

AVALIAÇÃO DO PAYBACK EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ON-GRID PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS GRUPO B1 SOB A LEI 14300/2022

Felipe Ferreira Alves Costa – felipe.f.costa@unesp.br

Muriel Ramos de Oliveira - muriel.r.oliveira@unesp.br

Arthur Henrique Guerchfeld Domingues - arthur.henrique@unesp.br

José Francisco Resende da Silva - jose.resende@unesp.br

Renivaldo José dos Santos - renivaldo.santos@unesp.br

Flávio Camargo Cabrera - fc.cabrera@unesp.br

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Departamento de Engenharia de Energia

Elmer Pablo Tito Cari - elmerpab@sc.usp.br

Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. *Com o desenvolvimento econômico e tecnológico de países subdesenvolvidos, cresce a demanda por energia elétrica. Para suprir tal demanda, formas alternativas de energia atraem investimentos e subsequentes estudos para sua maior otimização. No Brasil, em 2025, dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica destacam o crescimento da energia solar no país, sendo responsável por representar cerca de 23,2% da matriz elétrica brasileira. Entretanto, novas legislações foram criadas, como a Lei 14.300/2022, que redefiniu as regras de cobrança pelo uso da rede de distribuição para a energia injetada, impactando o retorno financeiro dos projetos. Neste artigo, propõe-se um comparativo entre cálculos de dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial baseado nos dados do CRESESB, softwares e em calculadoras/simuladores de sites sobre o assunto, bem como uma estimativa de payback utilizando cálculos do desconto progressivo por VPL (Valor Presente Líquido), a fim de apontar as mudanças causadas pelo novo marco legal da energia solar. Os resultados apontaram para um sistema com potência de 4,2 kWp - em análise econômica, apresentou VPL de R\$12.905,97, TIR de 25% e payback descontado de 7,04 anos. As validações confirmaram a robustez do dimensionamento autoral frente a diferentes plataformas. Apesar do aumento dos custos pela nova legislação, a geração distribuída permanece economicamente viável, exigindo, no entanto, estratégias de elevação do autoconsumo e ajustes regulatórios para manter sua atratividade.*

Palavras-chave: Energia Fotovoltaica; Lei 14300/2022; Viabilidade Econômica;

1. INTRODUÇÃO

A expansão da energia solar fotovoltaica no Brasil reflete avanços tecnológicos e estímulos regulatórios. Em 2025, a fonte atingiu 23,2% da matriz elétrica nacional, com destaque para a micro e minigeração distribuída. O setor já soma mais de 59 GW operacionais, impulsionado por investimentos que ultrapassam R\$ 266 bilhões e pela criação de novos empregos, reforçando sua relevância econômica e ambiental (ABSOLAR, 2025).

A Lei nº 14.300/2022, em vigor desde janeiro de 2023, instituiu o novo marco legal do setor, alterando o sistema de compensação de energia com a introdução da tarifa TUSD Fio B. Essa tarifa incide sobre a energia injetada na rede por sistemas conectados a partir de 2023, aumentando o tempo de retorno do investimento e exigindo estratégias que maximizem o autoconsumo instantâneo.

A TUSD Fio B busca compensar os custos de manutenção da infraestrutura elétrica utilizada por consumidores que possuem geração própria de energia e utilizam a infraestrutura para injetar e consumir energia da rede. Fernandes e Alberto (2023) identificaram a ausência de um modelo de compensação de energia capaz de manter a atratividade econômica da microgeração, sem comprometer a viabilidade financeira das distribuidoras.

O novo marco legal tem sido foco de diversas pesquisas. Amaral et al. (2024) sustentam de forma otimista que, mesmo com a nova tarifa, os sistemas seguem viáveis sob a ótica do Valor Presente Líquido (VPL), que mede o retorno financeiro futuro. Rocha e Rocha (2022), por outro lado, alertam para a redução do VPL em projetos do grupo B, o que desestimula os investimentos em geração distribuída nesse setor.

A viabilidade econômica também depende do método de dimensionamento. Galdino (2023) destaca que o superdimensionamento pode elevar o investimento inicial em até 15%, sem retorno proporcional, principalmente com o desconto progressivo da TUSD Fio B. Já Felippin e Souza (2023) mostram que sistemas alinhados à demanda real apresentam VPL superior e taxas de retorno acima de 10% ao ano quando há incentivos fiscais. Carvalho e Lage (2019) observaram ganhos de até 12% na eficiência com ajustes de inclinação e orientação dos painéis, compensando parcialmente as perdas econômicas associadas à redução dos incentivos tarifários.

Adicionalmente, Silveira et al (2024) destacam que países como Alemanha e Espanha implementaram políticas de incentivos que reduzem em até 25% os custos operacionais dos sistemas fotovoltaicos, enquanto no Brasil, as mudanças

regulatórias promovidas pela Lei 14300/2022 têm gerado desafios para os consumidores de microgeração distribuída, especialmente no subgrupo B1. Fernandes e Alberto (2023), reforçam que a adaptação de métodos de dimensionamento às características regionais e socioeconômicas brasileiras é essencial para assegurar a sustentabilidade dos projetos. Assim, a combinação de dados climáticos precisos, critérios econômicos detalhados e políticas públicas robustas pode determinar o sucesso ou a inviabilidade de tais sistemas, oferecendo um modelo eficiente para futuras implementações.

A análise de Felippin e Souza (2023) reforça a relevância do VPL como um indicador decisivo sobre a implementação de sistemas fotovoltaicos. Em detrimento dos aumentos consecutivos e cada vez mais regulares da energia elétrica distribuída advinda do Sistema Interligado Nacional (SIN), além de outros fatores, o estudo conclui que a maioria dos casos analisados, os sistemas fotovoltaicos seguem apresentando VPL positivo. Essa ratificação, por mais que em menor proporção, torna a economia proporcionada pelos sistemas fotovoltaicos cada vez mais significativa.

