1863,63	1731,37	1875,4	2156,62	2185,35	2130,04	2114,73	2088,28
2035	2050,09	2009,44	1925,95	1827,42	1786,77	1659,97	1798,06	2067,68	2095,23	2042,2	2027,52	2002,16
2051	1922,74	1884,62	1806,32	1713,91	1675,79	1556,86	1686,37	1939,25	1965,08	1915,35	1901,58	1877,79

Fonte: Autoria Própria, 2026

A avaliação da perda de eficiência na geração é relevante pois quanto menor a produção da unidade prosumidora, maior a quantidade de energia requisitada da rede da concessionária para atender à demanda, o que impacta diretamente a cobrança sobre o consumo não compensado e a incidência do Fio B e das bandeiras tarifárias sobre a energia consumida.

4.2 Custo de Produção por kWh

Para determinar o custo de produção de 1 kWh nesta usina fotovoltaica, aplicaram-se à Equação 5 os valores anteriormente apresentados.

$$C = \left[\frac{0,145(1 + 0,145)^{25}}{(1 + 0,145)^{25} - 1} + 0,01 \right] * \frac{2.370,37}{8760 * 0,25}$$

$$C = 0,1734 \text{ R\$/kWh}$$

Verifica-se que o custo de produção de 1 kWh nesta usina é de R\$ 0,1734/kWh. Comparado à tarifa de energia estabelecida pela ANEEL, de R\$ 0,8918/kWh sem a incidência de tributos, o investimento mostra-se atrativo, dada a diferença de aproximadamente cinco vezes no custo, sem considerar os tributos e as bandeiras tarifárias incidentes ao longo da vida útil, cujo efeito também se reduz com o tempo.

4.3 Valores a Pagar para a Concessionária de Energia

A partir das premissas estabelecidas, observa-se que, mesmo após a instalação da usina, o consumidor não encerra o contrato com a concessionária e permanece obrigado a efetuar pagamentos à distribuidora, tais valores contudo reduzem-se de forma expressiva, dependendo sobretudo do fator de simultaneidade. As Figuras 1, 2 e 3 ilustram, em base anual, os valores que o consumidor pagaria à distribuidora na ausência de sistema fotovoltaico e aqueles efetivamente devidos com a geração instalada, para fatores de simultaneidade de 10%, 50% e 90%.

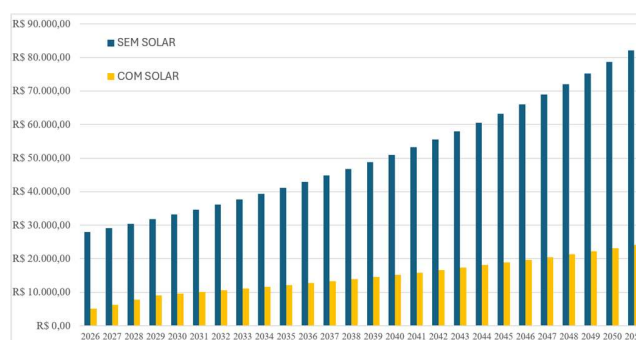


Figura 1: Comparativos anuais entre valores a pagar para a concessionária de energia para um FS de 10%

Observa-se que, mesmo com um fator de simultaneidade reduzido, o consumidor é capaz de economizar até 71% do montante que pagaria anualmente à concessionária na ausência do sistema fotovoltaico.

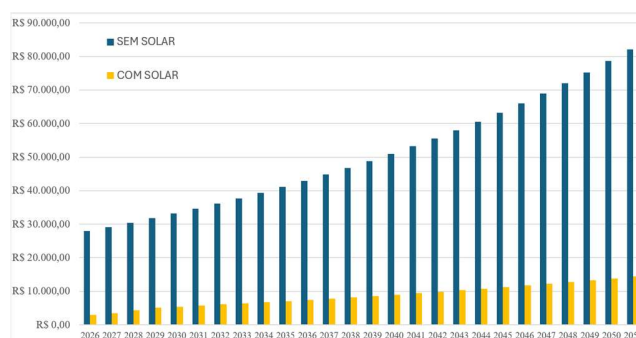


Figura 2: Comparativos anuais entre valores a pagar para a concessionária de energia para um FS de 50%

Para um fator de simultaneidade de 50%, a economia mostra-se ainda mais expressiva, uma vez que a quantidade de energia sujeita à incidência da TUSD Fio B é menor. Em consequência, os valores devidos à concessionária diminuem e o consumidor alcança uma economia de até 83% na fatura, majoritariamente associada à parcela do Fio B.

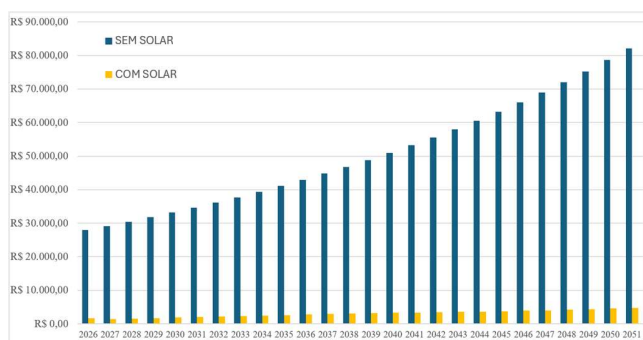


Figura 3: Comparativos anuais entre valores a pagar para a concessionária de energia para um FS de 90%

Quando o fator de simultaneidade atinge 90%, a economia aproxima-se de 94%, pois a parcela sujeita ao Fio B representa apenas 10% do consumo total, reflexo de um perfil em que o consumo se concentra nos períodos de geração. Nesse caso, os valores mensais devidos resumem-se em geral, ao custo de disponibilidade definido pela ANEEL em meses de menor irradiação, como maio e junho, há necessidade de utilizar créditos de energia para compensação, situação em que a parcela do Fio B assume valores próximos ao custo de disponibilidade. O resultado é uma fatura anual de aproximadamente R\$ 1.650,12 que, antes da instalação do sistema, seria de cerca de R\$ 27.948,26.

4.4 Cobrança do Fio B

A cobrança da TUSD Fio B representa parcela significativa do valor final da fatura dos consumidores com geração distribuída. Por essa razão, sua análise em um contexto de avaliação financeira, relacionada à variação do fator de simultaneidade, determinante para a definição dessa cobrança.

A análise iniciou-se com um fator de simultaneidade de 10%, posteriormente ajustado para 50% e 90%. Em cada cenário, apenas o percentual equivalente ao fator de simultaneidade correspondente da energia gerada é consumido instantaneamente, sendo o restante injetado na rede nos períodos em que se faz necessário recorrer à energia da concessionária para suprir a demanda, o consumidor é tarifado, em 2026 em 60% do valor da TUSD Fio B por kWh proveniente da rede, conforme a progressão estabelecida na Tabela 2.

As Figuras 4, 5 e 6 ilustram a representatividade da cobrança do Fio B na fatura de um consumidor com geração fotovoltaica, considerando o somatório de todas as faturas pagas ao longo do período analisado.

