

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE ENERGIA

CLOVIS RAMOS DE MORAIS NETO

**ANÁLISE COMPARATIVA DO DESEMPENHO FINANCEIRO DE
USINAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA GD I E GD II**

Rio Largo - AL
2025

CLOVIS RAMOS DE MORAIS NETO

**ANÁLISE COMPARATIVA DO DESEMPENHO FINANCEIRO DE
USINAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA GD I E GD II**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof^ª. Dr^ª Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto

Rio Largo - AL

2025

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 – 1512

M828a Morais Neto, Clovis Ramos de.

Análise comparativa do desempenho financeiro de usinas de geração distribuída GD I
E GD II. / Clovis Ramos de Morais Neto. – 2025.

51 f.: il.

Orientador(a): Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Energia) –
Graduação em Engenharia de Energia, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias,
Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2025.

Inclui bibliografia

1. Geração distribuída. 2. Energia solar. 3. Viabilidade econômica. 4. Marco legal.
5. Payback. . I. Título.

CDU: 620.91

Folha de aprovação

CLOVIS RAMOS DE MORAIS NETO

Análise comparativa do desempenho financeiro de usinas de geração distribuída GD I e GD II

Monografia apresentada ao curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Alagoas, como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia de Energia.

Aprovado em: 03/11/2025

Banca Examinadora

Prof^a. Dr^a. Andréa de Vasconcelos Freitas Pinto, UFAL (Orientadora)

Prof. Me. Allan David da Costa Silva, UFAL

Prof. Dr. Júlio Inácio Holanda Tavares Netoulho, UFAL

Ao meu pai,
meu alicerce e inspiração.
Dele herdei não apenas conhecimentos,
mas a força, os valores e o amor
que moldaram quem sou.

In memoriam - Ivanaldo Morais

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, minha profunda gratidão a Deus e a Nossa Senhora, por serem a minha bússola, a fonte inesgotável de força, fé e saúde que me permitiu chegar até o final desta jornada.

À minha amada esposa Dominike, por ser a base de tudo, meu refúgio e meu maior incentivo. Agradeço por todo o apoio incondicional, pelo companheirismo e, principalmente, por cuidar de mim. Sua paciência e amor fizeram com que cada sacrifício valesse a pena. Esta vitória é nossa.

Ao meu eterno e amado pai, Iveraldo. Você é a razão do meu caráter e o meu exemplo de vida. Agradeço por cada ensinamento e por ter me incentivado a ir ao Ceca todos os dias. O homem que sou hoje é fruto da sua dedicação. Eu te amo, pai!

À minha querida avó, que me ampara de longe, junto com meu pai. Guardo com carinho o seu sorriso, que só ela sabia dar. Você, que me ajudou tanto, me ensinou e cuidou de mim com tanto afeto, minha eterna saudade e gratidão.

À minha mãe, Lilian, e ao meu irmão, Antônio, por serem pilares de amor e suporte em todos os momentos da minha vida. A toda a minha família, meus sinceros agradecimentos pelo carinho e pela torcida constante.

No campo acadêmico, agradeço à Professora Andrea, por ter acreditado em mim e aceitado a orientação deste trabalho em um prazo tão desafiador. Sua disposição e incentivo foram essenciais para a conclusão do projeto.

Aos professores Jerusa e Igor, por compartilharem seus conhecimentos, por todo apoio pedagógico e pelas valiosas lições que me acompanharam durante a graduação. Meu reconhecimento também se estende a toda equipe docente e administração do Ceca, por criarem o ambiente necessário para a minha formação.

A todos que, de alguma forma, cruzaram meu caminho e contribuíram para este momento, a minha mais sincera e profunda gratidão.