A importância do tema, portanto, reside não apenas na sua relevância ambiental, ao promover o uso de uma fonte de energia limpa e renovável, mas também em suas implicações econômicas e sociais. A geração distribuída de energia fotovoltaica, quando adequadamente incentivada, pode contribuir para a descentralização do sistema elétrico brasileiro, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e proporcionar maior autonomia energética aos consumidores. No entanto, como apontado por Brasil et al. (2023), a introdução de tarifas como a TUSD Fio B levanta a necessidade de um ajuste fino na regulamentação, para que os benefícios da geração fotovoltaica não sejam comprometidos por barreiras econômicas que desincentivem os pequenos geradores.

Diante desse contexto, o presente trabalho propõe uma análise detalhada dos impactos da Lei nº 14300/2022 e da TUSD Fio B sobre os consumidores de geração distribuída. A proposta é investigar como as novas regulamentações influenciam o cálculo de compensação de energia, utilizando o VPL como uma das principais ferramentas de avaliação econômica e propondo caminhos para manter a viabilidade e o crescimento sustentável da geração distribuída no Brasil.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Regulamentação e Marco Legal

A Lei 14300/2022, instituiu o marco legal da micro e minigeração distribuída, trazendo regras para compensação de energia, como a cobrança escalonada do TUSD Fio B para sistemas instalados após janeiro de 2023. Essa cobrança aumenta 15% de modo progressivo e anual até 2029, ano em que novas diretrizes serão definidas. A REN 1059/2023, por sua vez, regulamenta a aplicação da lei e define que consumidores do grupo B devem pagar o maior valor entre o custo de disponibilidade e o custo do Fio B, retirando a cobrança em duplicidade da tarifa mínima que havia anteriormente e protegendo parcialmente o *payback* dos sistemas fotovoltaicos.

2.2 Fator de Simultaneidade

A simultaneidade está relacionada a energia fotovoltaica consumida instantaneamente após sua geração, sem passar pela rede (DILLI, 2025). Quanto maior o fator de simultaneidade, menor o impacto da cobrança do Fio B, justamente por não usar a rede da concessionária. O fator de simultaneidade (FS) é definido como sendo a razão entre a energia fotovoltaica gerada e consumida instantaneamente (E_{FV_CON}) pela energia fotovoltaica gerada (E_{FV}), demonstrada na equação 1.

$$FS = \frac{E_{FV_CON}}{E_{FV}} \quad (1)$$

Em projetos residenciais típicos, esse fator tende a ser baixo, pois o principal consumo é em períodos nos quais a geração de energia é mínima ou inexistente (ARAÚJO, 2024), reforçando a importância de estratégias que elevem o autoconsumo. Pois, conforme Energês (2022), quanto maior for a simultaneidade, menor será a cobrança do TUSD do fio B e mais rápido será o *payback*.

2.3 Composição da tarifa de energia

O setor elétrico brasileiro é regulamentado e fiscalizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que, além de regulamentar, é também responsável por estabelecer parâmetros que definem o valor da energia elétrica. A tarifa de energia elétrica no Brasil é composta por diversos elementos definidos pela ANEEL e pelas concessionárias locais. Entre eles estão: TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição), TE (Tarifa de Energia), bandeiras tarifárias, encargos setoriais, tributos (ICMS, PIS, COFINS) e o custo da iluminação pública (CIP). Para os usuários com sistemas fotovoltaicos, destaca-se o impacto do TUSD Fio B, que incide sobre a energia compensada (Santos, 2024 e Silva, 2024).

2.4 Custo de Mercado dos Sistemas Fotovoltaicos

Um fator determinante para a viabilidade econômica dos projetos é o custo do investimento. Estudos recentes, como o de Greener e colaboradores (2025), evidenciaram a contínua redução no preço do Watt-Pico (R\$/Wp) dos sistemas fotovoltaicos no Brasil, apesar de flutuações cambiais. Essa queda reflete a crescente adesão do consumidor brasileiro (ABSolar, 2025) e a competição acirrada no setor, que impulsiona a competitividade pelos preços (Hein, 2025). O custo final definido por Greener considera o preço do serviço, a integração e o valor do kit, que contém módulos, inversores, estrutura e sistemas de proteção.

3. INDICADORES FINANCEIROS

3.1 TIR, TMA, VPL, *payback* descontado, lucratividade

Para avaliar a atratividade de investimentos de longo prazo, como os sistemas fotovoltaicos, a análise financeira é fundamental. Indicadores como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) definem a rentabilidade mínima que o investidor espera obter (Silva, 2021), podendo assumir diversos valores, como, taxa de juros, taxa Selic, experiência conforme investimentos anteriores, etc. Essa taxa serve como referência para a Taxa Interna de Retorno (TIR), que mede a rentabilidade real do projeto, ou seja, se o investimento atinge ou supera métricas encontradas por outros tipos de investimento. Um investimento é considerado viável quando sua TIR é superior à TMA (PAMPLONA, 2006).

Outras ferramentas incluem o Valor Presente Líquido (VPL), que, ao considerar o investimento inicial e o fluxo de caixa futuro, deve ser positivo para que o projeto seja atrativo (Samanez, 2010; Silva, 2021). Complementarmente, o *payback* simples indica o tempo necessário para o retorno do capital investido, apesar de desconsiderar a variação do valor do dinheiro ao longo do tempo (Abreu, 2012) e o *payback* descontado considera essa variação, trazendo os fluxos de caixa ao tempo presente (Lima, 2019) e a lucratividade indica o retorno do projeto para cada real investido, ou seja, valores superiores a 1 confirmam a viabilidade do investimento.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Este estudo utilizou uma abordagem quantitativa para avaliar a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico residencial instalado em Ituverava-SP, com consumo anual de 5076 kWh. A cidade foi escolhida por sua alta irradiância solar média (5,43 kWh/m².dia), conforme dados do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio Brito). As simulações, seja de geração quanto financeiro, foram realizadas no Microsoft Excel, com base em parâmetros técnicos consolidados no setor: perdas globais estimadas em 20% (Carvalho e Lage, 2019), fator de simultaneidade de 35% (Rocha et al., 2024), degradação anual de 0,7% na eficiência dos módulos (Fonseca, 2020) e eficiência final do sistema de 80%. Considerou-se a instalação em janeiro de 2025, com aplicação da cobrança parcial da TUSD Fio B (45%) prevista pela Lei 14300/2022.