No primeiro cenário, com FS de 10%, o valor monetário do Fio B corresponde a aproximadamente 93,5% da fatura ao longo dos 25 anos; o restante decorre, majoritariamente, dos períodos de consumo não compensado, meses em que o saldo acumulado de créditos não foi suficiente para atender à demanda, e das bandeiras tarifárias, que incidem apenas sobre essa parcela não compensada.

No segundo cenário, com FS de 50%, o valor monetário do Fio B corresponde a aproximadamente 89,1% da fatura ao longo dos 25 anos.

A partir de 2029, quando a cobrança da TUSD Fio B atinge 100%, a fatura deixa de refletir exclusivamente a

incidência do Fio B. Isso ocorre porque, para esse fator de simultaneidade, em alguns meses de menor irradiação, como junho e julho, a geração é insuficiente para atender à demanda, sendo o kWh cobrado com o acréscimo da bandeira vigente sobre a parcela de consumo não compensado pelos créditos de energia gerados.

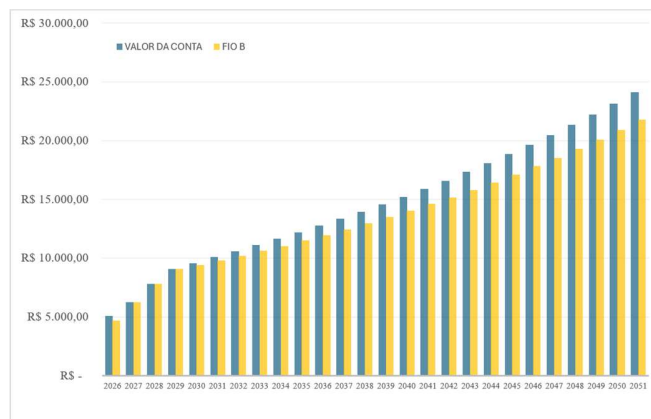


Figura 4: Fio B em R\$ com FS a 10% na vida útil do SFV

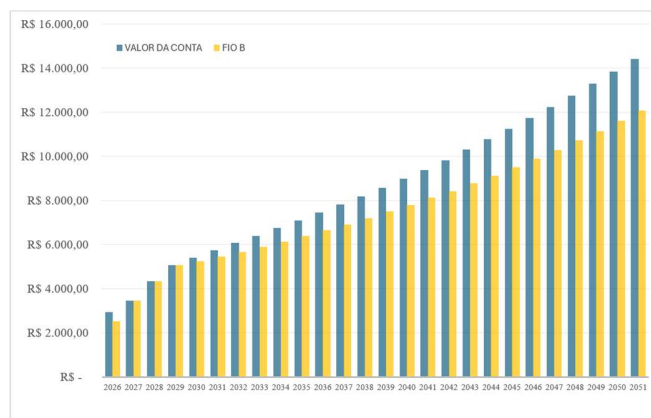


Figura 5: Fio B em R\$ com FS a 50% na vida útil do SFV

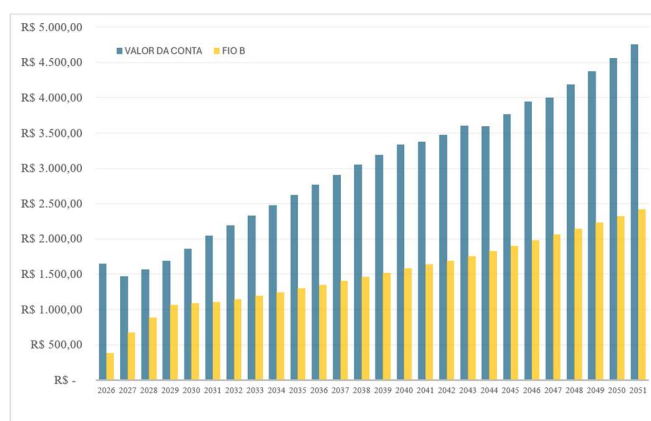


Figura 6: Fio B em R\$ com FS a 90% na vida útil do SFV

No terceiro cenário, com FS de 90%, observa-se que a fatura anual se reduz em até três vezes em relação ao primeiro cenário, redução acompanhada também pela menor participação do Fio B no valor devido. Como o consumo instantâneo é maior, em meses de baixa geração, como junho e

julho, os valores remanescentes correspondem essencialmente ao custo de disponibilidade definido pela ANEEL.

4.5 Fluxo de Caixa do Investimento

Constatou-se que o fator de simultaneidade afeta diretamente o fluxo de caixa do investimento, por ser proporcional à incidência do Fio B sobre a parcela de energia injetada na rede, o que reduz a economia obtida pelo consumidor que possui o sistema fotovoltaico.

As Figuras 7, 8 e 9 apresentam o fluxo de caixa para um mesmo investimento inicial e uma mesma produção de energia, variando-se apenas o fator de simultaneidade entre 10%, 50% e 90%. Evidencia-se que esse parâmetro altera o tempo de payback e a economia acumulada ao final da vida útil do investimento.

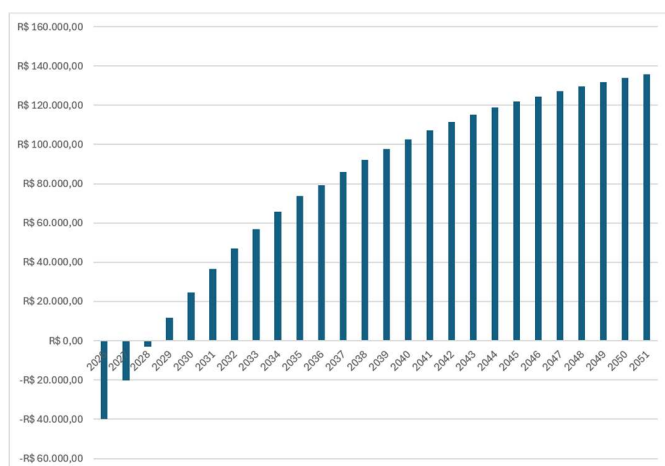


Figura 7: Fluxo de Caixa do SFV para um FS de 10%

Para um fator de simultaneidade de 10%, o payback do investimento ocorre em aproximadamente 2,21 anos, equivalentes a cerca de 2 anos, 2 meses e 15 dias, com economia acumulada ao final da vida útil dada pela soma dos valores presentes dos benefícios, de aproximadamente R\$ 135.619,00.

Em outras palavras, ao optar pela instalação do sistema, a unidade consumidora gera esse montante de benefícios ao longo dos 25 anos de vida útil.

Nesse cenário, com fator de simultaneidade de 50%, o payback ocorre em aproximadamente 1,95 anos, equivalentes a 1 ano, 11 meses e 12 dias. A economia acumulada ao final da vida útil atinge cerca de R\$ 164.423,00 valor superior em aproximadamente R\$ 28.800,00 ao do cenário de 10%, o que representa um acréscimo de cerca de 21% ao término do período.

Para um fator de simultaneidade de 90% o payback verifica-se em aproximadamente 1,83 anos, equivalentes a 1 ano, 9 meses e 29 dias com economia acumulada de cerca de R\$ 188.957,00. Comparativamente, há um acréscimo de R\$ 24.534,00 em relação ao cenário de 50%, correspondente a um aumento de aproximadamente 14,9%.