RESUMO

O setor de Geração Distribuída (GD) de energia solar fotovoltaica no Brasil passou por uma transformação regulatória significativa com a implementação da Lei nº 14.300/2022. Esta mudança impõe novos parâmetros econômicos aos empreendedores e consumidores. Neste contexto, o presente trabalho teve por objetivo analisar e comparar o desempenho econômico-financeiro de projetos de Geração Distribuída (GD) de energia solar fotovoltaica, confrontando o regime regulatório anterior, que se deu início a partir da Resolução Normativa nº 482/2012, com o novo regime, criado a partir das regulamentações da Lei nº 14.300/2022, conhecido como o Marco Legal da Geração Distribuída. A pesquisa justifica-se pela necessidade de quantificar o impacto da alteração regulatória — que passou a cobrar parte dos custos de uso da rede (TUSD Fio B) na energia injetada — sobre a viabilidade dos novos empreendimentos. A metodologia adotada é de natureza comparativa e quantitativa, com a simulação de cenários financeiros para diferentes modelos de negócio, como o residencial e o de usinas de investimento para geração compartilhada, utilizando dados técnicos, projeções de geração e tarifas de energia da concessionária de Alagoas (Equatorial Alagoas). O percurso consistiu na projeção de fluxos de caixa e no cálculo de indicadores de viabilidade, como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Índice de Lucratividade (IL) e o Payback, utilizando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 15%. Infere-se, portanto, que, embora a nova regulamentação impacte os indicadores de rentabilidade, os Sistemas Fotovoltaicos On-Grid ainda se mantêm viáveis. Os resultados demonstram que a alteração normativa aumentou o tempo de retorno (Payback) em 19,93% para a primeira situação analisada (modelo residencial) e em 45,50% para a segunda situação (usinas de geração compartilhada), evidenciando a necessidade de reavaliação dos modelos de negócio no novo Marco Legal.

Palavras-chave: geração distribuída; energia solar; viabilidade econômica; marco legal; payback.

ABSTRACT

The Distributed Generation (DG) sector of solar photovoltaic energy in Brazil underwent a significant regulatory transformation with the implementation of Law No. 14,300/2022. This change imposes new economic parameters on entrepreneurs and consumers. In this context, this study aimed to analyze and compare the economic and financial performance of Distributed Generation (DG) projects for solar photovoltaic energy, comparing the previous regulatory regime, which began with Normative Resolution No. 482/2012, with the new regime, created based on the regulations of Law No. 14,300/2022, known as the Legal Framework for Distributed Generation. The research is justified by the need to quantify the impact of the regulatory change—which now charges a portion of the grid usage costs (TUSD Fio B) on the injected energy—on the viability of new projects. The methodology adopted is comparative and quantitative in nature, involving the simulation of financial scenarios for different business models, such as residential and investment plants for shared generation, using technical data, generation projections, and energy tariffs from the Alagoas utility company (Equatorial Alagoas). The process consisted of projecting cash flows and calculating feasibility indicators, such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Profitability Index (PI), and Payback, using a Minimum Attractiveness Rate (MAR) of 15%. Therefore, it can be inferred that, although the new regulations impact profitability indicators, On-Grid Photovoltaic Systems remain viable. The results demonstrate that the regulatory change increased the return time (Payback) by 19.93% for the first situation analyzed (residential model) and by 45.50% for the second situation (shared generation plants), highlighting the need to reevaluate the business models in the new Legal Framework.

Keywords: distributed generation; solar energy; economic viability; legal framework; payback.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	- Matriz elétrica brasileira 2024-2028.....	19
Figura 2	- Matriz elétrica brasileira 2025.....	21
Figura 3	- Como funciona o processo de compensação de energia até o consumidor final.....	22
Figura 4	- Demonstrativo da cobrança gradativa do TUSD Fio B.....	23
Figura 5	- Fatura de energia Equatorial-AL, investidor residencial com energia solar adquirida antes MLGD GD1.....	25
Figura 6	- Tabela 2 da RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº3.450, DE 29 DE ABRIL DE 2025 (ANEEL, 2025).....	26
Figura 7	- Relatório Dados das Componentes Tarifárias ANEEL.....	27
Figura 8	- Composição da Tarifa Unitária correspondente a energia injetada.....	27
Figura 9	- Fatura de energia Equatorial-AL, investidor residencial com energia solar adquirida depois do MLGD GD2.....	28