O fator de simultaneidade (FS) foi aplicado para dividir a energia gerada pelo sistema fotovoltaico (E_{FV}) em duas parcelas: a consumida de forma instantânea no momento da geração (E_{CON}) e a injetada na rede (E_{INJ}). Assim:

$$E_{FV_CON} = FS * E_{FV} \quad (2)$$

$$E_{INJ} = (1 - FS) * E_{FV} \quad (3)$$

O sistema projetado foi composto por 7 painéis de 600 Wp, totalizando 4,2 kWp de potência instalada. A análise considerou vida útil de 25 anos, sem inclusão de variáveis como encargos (ICMS, PIS, COFINS), iluminação pública, manutenções e bandeiras tarifárias, devido à variação regional desses fatores. As tarifas adotadas foram as vigentes em janeiro de 2023 e janeiro de 2025 para a concessionária CPFL Paulista: em 2023 TUSD de R\$365,99/MWh, TE de R\$295,92/MWh e TUSD Fio B de R\$194,74/MWh e em 2025 eram TUSD de R\$388,15/MWh, TE de R\$287,38/MWh e TUSD Fio B de R\$206,65/MWh, correspondendo a aproximadamente 31% da tarifa total de energia (ANEEL, 2024).

A tarifa da energia injetada (TE_{INJ}) foi calculada considerando o desconto proporcional da TUSD Fio B, conforme a equação 2, onde p é o percentual de incidência definido pela Lei 14300/2022 para o ano em questão.

$$TE_{INJ} = TE - (TUSD_{Fio\ B} * p) \quad (4)$$

Adotou-se um reajuste anual de 4% nas tarifas (Oliveira, 2023) e TMA (Taxa Mínima de Atratividade) vigente em janeiro/2023 de 13,65% e 13,25% vigente janeiro/2025 retirado do portal do Banco Central do Brasil. Além disso, foi realizado o comparativo entre diversos simuladores de dimensionamento fotovoltaico de acesso livre para validar os resultados do dimensionamento (USP, Estimate, Kinsol). Um diferencial da metodologia de dimensionamento empregada neste estudo reside na análise prospectiva de longo prazo, considerando a vida útil completa do sistema fotovoltaico (25 anos) e incorporando fatores cruciais como a degradação anual da eficiência dos módulos. Para determinar o custo do

investimento inicial do sistema de 4,2 kWp, utilizou-se como referência a pesquisa de mercado da Greener e colaboradores (2025), que detalha a evolução de preços por Watt-Pico (R\$/Wp) para sistemas residenciais, conforme a Tab. 1.

Tabela 1 – Evolução dos preços dos sistemas fotovoltaicos residencial

Meses	Potência analisada (R\$/Wp)		
	2kWp	4kWp	8kWp
Jan. 2023	5,42	4,39	3,92
Jun. 2023	4,48	3,68	3,26
Jan. 2024	3,87	3,17	2,67
Jun. 2024	3,62	2,93	2,58
Jan. 2025	3,64	2,88	2,42

Fonte: Adaptado de Greener, 2025

A partir dos dados para janeiro de 2023 e janeiro de 2025, realizou-se uma interpolação para o sistema de 4,2 kWp, chegando a um valor de 4,37 R\$/Wp e 2,86 R\$/Wp respectivamente. Isso resulta em um investimento inicial total de aproximadamente R\$ 18.354,00 e R\$ 12.012,00 respectivamente, valores que servirão de base para as análises de viabilidade econômica.

Para a análise de viabilidade econômica, foram calculados o Valor Presente Líquido (VPL) e o *payback* descontado. Esses métodos, considerados padrão em análises financeiras, avaliaram o retorno do investimento, incorporando as taxas de desconto apropriadas e os cenários projetados de custo da energia elétrica. A legislação vigente, em especial as alterações impostas pela Lei 14300/2022, foi incorporada para ajustar as projeções tarifárias, incluindo os custos associados à aplicação da TUSD fio B. Essa abordagem visa fornecer uma projeção mais realista e robusta da geração de energia e do retorno financeiro, em contraste com algumas plataformas de simulação que podem oferecer análises mais simplificadas ou de curto prazo. Trabalhos como os de Galdino (2023) e Pereira Júnior et al. (2024) reforçam a relevância de incluir tais variáveis para uma análise econômica precisa e assim compreender os desafios enfrentados por consumidores e investidores na adesão à microgeração distribuída (Amaral et al., 2024; Fernandes e Alberto, 2023).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

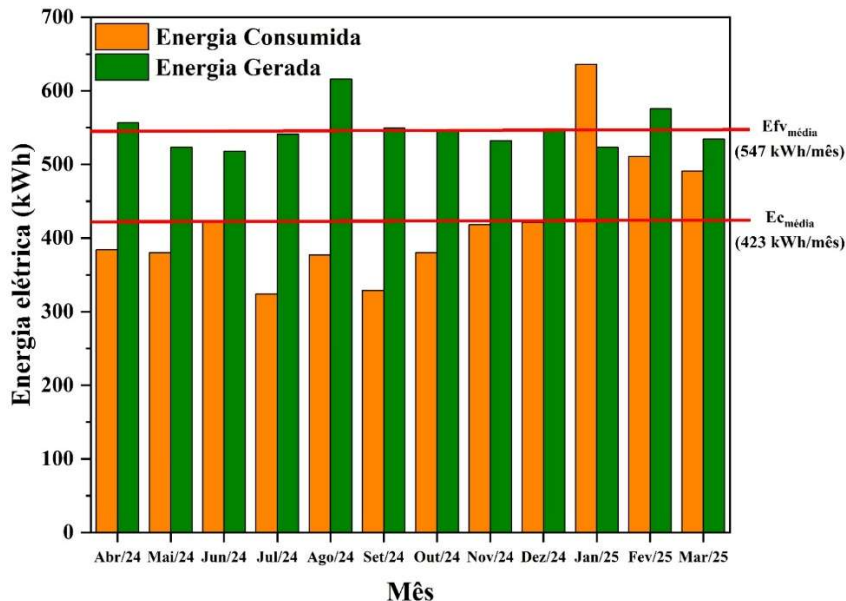
5.1 Análise da energia consumida pela carga e produzida pelo sistema fotovoltaico

5.2

O consumo da carga (residência) é de 5.076 kWh/ano. Já a energia gerada pelo sistema fotovoltaico de 4,2kWp é estimada, em 6.568 kWh/ano, suficiente para atender à demanda de durante os 25 anos de vida útil.