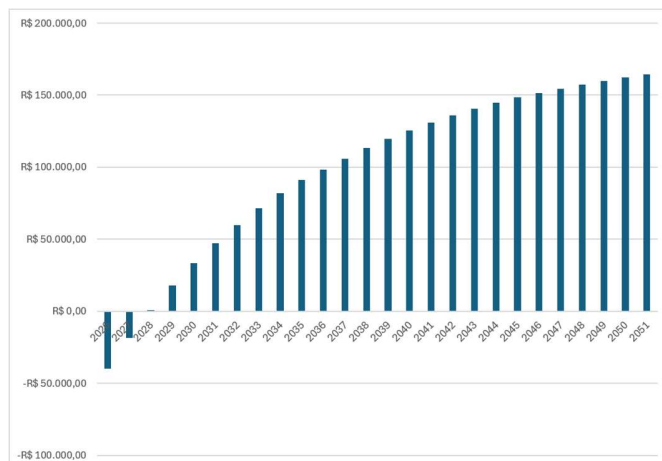


Figura 8: Fluxo de Caixa do SFV para um FS de 50%

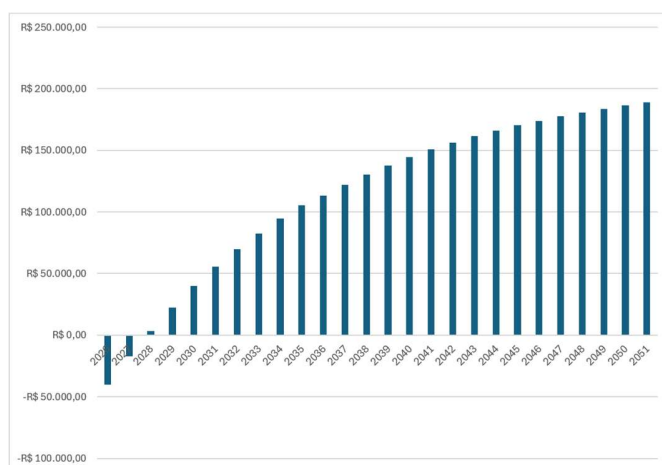


Figura 9: Fluxo de Caixa do SFV para um FS de 90%

Conclui-se que o payback do investimento nesta usina pode variar entre aproximadamente um ano e meio e dois anos e meio, conforme o perfil de consumo do usuário, definido pela quantidade de energia injetada sujeita à incidência do Fio B.

Esse perfil afeta diretamente a economia, proporcional ao aumento do fator de simultaneidade: quanto maior a simultaneidade, maiores os benefícios gerados e a economia do consumidor, pois se reduz o valor pago à concessionária, ampliando o retorno sobre o investimento e os valores acumulados ao final do período.

4.6 Análise Financeira

A análise financeira de um investimento recorre a diversas métricas para verificar se o investimento realizado é viável ou não a depender dos valores assumidos pelos indicadores de risco e retorno do investimento [16], várias delas sensíveis ao fator de simultaneidade do consumidor. O objetivo principal é avaliar a atratividade do investimento neste sistema fotovoltaico por meio de indicadores como o IBC, a Taxa Interna de Retorno (TIR), a Taxa de Lucratividade (TL), o ROI, o ROIA e o Payback.

O Índice Benefício/Custo (IBC) é o indicador que confronta os ganhos esperados de um investimento com o capital

inicialmente aplicado, conforme a Equação 6.

$$IBC = \frac{\text{Valor Presente dos Benefícios}}{\text{Valor presente do Investimento}} \quad (6)$$

Aplicando-se essa equação aos diferentes fatores de simultaneidade, de 10% a 90%, sobre os respectivos fluxos de caixa, obtém-se o gráfico de correlação entre o fator de simultaneidade e o IBC do investimento, apresentado na Figura 10.

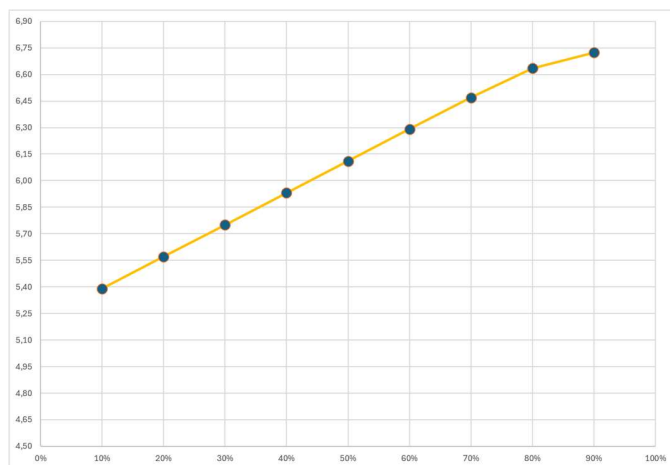


Figura 10: Correlação entre Fator de Simultaneidade e IBC

Quando o IBC de um projeto é superior a 1, o investimento é considerado viável [17], conforme o gráfico, para cada real investido o projeto remunera aproximadamente seis reais ao final do período, visto que o valor presente dos benefícios supera o dos investimentos.

Nesse caso, independentemente do valor do fator de simultaneidade, o IBC permanece superior a 1, evidenciando que o investimento nesta usina é financeiramente viável para qualquer perfil de consumo, tornando-se ainda mais atrativo nos perfis com elevado fator de simultaneidade.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) corresponde à taxa que anula o Valor Presente Líquido de todo o fluxo de caixa ao longo do tempo. Trata-se de um indicador adequado à análise de investimentos quando a TIR supera a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), o investimento é viável, caso contrário, recomenda-se rejeitá-lo [18]. Quanto maior a TIR em relação à TMA, maior a margem de retorno do projeto.

Aplicando-se a TIR, por meio do Microsoft Excel, aos fluxos de caixa do mesmo investimento inicial, variando-se apenas o fator de simultaneidade, obtém-se os valores que compõem o gráfico de correlação entre a TIR e o FS, apresentado na Figura 11.

Observa-se que, para qualquer valor do fator de simultaneidade, a Taxa Interna de Retorno mantém-se superior à Taxa Mínima de Atratividade adotada (14,5% a.a.). Portanto, sob a ótica da TIR, o investimento nesta usina é financeiramente viável.

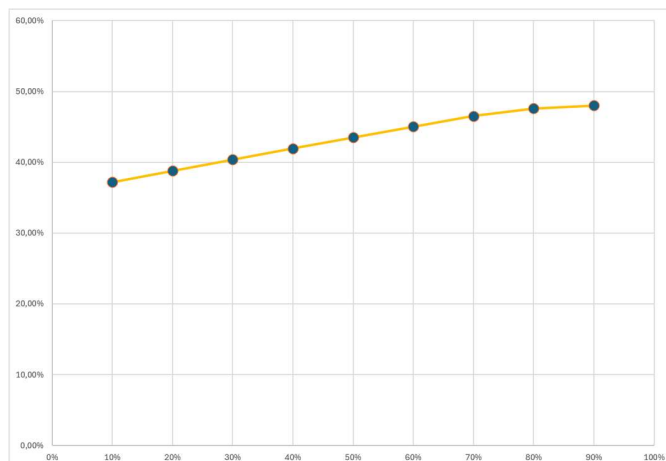


Figura 11: Correlação entre Fator de Simultaneidade e TIR

Para mensurar o lucro em relação ao investimento inicial, recorre-se à Taxa de Lucratividade, calculada conforme a Equação 7.

$$TL = \frac{\text{Soma dos VPs}}{\text{Investimento Inicial}} \quad (7)$$

Aplicando-se esse parâmetro ao fluxo de caixa, com variação dos fatores de simultaneidade, obtiveram-se os valores necessários à construção do gráfico de correlação entre a Taxa de Lucratividade e o fator de simultaneidade.