As análises consideraram tarifas da CPFL Paulista vigentes em janeiro de 2025, com aplicação progressiva da TUSD Fio B conforme a Lei 14300/2022. A Fig. 1 evidencia que embora o sistema fotovoltaico gere em média ($E_{FV,média}$) mais que o consumo médio ($E_{C,média}$), em janeiro o consumo sofre um aumento expressivo, no qual é superior a demanda gerada.

Figura 1: Comparativo entre energia consumida e energia gerada pelo sistema fotovoltaico



Fonte: Autores, 2025

A Tab. 2 apresenta os principais parâmetros técnicos e tarifários utilizados na simulação da viabilidade do sistema, considerando o cenário regulatório no período de 8 anos, a partir do 3º ano da Lei 14300/2022. Esses dados servem como base para os cálculos de geração, consumo, compensação e economia ao longo dos anos de operação que serão mostrados posteriormente. A tarifa da energia injetada (TE_{INJ}), que vai servir como créditos para o consumidor, diminui em relação a tarifa da energia da rede (TE) conforme aumenta o percentual da TUSD Fio B. Até o final de 2032, no qual é cobrado o TUSD Fio B em sua totalidade, a TE_{INJ} é 21,6% menor que a TE.

Tabela 2: Cenário de Eficiência, Tarifas e Compensação de Energia em um período de 8 anos de implantação

Ano de operação	Eficiência dos módulos (%)	TE (R\$/kWh)	TE _{INJ} (R\$/kWh)	Percentual do TUSD Fio B (%)	Fator de Simultaneidade (%)
2025	100	0,6755	0,5825	0,45	0,35
2026	99,3	0,7155	0,5915	0,60	0,35
2027	98,6	0,7555	0,6005	0,75	0,35
2028	97,9	0,7955	0,6095	0,90	0,35
2029	97,2	0,8355	0,6289	1	0,35
2030	96,5	0,8755	0,6689	1	0,35
2031	95,8	0,9155	0,7089	1	0,35
2032	95,1	0,9555	0,7489	1	0,35

Fonte: Autores, 2025

Conforme mostrado na Tabela 2, a eficiência dos módulos decresce ao longo dos anos, partindo de 100% em 2025 e chegando a 95,1% em 2032. Esse comportamento reflete a degradação natural dos painéis, impactando diretamente na geração de energia. As tarifas de energia da rede apresentam crescimento anual constante, projetado pela inflação anual de 4%, começando em R\$0,6755/kWh e superando aproximadamente R\$0,96/kWh no mesmo período para a energia gerada. A tarifa aplicada aos créditos segue a mesma tendência de aumento, porém com valores ligeiramente menores, devido ao desconto proporcional ao Fio B conforme demonstrado na tabela 1, na qual o percentual de cobrança do Fio B sobre os créditos injetados cresce gradualmente de 45% em 2025 até atingir 100% em 2029.

As Tab. 3 e 4 reúnem os resultados da simulação, incluindo a geração de energia, o consumo instantâneo, os créditos injetados na rede e os valores econômicos associados para o período de 10 anos. Esses dados permitem avaliar o desempenho do sistema ao longo do tempo e estimar a economia gerada em comparação com o consumo exclusivo da rede elétrica.

Tabela 3: Cenário energético de um sistema fotovoltaico em um período de 8 anos de implantação

Ano de operação	Energia Consumida pela Residência (kWh/ano)	Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico (kWh/ano)	Energia Consumida no Instante da Geração (kWh/ano)	Energia Injetada na Rede (kWh/ano)	Energia Consumida em Forma de Créditos da rede (kWh/ano)	Saldo de créditos (kWh/ano)
2025	5076,0	6568	1776,6	4269,2	3299,40	969,80
2026	5076,0	6522,0	1776,6	4239,32	3299,40	939,92
2027	5076,0	6476,0	1776,6	4209,43	3299,40	910,03
2028	5076,0	6430,1	1776,6	4179,55	3299,40	880,15
2029	5076,0	6384,1	1776,6	4149,66	3299,40	850,26
2030	5076,0	6338,1	1776,6	4119,78	3299,40	820,38
2031	5076,0	6292,1	1776,6	4089,89	3299,40	790,49
2032	5076,0	6246,2	1776,6	4060,01	3299,40	760,61

Fonte: Autores, 2025

No primeiro ano de operação, o sistema gerará 6568 kWh atendendo a demanda de 5076,0 kWh, no entanto, a geração diminuirá de forma linear anualmente devido a degradação do painel fotovoltaico conforme mencionado anteriormente. Do total gerado, 1776,6 kWh (35%) é consumido instantaneamente pela residência, não é medido pelo medidor, enquanto o restante, 4269,2 kWh, é injetado na rede em forma de créditos e consumidos posteriormente.

Apesar dos créditos reduzir a dependência energética, eles estarão sujeitos a cobrança progressiva do fio B conforme evidenciado na tabela 1, “desvalorizando” a energia, injetada na rede, uma vez que o valor do crédito consumido (aproximadamente 0,58 R\$/kWh) é inferior ao custo da energia consumida diretamente da concessionária (0,67553 R\$/kWh). Nesse sentido, os créditos são injetados na rede a R\$ 2883,97 (produto entre 4269,2 kWh e 0,67553 R\$/kWh) e são compensados, termo referente ao consumo de energia da concessionária em forma de créditos, a R\$ 1922,02

(produto entre 2908,1 e 0,58). A diferença entre esses valores corresponde ao valor pago de fio B no primeiro ano, aproximadamente R\$961,95.

Tabela 4: Projeções econômicas para o sistema fotovoltaico

Ano de Operação	Valor da Energia Gerada (R\$/ano)	Valor da Energia Compensada da Rede (R\$/ano)	Custo de disponibilidade (R\$/ano)	Gasto Anual sem Sistema Fotovoltaico (R\$)	Custo TUSD Fio B Sobre a Energia Compensada da Rede (R\$)	Gasto Anual com Sistema Fotovoltaico (R\$)	Economia Anual com Sistema Fotovoltaico (R\$)
2025	2883,97	1922,02	405,32	3428,99	961,95	961,95	2467,04
2026	3033,36	1951,73	429,32	3632,03	1081,63	1081,63	2550,40
2027	3180,35	1981,43	453,32	3835,07	1198,92	1198,92	2636,15
2028	3324,95	2011,13	477,32	4038,11	1313,82	1313,82	2724,29
2029	3467,17	2074,93	501,32	4241,15	1392,24	1392,24	2848,91
2030	3606,99	2206,90	525,32	4444,19	1400,09	1400,09	3044,10
2031	3744,42	2338,88	549,32	4647,23	1405,54	1405,54	3241,69
2032	3879,46	2470,85	573,32	4850,27	1408,61	1408,61	3441,66

Fonte: Autores, 2025

Conforme Resolução Normativa 1059/2023, o consumidor pagará o maior valor relacionado ao consumo entre o fio B e o custo de disponibilidade. Nesse caso, o custo de disponibilidade é de 50 kWh/mês, e o consumo de fio B é de aproximadamente 275 kWh/mês. Dessa maneira, o consumidor pagará somente o valor referente ao consumo dos créditos (além dos encargos e custo de iluminação pública).

O produto entre o consumo anual (5076,0 kWh) e o custo da energia consumida da concessionária (0,67553 R\$/kWh) é o valor que seria pago pela energia consumida pelo usuário anualmente, sem o sistema fotovoltaico e desconsiderando os impostos e o custo de iluminação pública, que no primeiro ano é de R\$ 3428,99. Nesse sentido, considerando o valor pago (custo de Fio B) o consumidor terá uma economia no primeiro ano de R\$2467,04.

5.3 Indicadores Financeiros

Com o consumo e geração estabelecidos, bem como os custos do fio B e seu impacto na fatura de energia, é possível calcular os principais indicadores financeiros discutidos anteriormente.

Para o projeto implantado em 2025, o *payback* simples é estimado entre 4 e 5 anos (Figura 6). Esse prazo representaria algo em torno de 18% do período de vida útil do sistema fotovoltaico. Essa estimativa de *payback* é considerada razoável para sistemas fotovoltaicos. Já o *payback* descontado, mais realista por considerar o valor do dinheiro no tempo, indica retorno um pouco mais longo, em 6,71 anos.

A comparação com o cenário de 2023, apresentada na Tab. 7, demonstra que, apesar da cobrança de 45% do fio B em 2025, o projeto continua atrativo. Isso se deve à expressiva redução no custo dos sistemas fotovoltaicos — de R\$ 4,37/Wp em 2023 para R\$ 2,86/Wp em 2025. Essa diferença entre o impacto da implementação dos sistemas no início de 2023 e atualmente em 2025 está demonstrada na Tab. 5.

Tabela 5 – Diferença entre os indicadores econômicos do sistema de 4,2 kWp instalado em jan/2023 e em jan/2025

	R\$/Wp	TMA (%)	TIR	VPL (R\$)	Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)	Lucratividade	<i>Payback</i> Simples	<i>Payback</i> Descontado
2023	4,37	13,65	18%	R\$ 6.275,32	R\$ 96.428,42	1,34	6,39 anos	12,75 anos
2025	2,86	13,25	25%	R\$ 12.905,97	R\$ 102.363,46	2,07	4,57 anos	7,04 anos

Fonte: Autores, 2025

A partir dos dados apresentados, é avaliada como atrativa a viabilidade econômico-financeira proposta pelo sistema fotovoltaico. A Taxa Interna de Retorno (TIR) calculada é de 25% (considerando 25 anos), acima da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) adotada de 13,25%, correspondente à taxa SELIC adotada em janeiro de 2025. A relação entre TIR e TMA indica que o projeto tende a ser mais rentável do que aplicações financeiras tradicionais (PAMPLONA, 2006).

O Valor Presente Líquido (VPL) reforça a atratividade do investimento, com valor positivo de R\$ 12.905,97 em 25 anos. Esse resultado mostra que, descontados todos os fluxos de caixa futuros à taxa de atratividade adotada, o projeto não apenas recupera o capital investido, como também gera um excedente financeiro, validando a robustez da proposta (SAMANEZ, 2010). O índice de lucratividade calculado foi de 2,07, o que indica que, para cada real investido, há um

retorno de R\$ 2,07 ao longo da vida útil do sistema (25 anos). Valores superiores a 1 confirmam a viabilidade econômica do projeto.

O fluxo de caixa acumulado sem descontos é na ordem de R\$102.363,46, com uma média de R\$4.094,54 por ano. Esse valor é 8,5 vezes superior ao investimento inicial, ou seja, esse valor reforça o expressivo potencial de retorno do investimento em geração, mesmo considerando o novo marco legal. Os resultados demonstram coerência com o perfil do investimento analisado, caracterizado por alto custo inicial e retorno gradual, típico de sistemas de geração distribuída com fonte solar fotovoltaica (Magalhães. 2024 & Duarte, 2023).

5.4 Dimensionamento em outras plataformas - Validação dos Resultados

A análise a seguir detalha e compara os parâmetros de entrada utilizados por diferentes plataformas de simulação (Aplicativo do Curso Solar da USP, Estimate, Portal Solar, KinSol e NeoSolar) com a abordagem deste trabalho. Essa comparação é fundamental para entender a origem das variações nos resultados de dimensionamento e viabilidade econômica, evidenciando como o nível de detalhamento em fatores como irradiação solar, perdas do sistema e premissas financeiras pode influenciar as conclusões de cada ferramenta. A Tab. 6 fornecida resume as principais diferenças entre os parâmetros de entrada utilizados por esses simuladores em comparação com aqueles definidos neste artigo.