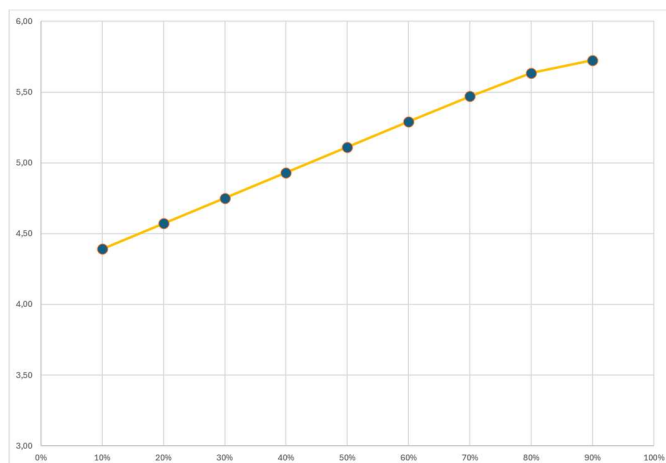


Figura 12: Correlação entre Fator de Simultaneidade e TL

A Taxa de Lucratividade expressa a capacidade de um projeto gerar lucro a partir de suas receitas. Pelo gráfico, verifica-se que, para qualquer valor do fator de simultaneidade, a Taxa de Lucratividade é elevada e proporcional ao FS, ou seja, quanto maior a simultaneidade, maior o lucro gerado em relação ao investimento. Sob essa ótica, o investimento mostra-se eficiente e satisfatório.

O Retorno Adicional sobre o Investimento (ROIA) representa a riqueza gerada por um projeto acima da TMA, indicando em termos percentuais quanto o investimento remunera o investidor além dessa taxa. Constitui boa métrica para avaliar a relação entre risco e retorno. Quando o ROIA é

muito próximo da TMA faz-se necessária uma análise mais aprofundada para verificar se o investimento compensa o risco assumido. No caso da geração fotovoltaica, em que os riscos associados são reduzidos, a avaliação restringe-se essencialmente ao custo de oportunidade frente à TMA, isto é, à conveniência de investir no sistema fotovoltaico em vez de manter o capital aplicado a uma taxa equivalente à TMA. Para tanto, calculou-se o ROIA a partir das premissas, variando-se os fatores de simultaneidade, o que permitiu construir o gráfico de correlação entre o FS e o ROIA, apresentado na Figura 13.

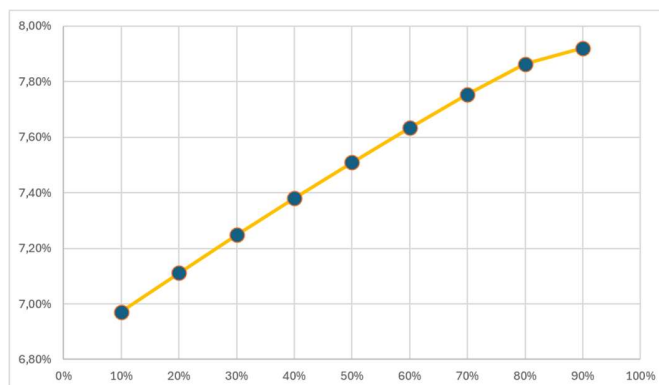


Figura 13: Correlação entre Fator de Simultaneidade e ROIA

Verifica-se, pelo gráfico de correlação, que, independentemente do fator de simultaneidade, o ROIA assume valores elevados, proporcionais ao aumento do FS. Assim, sob a métrica do ROIA, o investimento é vantajoso, remunerando, em média, 7,5% acima da TMA adotada (taxa Selic de 14,5% ao ano).

A última métrica empregada nesta análise é o ROI, que expressa a relação de Retorno sobre o Investimento, ou seja, o percentual de retorno obtido em relação ao capital aplicado [19]. Esse indicador pode assumir valores positivos ou negativos; quando positivo, indica que o investimento gerou retorno significativo, proporcional ao resultado alcançado, conforme a Equação 8.

$$ROI = \left(\frac{VPL}{Investimento\ Inicial} \right) * 100\% \quad (8)$$

Aplicando-se a Equação 8 ao investimento na usina fotovoltaica e variando-se o fator de simultaneidade, obtiveram-se os valores de ROI para os diferentes cenários, utilizados na construção do gráfico de correlação entre o FS e o ROI, apresentado na Figura 14.

Os resultados obtidos demonstram que, independentemente da variação adotada para o fator de simultaneidade, o Retorno sobre o Investimento (ROI) permaneceu positivo em todos os cenários analisados. Tal comportamento evidencia a robustez econômica do empreendimento fotovoltaico, uma vez que a viabilidade financeira do projeto é mantida mesmo diante de diferentes perfis de consumo da unidade consumidora. Além disso, a permanência de indicadores de retorno superiores à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) reforça a capacidade do sistema em gerar benefícios econômicos ao longo de sua vida útil, tornando o investimento atrativo sob a ótica financeira.

Dessa forma, verifica-se que as alterações no fator de simultaneidade influenciam a magnitude dos resultados econômicos, porém não são suficientes para comprometer a rentabilidade do projeto, que se mantém favorável em todas as condições avaliadas.

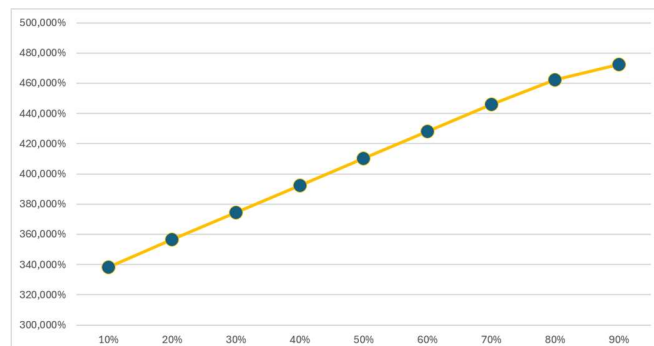


Figura 14: Correlação entre Fator de Simultaneidade e ROI

Por fim, avalia-se o payback do investimento, definido como o determinador do tempo necessário para que os benefícios gerados igualem o investimento inicial, com todos os valores trazidos a valor presente a uma TMA de 14,5% ao ano, ou seja, o tempo necessário para que o investimento realizado seja recuperado por meio dos benefícios gerados [20].

Esse tempo corresponde ao instante em que o VPL do investimento se iguala a zero. Pelo método do fluxo de caixa descontado com uma taxa mínima de atratividade igual a 14,5% comparando a economia obtida pelo investimento, obtiveram-se os tempos de payback em função do fator de simultaneidade da unidade consumidora para o sistema fotovoltaico dimensionado, conforme a Tabela 7.

Variando-se o fator de simultaneidade de 10% a 90%, em intervalos de 10%, obteve-se o payback do investimento em anos, cujos dados permitiram construir o gráfico de correlação entre o payback e o FS, apresentado na Figura 15.

Nota-se que o payback do investimento fotovoltaico é inversamente proporcional ao fator de simultaneidade. Isso decorre da menor injeção de energia na rede em perfis de elevada simultaneidade quanto menos energia é injetada menor o valor pago, o que resulta em maior economia para o consumidor.

4.7 Análise das Bandeiras Tarifárias no investimento

As análises anteriores foram conduzidas já com a incidência das bandeiras tarifárias, convém, contudo, examinar especificamente como esse componente afeta a economia do investimento.

As bandeiras são faturadas apenas quando há necessidade de recorrer à energia da concessionária para suprir o consumo não atendido pelos créditos gerados pelo sistema, não incidindo sobre a parcela considerada como consumo compensado pela geração distribuída.

Como a análise foi realizada para um cliente com consumo mensal de 2000 kWh e meses fixados para a incidência das bandeiras, o custo anual destas, para o cliente sem geração distribuída, alcança R\$ 943,12 anualmente, distribuídos ao longo do ano. Para os clientes com geração distribuída, porém, esse valor varia com o fator de simultaneidade, pois as

bandeiras só incidem quando os créditos de energia são insuficientes para atender à demanda. As Figuras 16, 17 e 18 ilustram a representatividade das bandeiras nas faturas da

unidade prosumidora para fatores de simultaneidade de 10%, 50% e 90%.

Tabela 7: Fluxo de Caixa Descontado variando o fator de simultaneidade

ANOS	FATOR DE SIMULTANEIDADE								
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
0	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00
1	-R\$ 20.325,82	-R\$ 19.857,03	-R\$ 19.388,23	-R\$ 18.919,44	-R\$ 18.450,64	-R\$ 17.981,85	-R\$ 17.550,53	-R\$ 17.396,55	-R\$ 17.326,95
2	-R\$ 3.103,91	-R\$ 2.105,65	-R\$ 1.107,39	-R\$ 109,13	R\$ 889,14	R\$ 1.887,40	R\$ 2.848,18	R\$ 3.356,27	R\$ 3.524,32
3	R\$ 11.715,58	R\$ 13.291,39	R\$ 14.867,20	R\$ 16.443,01	R\$ 18.018,82	R\$ 19.594,64	R\$ 21.132,97	R\$ 22.155,07	R\$ 22.506,73
4	R\$ 24.685,55	R\$ 26.844,70	R\$ 29.003,84	R\$ 31.162,99	R\$ 33.322,13	R\$ 35.481,28	R\$ 37.602,95	R\$ 39.195,44	R\$ 39.776,51
5	R\$ 36.456,23	R\$ 39.145,63	R\$ 41.835,03	R\$ 44.524,43	R\$ 47.213,83	R\$ 49.903,23	R\$ 52.555,16	R\$ 54.667,63	R\$ 55.467,76
6	R\$ 47.140,56	R\$ 50.311,97	R\$ 53.483,38	R\$ 56.654,79	R\$ 59.826,20	R\$ 62.997,61	R\$ 66.131,54	R\$ 68.718,03	R\$ 69.726,90
7	R\$ 56.857,67	R\$ 60.467,23	R\$ 64.076,79	R\$ 67.686,35	R\$ 71.295,92	R\$ 74.905,48	R\$ 78.477,56	R\$ 81.496,19	R\$ 82.703,56
8	R\$ 65.698,59	R\$ 69.706,43	R\$ 73.714,28	R\$ 77.722,13	R\$ 81.729,98	R\$ 85.737,82	R\$ 89.708,20	R\$ 93.125,11	R\$ 94.516,57
9	R\$ 73.745,71	R\$ 78.115,60	R\$ 82.485,49	R\$ 86.855,39	R\$ 91.225,28	R\$ 95.595,18	R\$ 99.927,60	R\$ 103.706,56	R\$ 105.273,69
10	R\$ 79.330,30	R\$ 84.029,30	R\$ 88.728,30	R\$ 93.427,30	R\$ 98.126,30	R\$ 102.825,30	R\$ 107.486,82	R\$ 111.594,89	R\$ 113.329,32
11	R\$ 86.004,47	R\$ 91.002,63	R\$ 96.000,79	R\$ 100.998,95	R\$ 105.997,11	R\$ 110.995,27	R\$ 115.955,95	R\$ 120.363,18	R\$ 122.256,62
12	R\$ 92.085,71	R\$ 97.355,81	R\$ 102.625,91	R\$ 107.896,01	R\$ 113.166,11	R\$ 118.436,21	R\$ 123.668,84	R\$ 128.348,01	R\$ 130.392,32
13	R\$ 97.628,29	R\$ 103.145,59	R\$ 108.662,89	R\$ 114.180,19	R\$ 119.697,49	R\$ 125.214,79	R\$ 130.694,61	R\$ 135.620,97	R\$ 137.808,22
14	R\$ 102.681,23	R\$ 108.423,23	R\$ 114.165,23	R\$ 119.907,24	R\$ 125.649,24	R\$ 131.391,25	R\$ 137.095,77	R\$ 142.246,84	R\$ 144.569,29
15	R\$ 107.288,87	R\$ 113.235,13	R\$ 119.181,40	R\$ 125.127,66	R\$ 131.073,93	R\$ 137.020,19	R\$ 142.928,98	R\$ 148.284,31	R\$ 150.734,87
16	R\$ 111.491,10	R\$ 117.623,04	R\$ 123.754,98	R\$ 129.886,92	R\$ 136.018,86	R\$ 142.150,80	R\$ 148.245,26	R\$ 153.786,27	R\$ 156.368,81
17	R\$ 115.322,97	R\$ 121.623,69	R\$ 127.924,41	R\$ 134.225,13	R\$ 140.525,85	R\$ 146.826,57	R\$ 153.089,81	R\$ 158.799,59	R\$ 161.512,03
18	R\$ 118.815,87	R\$ 125.270,02	R\$ 131.724,16	R\$ 138.178,30	R\$ 144.632,45	R\$ 151.086,59	R\$ 157.503,26	R\$ 163.366,47	R\$ 166.204,92
19	R\$ 122.002,71	R\$ 128.596,32	R\$ 135.189,93	R\$ 141.783,53	R\$ 148.377,14	R\$ 154.970,75	R\$ 161.526,88	R\$ 167.529,55	R\$ 170.497,86
20	R\$ 124.461,20	R\$ 131.181,58	R\$ 137.901,96	R\$ 144.622,34	R\$ 151.342,73	R\$ 158.063,11	R\$ 164.746,01	R\$ 170.875,46	R\$ 173.962,18
21	R\$ 127.116,06	R\$ 133.951,68	R\$ 140.787,31	R\$ 147.622,93	R\$ 154.458,55	R\$ 161.294,17	R\$ 168.092,32	R\$ 174.337,01	R\$ 177.531,71
22	R\$ 129.539,82	R\$ 136.480,19	R\$ 143.420,57	R\$ 150.360,95	R\$ 157.301,32	R\$ 164.241,70	R\$ 171.144,60	R\$ 177.494,04	R\$ 180.793,50
23	R\$ 131.752,89	R\$ 138.788,49	R\$ 145.824,09	R\$ 152.859,69	R\$ 159.895,29	R\$ 166.930,89	R\$ 173.929,01	R\$ 180.373,68	R\$ 183.768,36
24	R\$ 133.773,87	R\$ 140.896,03	R\$ 148.018,19	R\$ 155.140,35	R\$ 162.262,51	R\$ 169.384,67	R\$ 176.469,35	R\$ 183.000,57	R\$ 186.481,81
25	R\$ 135.619,66	R\$ 142.820,50	R\$ 150.021,35	R\$ 157.222,19	R\$ 164.423,03	R\$ 171.623,87	R\$ 178.787,24	R\$ 185.397,14	R\$ 188.957,07

Fonte: Autoria Própria, 2026.