A comparação evidencia que este trabalho se aprofunda em fatores financeiros e de longo prazo que são frequentemente simplificados ou omitidos pelas outras ferramentas de simulação. Diferenciais como a inclusão da degradação anual dos módulos e o reajuste anual da tarifa conforme algum parâmetro garantem uma projeção mais realista ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema.

Adicionalmente, a aplicação explícita da simultaneidade, tarifa fio b e a definição do custo do sistema completo como premissas — parâmetros ausentes ou tratados de forma imprecisa na maioria das outras plataformas — conferem maior robustez à análise de viabilidade econômica. Essas escolhas metodológicas justificam as diferenças encontradas nos resultados e demonstram uma abordagem mais prudente e alinhada à realidade do mercado. A tabela completa com todos os resultados está detalhada no link disponibilizado no Apêndice.

Como esperado, as diferenças nas premissas metodológicas resultam em variações significativas nos resultados de viabilidade econômica. A Tab. 7 compara os principais indicadores financeiros obtidos neste trabalho com os das plataformas.

Tabela 6: Comparação entre os dados de entrada das plataformas utilizadas.

Parâmetro Chave	Curso Solar USP ¹	Estimate	Portal Solar	Kinsol	NeoSolar	Presente Trabalho
Irradiação Solar Média Diária	✗ Não	✓ Sim	✗ Não	✗	✗ Não	5,43 kWh/m ² /dia
Simultaneidade	✓ Sim	✓ Sim	✗ Não	✗ Não	✗ Não	35%
Degradação Anual	✗ Não	✓ Sim	✗ Não	✗ Não	✗ Não	0,7% ao ano
Tarifa Fio B (R\$/kWh)	✗ Não	✓ Sim	✗ Não	✗ Não	✗ Não	0,20665 R\$/kWh
Reajuste Anual da Tarifa	✗ Não	✓ Sim	✗ Não	✗ Não	✗ Não	4% ao ano
Custo do Sistema	✗ Não	✗ Não	✗ Não	✗ Não	✗ Não	R\$ 12.012,00

Fonte: Autores

¹Aplicativo do Curso Solar USP disponível em < <https://sel.eesc.usp.br/cursosolar/>>

Tabela 7: Comparação entre os resultados das plataformas utilizadas.

Item	Curso Solar USP	Estimate	Portal Solar	Kinsol	NeoSolar	Presente Trabalho
Potência Instalada	3600 W	4,095 kWp	3,33 kWp	3,99 kWp	2,84 kWp	4,2 kWp
Energia Gerada Anual	5444,40 kWh	5726,63 kWh	5040 kWh	5664 kWh	4.518 kWh	6568 kWh
Custo Total do Investimento	-	R\$ 8.974,25 (Custo do kit)	R\$ 9.848,65 a R\$ 11.922,05	R\$ 10.284,64 à R\$ 12.570,12	R\$12.745,33 a R\$18.409,92	R\$12.012 (Jan/25)
Economia 1º ano	R\$ 3.603,70 (Total anual)	Receita R\$ 3894 (1º ano)	R\$ 3.725,87	R\$ 2.816,77	R\$ 3.048,00	R\$2.467,04 (1º ano, com Fio B)
Custo Anual com Sistema Solar	Valor da conta R\$ 0,12 (Total anual)	Despesa R\$ 1.056,00 (1º ano)	-	R\$ 1.010,64	-	R\$961,95 (1º ano, Custo Fio B)
Payback Simples	-	3 anos e 3 meses	4 anos e 1 mês	3 anos e 9 meses	-	4,57 anos
Payback Descontado	-	-	-	-	-	7,04 anos
VPL	-	R\$ 10.268,13 (10 anos)	-	-	-	R\$ 12.905,97(25 anos)
TIR	-	48.91%	-	-	-	25%
TMA	-	13,25%	-	-	-	13,25% (jan/25)
Consideração Lei 14.300 / Fio B	Não fornece análise	Solicita % Fio B, mas aplicação não é clara	Não fornece análise	Solicita valor da tarifa	Não fornece análise	Sim, detalhada e progressiva

Fonte: Autores

A Tab. 7 em questão realiza uma comparação resumida entre os principais resultados do dimensionamento e a análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico proposto neste trabalho com as plataformas de simulação discutidas anteriormente. A análise abrange desde a potência instalada até indicadores financeiros como custo do sistema, *paybacks*, VPL, TIR, TMA e a consideração da Lei 14300/2022 e Fio B.

Os dados mostram que plataformas como Estimate e Kinsol apresentam resultados mais otimistas, com *payback* mais curto e, no caso do Estimate, uma TIR significativamente maior. No entanto, essa diferença é justificada pela última linha da tabela: a aplicação da Lei 14300/2022 nessas ferramentas não é clara. O presente trabalho, ao modelar detalhadamente os custos progressivos do Fio B, oferece um cenário de retorno mais conservador, porém mais alinhado à realidade atual. A tabela completa com todos os parâmetros está detalhada no link disponibilizado no Apêndice.

6. CONCLUSÃO

A análise do dimensionamento e da viabilidade financeira indica que, mesmo com as limitações impostas pela Lei 14300/2022, o investimento no sistema fotovoltaico é atrativo e permanece economicamente vantajoso, especialmente quando analisado em um horizonte de 25 anos. Os resultados financeiros corroboram a viabilidade do projeto, que apresenta um *payback* simples e descontado de 4,57 e 6,71 anos respectivamente, gera um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 12.905,97 e alcança uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 25%, superando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 13,25%.

Dessa maneira, a viabilidade do projeto está diretamente relacionada à correta implantação dos parâmetros técnicos e financeiros do projeto, como fator de simultaneidade e tarifas de energia. Nesse sentido, sugere-se

acompanhamento constante da geração de energia, ao autoconsumo de energia elétrica e acompanhamento às alterações tarifárias, fatores que implicam diretamente no retorno financeiro.

Para reforçar a confiabilidade da análise, os resultados do dimensionamento e da viabilidade econômico-financeira foram comparados com os resultados obtidos por meio de softwares e sites gratuitos: Curso Solar USP, Estimate, Portal Solar, Neo Sol e Kinsol.