Para esse fator de simultaneidade, as bandeiras tarifárias representam, em média, 0,236% da fatura, daí a necessidade de escala logarítmica na construção do gráfico. Esse valor reduzido decorre da elevada injeção de energia na rede e do consequente acúmulo de créditos destinados à compensação do consumo. Como as bandeiras não incidem sobre o consumo compensado por créditos, sua participação nas faturas é pouco significativa.

Para um fator de simultaneidade de 50%, as bandeiras representam, em média, 0,4% da fatura, razão pela qual também se adotou escala logarítmica no gráfico. Como a unidade prosumidora injeta na rede metade da energia gerada, a incidência das bandeiras permanece pouco expressiva, em virtude da compensação proporcionada pelos créditos ao longo da vida útil do sistema.

Já em sistemas com fator de simultaneidade de 90%, observa-se incidência mais acentuada das bandeiras, em média de 2,769%. Essa elevação deve-se ao fato de que, com alta simultaneidade, a quantidade de energia injetada na rede é baixa; assim, nos meses de menor geração, o volume de energia demandado da concessionária para atender à unidade é maior, acrescido das bandeiras tarifárias incidentes sobre esse consumo não compensado.

As bandeiras tarifárias afetam assim o fluxo de caixa do investimento a depender do fator de simultaneidade aumentando o tempo de payback do investimento, isso se dá

pois para a análise sem a incidência de bandeiras tarifárias o valor a ser pago na conta sem o sistema fotovoltaico também é reduzido, o que reflete diretamente na economia do mesmo tempo analisado, pois se o valor da conta de energia sem o sistema de geração distribuída também reduz, a economia quando comparada com os valores a pagar para a concessionária com o sistema de geração de energia também é reduzida conforme a tabela 8.

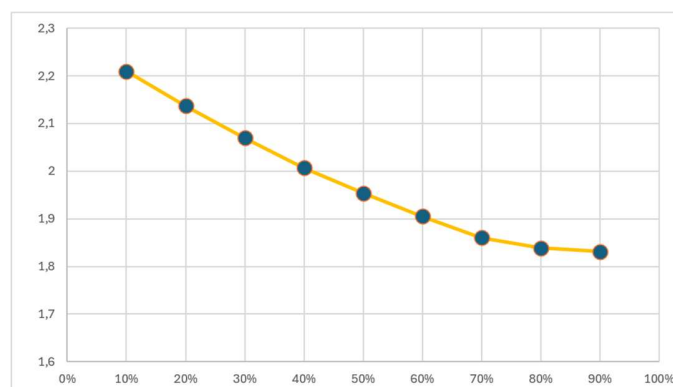


Figura 15: Correlação entre FS e Payback do investimento

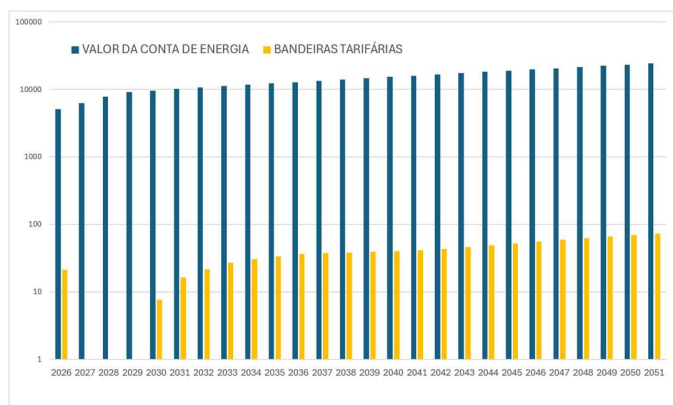


Figura 16: Bandeiras Tarifárias a 10% de FS

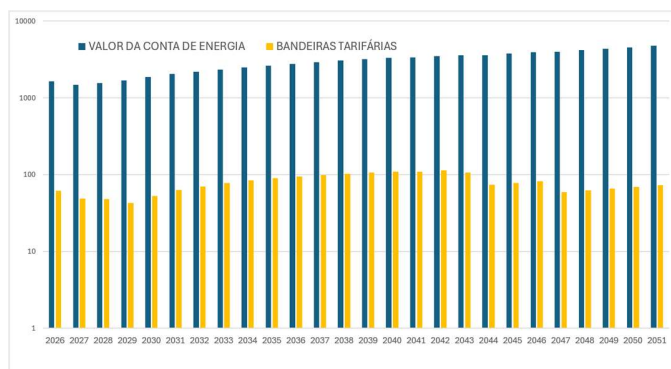


Figura 18: Bandeiras Tarifárias a 90% de FS

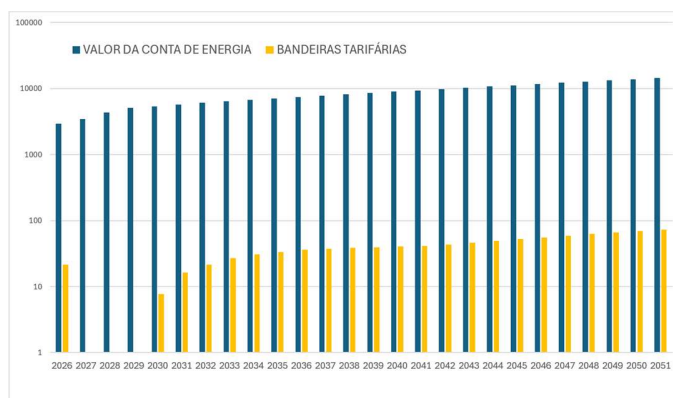


Figura 17: Bandeiras Tarifárias a 50% de FS

As bandeiras tarifárias afetam assim o fluxo de caixa do investimento a depender do fator de simultaneidade aumentando o tempo de payback do investimento, isso se dá pois para a análise sem a incidência de bandeiras tarifárias o valor a ser pago na conta sem o sistema fotovoltaico também é reduzido, o que reflete diretamente na economia do mesmo tempo analisado, pois se o valor da conta de energia sem o sistema de geração distribuída também reduz, a economia quando comparada com os valores a pagar para a concessionária com o sistema de geração de energia também é reduzida conforme a tabela 8.