Curso Solar USP e a calculadora da Kinsol demonstrou que, embora existam variações, o dimensionamento proposto é coerente e próximo ao de ferramentas de mercado. Já a comparação com o

Estimate evidenciou como a falta de clareza na aplicação da Lei 14300/2022 pode gerar indicadores excessivamente otimistas, como uma TIR de 48,91% e um *payback* de apenas 3,3 anos. Apesar dessas divergências e convergências pontuais, ambos os softwares corroboram o estudo de projeções para o investimento em um sistema fotovoltaico, no entanto, sugere-se atualizações sobretudo para adicionar o impactos da lei 14300/2022, o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída.

Conclui-se, portanto, que a análise deste trabalho se destaca pela transparência e robustez metodológica. Ao considerar detalhadamente o impacto progressivo do Fio B e fatores de longo prazo, oferece um cenário de retorno mais conservador, porém mais alinhado à realidade regulatória. Para uma tomada de decisão que priorize a segurança e a previsibilidade, a análise apresentada aparenta ser a mais completa e prudente, ainda que seus números de retorno inicial possam parecer menos atrativos que os de simulações que simplificam os encargos da nova legislação.

REFERÊNCIAS

ABREU, José Carlos de. Finanças Corporativas. FGV ONLINE: [s. n.], 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR. Energia solar fotovoltaica no Brasil: infográfico ABSOLAR, n. 81, 11 jul. 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 22 ago. 2025.

ANEEL/ABSOLAR. Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. 2025. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 30 Maio, 2025.

AMARAL, V. R. do; BÜTTENBENDER, P. L.; THESING, N. J. Novo marco legal à geração distribuída de energia maiorica no Brasil: uma abordagem das principais mudanças. Informe GEPEC, v. 28, n. 1, p. 440–461, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.48075/igepec.v28i1.31536>.

ANEEL. (2023). Resolução Normativa nº 1059, de 7 de fevereiro de 2023. Diário Oficial da União, Seção 1, p. 65, v. 161.

ANEEL. Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica: Relatório contendo os dados das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição. [S. l.], 8 abr. 2024. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: 17 abr. 2025.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL BRAZILIAN ENERGY BALANCE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 12 out. 2024.

BANCO CENTRAL DO BRASIL Taxas de juros básicas – Histórico. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 11 abr. 2025.

BRASIL, F. da S.; EIRA, F. M.; NUNES JUNIOR, L. G. P.; COSTA, M. B.; MONTEIRO, P. R. D. Análise dos impactos financeiros de uma usina de geração de energia fotovoltaica junto à carga com aplicação da lei 14.300. Revista de Tecnologia Aplicada, p. 86–99, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.48005/2237-3713rta2023v12n1p8699>.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 6 jan. 2022.

CARVALHO, F. S. de; LAGE, E. G. S. Método de análise e dimensionamento do sistema fotovoltaico ongrid. Technology Sciences, v. 1, n. 2, p. 24–36, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.6008/cbpc2674-6425.2019.002.0004>.

CURSO SOLAR FOTOVOLTAICO USP. SEL – Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. Disponível em: <<https://sel.eesc.usp.br/cursosolar/>>. Acesso em: 19 abr. 2025.

DE OLIVEIRA SILVA, Pedro Henrique; JANNI, Vanessa. Relação da taxa mínima de atratividade no cenário econômico atual com a viabilidade econômica de projetos.. Boletim do Gerenciamento, [S.l.], v. 25, n. 25, p. 68-75, ago. 2021. ISSN 2595-6531. Disponível em: <<https://nppg.org.br/revistas/boletimdogerenciamento/article/view/582>>. Acesso em: 19 abr. 2025.

DILLI, Murilo de Ávila; BRITO, Bruno Henrique. Análise do fator de simultaneidade em sistemas fotovoltaicos para prossumidores com diferentes padrões de consumo. *Revista Sítio Novo*, Palmas, v. 9, p. e1578, 2025. DOI: 10.47236/2594-7036.2025.v9.1578. Disponível em: <https://sitionovo.ifto.edu.br/index.php/sitionovo/article/view/1578>. Acesso em: 2 ago. 2025.

DUARTE, Rosângelo Jerônimo da Costa. Dimensionamento estocástico de geração de energia solar fotovoltaica aplicado a consumidores em média tensão - estudo de caso. 2023. 92 f. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação) - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu - PR

- ENERGÊS. Simultaneidade: Impacto na Viabilidade da Geração de Energia - Energês. Disponível em: <<https://energes.com.br/simultaneidade>>. Acesso em: 19 abr. 2025.
- FELIPPIN, G. M. da R.; DE SOUZA, S. S. F. Análise de viabilidade de implantação de um sistema de geração fotovoltaico a partir da nova legislação. *Brazilian Journal of Development*, v. 9, n. 12, p. 30870–30891, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.34117/bjdv9n12-021>.
- FERNANDES, Jos. P. R.; ALBERTO, E. S. S. Marco regulatório do Brasil (Lei No 14300 de 2022 e REN No 1059 de 2023) e as lacunas socioambientais da geração fotovoltaica. *Anais do Congresso Brasileiro de Geração Distribuída*. Disponível em: <https://doi.org/10.53316/cbgd2023.021>.
- FONSECA, José Eduardo Ferreira da; OLIVEIRA, Fernando Schuck de; PRIEB, César Wilhelm Massen; KREZNINGER, Arno. Degradation analysis of a photovoltaic generator after operating for 15 years in southern Brazil. *Solar Energy*, [s. l.], 15 jan. 2020.
- GALDINO, M.; RIBEIRO, C. M.; EDUARDO. EFEITOS DO SUPERDIMENSIONAMENTO E DO NOVO MARCO LEGAL SOBRE A ECONOMICIDADE DOS SFCR DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 14, n. 1, p. 53–62, 23 nov. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.59627/rbens.2023v14i1.354>
- GESEP - Gerência de Especialistas em Sistemas Elétricos de Potência. Disponível em: <<https://gesep.ufv.br/>>. Acesso em: 22 abr. 2025.
- GREENER. Estudo estratégico: geração distribuída – mercado fotovoltaico. Referente ao ano de 2024. Março de 2025. Disponível em: <https://estudo-gd-2025.greener.com.br/>. Acesso em: 26 maio 2025.
- HEIN, H. Energia solar fica 3% mais barata no 4o trimestre de 2024. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/energia-solar-preco-quarto-trimestre/>>. Acesso em: 19 abr. 2025.
- LIMA, Fabiano Roberto Santos de. Viabilidade econômica e financeira de projetos. Volta Redonda, RJ: FERP, 2019. 144 p. ISBN 978-85-66196-18-4.
- MAGALHÃES, Sávio Carneiro Lisboa. Dimensionamento do projeto de uma instalação solar fotovoltaica de 250 KW: um estudo de caso. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2024.
- OLIVEIRA, Francisco Quirino de; OLIVEIRA, Francisco Vieira de. Viabilidade de projeto fotovoltaico pós lei 14.300/2022: estudo de caso em uma empresa no interior do Rio Grande do Norte. 2023. TCC (Graduação, Ciências e Tecnologia da Informação) - Universidade Federal Rural do Semi-Árido, [S. l.], 2023.
- PAMPLONA, Edson de Oliveira; MONTEVECHI, José Arnaldo Barra. Engenharia Econômica I. Itajubá: Instituto de Engenharia de Produção e Gestão, Universidade Federal de Itajubá, 2003
- PEREIRA JÚNIOR, A. da P.; JORDAN, R. A.; SANTOS, R. C.; JORDAN, J. P.; MOTOMIYA, A. V. de A.; CARVALHO, A. H. de P.; FREITAS, R. L.; SILVA, G. O. da; MONTEIRO, G. da S.; LOVATTO, J. Impact of new regulatory policies on photovoltaic energy projects in Brazil: a case study for the State of Mato Grosso do Sul. *Caderno Pedagógico*, v. 21, n. 12, e10420, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.54033/cadpedv21n12-081>.
- Portal Solar. Calculadora Solar Portal Solar. [S. l.], 2025. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/calculadora-solar>. Acesso em: 17 abr. 2025.
- ROCHA, Alexandro Vladno; CAMBOIM, Gabriel Chaves; ROCHA, Fabricia Abrantes Figueiredos da. ANÁLISE DOS IMPACTOS NA VIABILIDADE ECONÔMICA COM A VIGÊNCIA DA LEI 14.300/2022 EM PROJETOS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM CONSUMIDOR DO RN. *EmpíricaBR*, [s. l.], 31 jul. 2024.
- SAMANEZ, Carlos Patrício Mercado. Matemática financeira. 5. ed. São Paulo, SP: Pearson, 2010. E-book. Disponível em: <https://plataforma.bvirtual.com.br>. Acesso em: 07 abr. 2025.
- SANTOS, I. A. T.; CARVALHO, A. de O.; CURADO, Y. M. V.; FERNANDES, J. E. S.; BELCHIOR, F. N.; VILLENA, J. E. N. Study on the economic feasibility of photovoltaic systems on grid for subgroup B1 in different Brazilian regions after Law 14300/2022. *Revista FOCO*, v. 17, n. 2, e4447, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.54751/revistafoco.v17n2-070>.
- SILVA, ANDRÉ FILIPE MACIEL. IMPACTO ECONÔMICO DA LEI 14.300/2022 PARA MICROGERADORES FOTOVOLTAICOS EM UNIDADES CONSUMIDORAS DO GRUPO B LOCALIZADAS NAS CAPITAIS BRASILEIRAS. Orientador: Paulo Henrique Fernandes Zanandrea. 2024. TCC (Engenharia Elétrica (Graduação) - Instituto Federal do Espírito Santo, Vitória, 2024.
- SILVEIRA, B.; MELO DOS SANTOS, M. E.; FERREIRA MAIA, F. J.; BASSO, A. P.; SINGH, J. N.; COSTA, H. K. de M. Incentives for photovoltaic energy generation: A comparative analysis of policies in Spain, Germany, and Brazil. *Energy Strategy Reviews*, v. 54, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101415>.
- Simulador Kinsol - Energia Renováveis. Disponível em: <<https://simulador.kinsol.com.br/#/>>. Acesso em: 25 abr. 2025.
- ARAÚJO, Samuel Vinícius Medeiros de. Elaboração de estudo de viabilidade econômica e impactos da Lei 14.300 em usinas fotovoltaicas de microgeração: estudo de caso. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2024.

Apêndice

Apêndice contendo a conta de energia que foi utilizada para o presente trabalho, a planilha em Excel utilizada, as tabelas completas e vídeo de explicação se encontram no link: <https://linktr.ee/felipeferreiraalvescosta>

EVALUATION OF PAYBACK IN ON-GRID PHOTOVOLTAIC SYSTEMS FOR RESIDENTIAL CONSUMERS GROUP B1 UNDER LAW 14300/2022

Abstract. *With the economic and technological development of underdeveloped countries, the demand for electricity continues to grow. To meet this demand, alternative energy sources attract investments and subsequent studies aimed at their greater optimization. In Brazil, in 2025, data from the Brazilian Association of Solar Photovoltaic Energy (ABSOLAR) highlight the growth of solar energy in the country, accounting for around 23.2% of the national electricity matrix. However, new legislation has been enacted, such as Law 14.300/2022, redefining the rules for charging for the use of the distribution grid for the injected energy, impacting the financial return of projects. This article proposes a comparison between sizing calculations of a residential photovoltaic system based on CRESESB data, specialized software, and calculators/simulators available on related websites, as well as an estimate of payback using Net Present Value (NPV) discounting methods, in order to highlight the changes brought about by the new legal framework for solar energy. The results indicated a system with a capacity of 4.2 kWp which, in the economic analysis, presented an NPV of R\$12,905.97, an IRR of 25%, and a discounted payback period of 7,04 years. The validations confirmed the robustness of the proposed sizing when compared to different platforms. Despite the increase in costs due to the new legislation, distributed generation remains economically viable, although requiring strategies to increase self-consumption and regulatory adjustments to maintain its attractiveness.*

Keywords: *Photovoltaic Energy; Law 14300/2022; Economic Viability.*