Tabela 8: Fluxo de Caixa Descontado variando o fator de simultaneidade sem a incidência de bandeiras tarifárias

ANOS	FATOR DE SIMULTANEIDADE								
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
0	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00	-R\$ 40.000,00
1	-R\$ 21.130,82	-R\$ 20.662,02	-R\$ 20.193,23	-R\$ 19.724,43	-R\$ 19.255,64	-R\$ 18.786,84	-R\$ 18.330,46	-R\$ 18.166,27	-R\$ 18.096,67
2	-R\$ 4.628,31	-R\$ 3.630,05	-R\$ 2.631,78	-R\$ 1.633,52	-R\$ 635,26	R\$ 363,00	R\$ 1.348,85	R\$ 1.897,21	R\$ 2.072,45
3	R\$ 9.562,88	R\$ 11.138,69	R\$ 12.714,51	R\$ 14.290,32	R\$ 15.866,13	R\$ 17.441,94	R\$ 19.005,35	R\$ 20.093,20	R\$ 20.458,60
4	R\$ 21.984,13	R\$ 24.143,28	R\$ 26.302,42	R\$ 28.461,56	R\$ 30.620,71	R\$ 32.779,85	R\$ 34.926,59	R\$ 36.592,26	R\$ 37.204,69
5	R\$ 33.279,47	R\$ 35.968,87	R\$ 38.658,28	R\$ 41.347,68	R\$ 44.037,08	R\$ 46.726,48	R\$ 49.403,47	R\$ 51.595,90	R\$ 52.443,47
6	R\$ 43.552,48	R\$ 46.723,89	R\$ 49.895,30	R\$ 53.066,71	R\$ 56.238,12	R\$ 59.409,53	R\$ 62.568,53	R\$ 65.241,17	R\$ 66.312,13
7	R\$ 52.912,43	R\$ 56.521,99	R\$ 60.131,55	R\$ 63.741,11	R\$ 67.350,67	R\$ 70.960,24	R\$ 74.557,39	R\$ 77.667,80	R\$ 78.950,66
8	R\$ 61.443,21	R\$ 65.451,06	R\$ 69.458,91	R\$ 73.466,75	R\$ 77.474,60	R\$ 81.482,45	R\$ 85.477,89	R\$ 88.986,59	R\$ 90.470,92
9	R\$ 69.220,61	R\$ 73.590,50	R\$ 77.960,40	R\$ 82.330,29	R\$ 86.700,19	R\$ 91.070,08	R\$ 95.427,57	R\$ 99.298,32	R\$ 100.974,18
10	R\$ 74.570,33	R\$ 79.269,33	R\$ 83.968,33	R\$ 88.667,33	R\$ 93.366,33	R\$ 98.065,33	R\$ 102.751,92	R\$ 106.951,77	R\$ 108.809,40
11	R\$ 81.039,97	R\$ 86.038,13	R\$ 91.036,29	R\$ 96.034,45	R\$ 101.032,61	R\$ 106.030,77	R\$ 111.016,53	R\$ 115.515,54	R\$ 117.545,38
12	R\$ 86.942,85	R\$ 92.212,95	R\$ 97.483,05	R\$ 102.753,15	R\$ 108.023,26	R\$ 113.293,36	R\$ 118.551,05	R\$ 123.322,00	R\$ 125.514,78
13	R\$ 92.329,82	R\$ 97.847,12	R\$ 103.364,42	R\$ 108.881,72	R\$ 114.399,02	R\$ 119.916,32	R\$ 125.421,20	R\$ 130.439,36	R\$ 132.786,06
14	R\$ 97.246,99	R\$ 102.988,99	R\$ 108.731,00	R\$ 114.473,00	R\$ 120.215,01	R\$ 125.957,01	R\$ 131.686,60	R\$ 136.929,46	R\$ 139.421,41
15	R\$ 101.736,18	R\$ 107.682,45	R\$ 113.628,71	R\$ 119.574,98	R\$ 125.521,24	R\$ 131.467,50	R\$ 137.401,36	R\$ 142.848,48	R\$ 145.477,70
16	R\$ 105.835,10	R\$ 111.967,04	R\$ 118.098,98	R\$ 124.230,91	R\$ 130.362,85	R\$ 136.494,79	R\$ 142.614,32	R\$ 148.247,12	R\$ 151.016,09
17	R\$ 109.576,91	R\$ 115.877,63	R\$ 122.178,35	R\$ 128.479,07	R\$ 134.779,79	R\$ 141.080,51	R\$ 147.368,82	R\$ 153.170,39	R\$ 156.076,35
18	R\$ 112.991,41	R\$ 119.445,56	R\$ 125.899,70	R\$ 132.353,84	R\$ 138.807,99	R\$ 145.262,13	R\$ 151.703,87	R\$ 157.658,86	R\$ 160.696,14
19	R\$ 116.110,01	R\$ 122.703,62	R\$ 129.297,23	R\$ 135.890,84	R\$ 142.484,44	R\$ 149.078,05	R\$ 155.659,25	R\$ 161.753,71	R\$ 164.922,72
20	R\$ 118.509,12	R\$ 125.229,50	R\$ 131.949,89	R\$ 138.670,27	R\$ 145.390,65	R\$ 152.111,03	R\$ 158.819,01	R\$ 165.040,24	R\$ 168.329,39
21	R\$ 121.112,31	R\$ 127.947,94	R\$ 134.783,56	R\$ 141.619,18	R\$ 148.454,80	R\$ 155.290,43	R\$ 162.113,64	R\$ 168.450,12	R\$ 171.848,82
22	R\$ 123.491,11	R\$ 130.431,49	R\$ 137.371,86	R\$ 144.312,24	R\$ 151.252,62	R\$ 158.192,99	R\$ 165.120,96	R\$ 171.562,19	R\$ 175.065,65
23	R\$ 125.665,08	R\$ 132.700,68	R\$ 139.736,28	R\$ 146.771,88	R\$ 153.807,48	R\$ 160.843,08	R\$ 167.866,27	R\$ 174.402,72	R\$ 178.001,40
24	R\$ 127.652,04	R\$ 134.774,20	R\$ 141.896,36	R\$ 149.018,51	R\$ 156.140,67	R\$ 163.262,83	R\$ 170.372,58	R\$ 176.995,59	R\$ 180.680,83
25	R\$ 129.468,24	R\$ 136.669,08	R\$ 143.869,92	R\$ 151.070,76	R\$ 158.271,60	R\$ 165.472,45	R\$ 172.660,88	R\$ 179.362,57	R\$ 183.126,49

Fonte: Autoria Própria, 2026.

É possível observar que para os mesmos fatores de simultaneidade comparados com a tabela 6, que apresenta o fluxo de caixa para diferentes fatores de simultaneidade com a incidência de bandeiras tarifárias, o tempo de payback se dá em diferentes períodos, como por exemplo no fator de simultaneidade a 50%, os valores a pagar se tornam maiores até o ano de 2028.

Porém, mesmo com a maior incidência de bandeiras fotovoltaicas em fatores de simultaneidade superiores a 50% este perfil de consumidor ainda sim se mostra como o mais vantajoso, visto que a quantidade de valores a pagar a concessionária é menor e a economia gerada pelo investimento também.

V. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar a viabilidade financeira de um sistema de geração distribuída fotovoltaica para um consumidor residencial do grupo tarifário B, considerando o impacto do fator de simultaneidade, das bandeiras tarifárias e da cobrança progressiva da TUSD Fio B estabelecida pela Lei nº 14.300/2022. A partir do estudo de caso de uma unidade consumidora em Goiânia com demanda de 2000 kWh mensais, dimensionou-se uma usina de 16,875 kWp com investimento inicial de R\$ 40.000,00, sobre a qual foram aplicados os principais indicadores de análise de investimentos.

Os resultados demonstraram que o custo nivelado de energia da usina, de R\$ 0,1734/kWh, é aproximadamente cinco vezes menor que a tarifa praticada pela concessionária, evidenciando a competitividade da geração própria mesmo diante das alterações regulatórias recentes. Verificou-se ainda que o fator de simultaneidade exerce papel determinante sobre o desempenho econômico do projeto, uma vez que quanto maior o consumo instantâneo da energia gerada, menor é a parcela injetada na rede sujeita à incidência do Fio B, reduzindo os valores pagos à distribuidora.

À medida que o fator de simultaneidade aumentou de 10% para 90%, a economia na fatura de energia evoluiu de 71% para 94%, o payback do investimento reduziu de 2,21 para 1,83 anos e o valor presente dos benefícios ao final da vida útil cresceu de R\$ 135.619,00 para R\$ 188.957,00. Quanto às bandeiras tarifárias, constatou-se que sua representatividade nas faturas da unidade prosumidora é reduzida, variando de 0,236% a 2,769% conforme o fator de simultaneidade, em razão da compensação proporcionada pelos créditos de energia.

Os indicadores financeiros confirmaram a atratividade do empreendimento em todos os cenários simulados, o IBC manteve-se superior a um, remunerando cerca de seis reais para cada real investido, a TIR permaneceu acima da Taxa Mínima de Atratividade de 14,5% ao ano, o ROIA situou-se, em média, 7,5% acima da TMA; e o ROI apresentou valores sempre positivos. Dessa forma, independentemente do perfil de consumo da unidade consumidora para diferentes valores associados ao fator de simultaneidade, o investimento mostrou-se financeiramente viável, tornando-se ainda mais vantajoso para consumidores com elevado fator de simultaneidade.

Conclui-se, portanto, que mesmo com a entrada em vigor das novas regras de compensação previstas na Lei nº 14.300/2022, o investimento em geração distribuída fotovoltaica permanece economicamente atrativo para

consumidores do grupo B, sendo recomendável a adoção de estratégias de deslocamento de cargas para os períodos de geração, a fim de elevar o fator de simultaneidade e, consequentemente, ampliar a economia e o retorno do investimento.

VI. TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a análise de sistemas associados ao armazenamento de energia por baterias, bem como a avaliação de diferentes perfis de consumo e localidades, ampliando a compreensão sobre os fatores que influenciam a viabilidade econômica desses sistemas no atual contexto regulatório brasileiro, visto que foi adotado a porcentagem de cobrança da TUSD fio B em 100% para 2029, porém, até esse período, pode surgir uma nova regulamentação, principalmente pelo avanço e estudos para viabilização de sistemas fotovoltaicos integrados a sistemas de baterias, armazenando a energia excedente nos momentos de geração pelo sistema fotovoltaico e utilizando esta energia para suprir o consumo em horários que não há geração de energia, sem que haja a necessidade de utilizar a energia advinda da rede de distribuição da concessionária de energia para suprir a demanda energética da unidade consumidora, sistemas estes que atualmente ainda tem um custo associado bem elevado e dependendo exclusivamente do fator de simultaneidade para realizar o dimensionamento do banco de baterias a ser utilizado para armazenamento da energia excedente.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **Entenda o que são as Horas de Sol Pleno (HSP) - eCycle.** Disponível em: <<https://www.ecycle.com.br/horas-de-sol-pleno-hsp/>>.
- [2] SOBRINHO, J. E. et al. Análise da eficiência de uma usina solar fotovoltaica em Mossoró - RN. XX Congresso Brasileiro de Agrometeorologia & V Simpósio de Mudanças Climáticas e Desertificação do Semiárido Brasileiro. Juazeiro-BA/Petrolina-PE, Brasil, 14 a 18 de agosto de 2017.
- [3] **Bandeira Tarifária: ANEEL divulga calendário de acionamento para 2026.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/bandeira-tarifaria-aneel-divulga-calendario-de-acionamento-para-2026>>.
- [4] DILLI, M. DE Á.; BRITO, B. H. Análise do fator de simultaneidade em sistemas fotovoltaicos para prosumidores com diferentes padrões de consumo. *Revista Sítio Novo*, v. 9, p. e1578, 15 maio 2025.
- [5] **SIW -SOLAR INVERTER WEG Eficiência e segurança em energia solar.** Disponível em: <<https://static.weg.net/medias/downloadcenter/h09/h17/WEG-SIW-inversores-string-50105878-pt.pdf>>.
- [6] NACIONAL, I. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021 - DOU - Imprensa Nacional.** Disponível em:

<<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>.

[7] TEAM, C. **Levelized Cost of Energy (LCOE)**. Disponível em: <https://corporatefinanceinstitute-com.translate.googleusercontent.com/valuedata/levelized-cost-of-energy-lcoe/?x_tr_sl=en&x_tr_tl=pt&x_tr_hl=pt&x_tr_pto=tc>. Acesso em: 17 jun. 2026.

[8] **Bandeiras Tarifárias - Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias>>.

[9] **Bandeira Tarifária: ANEEL divulga calendário de acionamento para 2026**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/bandeira-tarifaria-aneel-divulga-calendario-de-acionamento-para-2026>>.

[10] **Bandeiras Tarifárias - Bandeira Tarifária - Acionamento - Portal de Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/bandeiras-tarifarias/resource/0591b8f6-fe54-437b-b72b-1aa2efd46e42>>. Acesso em: 17 jun. 2026.

[11] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL)**. Luz na Tarifa: Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras. Brasília, DF: ANEEL. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>>.

[12] **EQUATORIAL ENERGIA**. Bandeiras tarifárias. Goiânia, GO: Equatorial Energia. Disponível em: <<https://go.equatorialenergia.com.br/bandeiras-tarifarias/>>.

[13] **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/metainflacao>>.

[14] **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/detalhenoticia/21107/nota>>.

[15] **JASOLAR JAM66D45/LB. Datasheet**. Disponível em: <https://www.jasolar.eu/fileadmin/data/products/4.0/JAM66D45_LB.pdf>.

[16] SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2009.

[17] LIMA, Fabiano Roberto Santos de. **Viabilidade econômica e financeira de projetos**. Volta Redonda, RJ: FERP, 2019. 144 p. ISBN 978-85-66196-18-4.

[18] **Taxa Interna de Retorno (TIR): o que é, como calcular e analisar**. Disponível em: <<https://kamino.com.br/blog/taxa-interna-de-retorno/>>. Acesso em: 17 jun. 2026.

[19] **O que é ROI e como calcular? - Sebrae SC**. Disponível em: <<https://www.sebrae-sc.com.br/blog/o-que-e-roi-e-como-calcular>>.

[20] **Análise de Investimentos (Payback, Vpl, Tir) - Plano de Negócios**. Disponível em: <https://www.carlosmartins.com.br/_bizplan/bizplan24.htm>.