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	- Evolução da geração de energia através de fontes de energias renováveis em destaque para o crescimento da Solar Fotovoltaica.....	20
Gráfico 2	- Trajetória da Micro e Mini Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil.....	21
Gráfico 3	- Geração de Energia Anual analisada do dia 24 de Agosto de 2021 até o dia 21 de Setembro de 2025, em kilowatts-hora (kWh).....	38
Gráfico 4	- Geração de Energia Anual analisada do dia 23 de Agosto de 2023 até o dia 30 de Setembro de 2025, em kilowatts-hora (kWh).....	39
Gráfico 5	- Geração de Energia Anual Estimada Mensalmente com Base na Potência Definida do SF e Variação da Irradiação Solar, em kWh(kilowatts-hora).....	39
Gráfico 6	- Fluxo de Caixa por período e linha de Payback - Cenário 1.....	46
Gráfico 7	- Fluxo de Caixa por período e linha de Payback - Cenário 2.....	47
Gráfico 8	- Fluxo de Caixa por período e linha de Payback - Cenário 3 GD1.....	47
Gráfico 9	- Fluxo de Caixa por período e linha de Payback - Cenário 3 GD2.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Tarifas Elétricas dos últimos anos, tributos com base nas referências de setembro.....	41
Tabela 2	- Lucro Anual do Projeto do Cenário 2.....	41
Tabela 3	- Lucro Anual do Projeto do Cenário 3 - GD2.....	42
Tabela 4	- Cenário 1 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade.....	43
Tabela 5	- Cenário 2 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade.....	44
Tabela 6	- Cenário 3 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade - GD1.....	44
Tabela 7	- Cenário 3 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade - GD2.....	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
UFAL	Universidade Federal de Alagoas
GD	Geração Distribuída
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
ROI	Return on Investment
BEN	Balanco Energético Nacional
MME	Ministério de Minas e Energia
CAPEX	Capital Expenditure
OPEX	Operational Expenditure
IL	Índice de Lucratividade
VPL	Valor Presente Líquido
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
MLGD	Marco Legal da Geração Distribuída
REH	Resolução Homologatória
TU	Tarifa Unitária
RA	Relatório Aberto
MMGD	Mini e Micro Geração Distribuída
REN	Resolução Normativa
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
IEA	International Energy Agency
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
SFRC	Sistema Fotovoltaico Residencial Comum
PID	Parcela Energia Injetada Sem Desconto GD2
BTB	Benefício Tarifário Bruto

BTL	Benefício Tarifário Líquido
PIS	Programa de Integração Social
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
COSIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
2	OBJETIVOS.....	18
2.1	Objetivo Geral.....	18
2.2	Objetivos Específicos.....	18
3	REFERENCIAL TEÓRICO.....	19
3.1	Geração Distribuída	19
3.1.1	Evolução.....	19
3.1.2	Modalidades de Geração Distribuída.....	20
3.2	GD1 vs. GD2: Características e Regras de Compensação de Energia...	22
3.2.1	Comparativo e análise de faturas GD1 x GD2.....	23
3.3	Importância do Marco Legal da GD.....	29
4	ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE ENERGIA SOLAR.....	30
4.1	Custos do Projeto.....	30
4.2	Estimativa de Receitas e Benefícios.....	30
4.3	Fluxo de Caixa.....	31
4.4	Indicadores de Viabilidade Econômica.....	31
4.4.1	Payback Simples.....	32
4.4.2	Taxa Mínima de Atratividade (TMA).....	32
4.4.3	Valor Presente Líquido (VPL).....	32
4.4.4	Taxa Interna de Retorno (TIR).....	33
4.4.5	Índice de Lucratividade (IL).....	34
5	MATERIAIS E MÉTODOS.....	35
5.1	Cenários e Dados de Entrada.....	35
5.2	Análise de Desempenho Financeiro.....	35
5.3	Análise Comparativa.....	36
5.4	Especificações dos Cenários.....	36
5.4.1	Cenário 1 Projeto Residencial Monofásico GD1	36
5.4.2	Cenário 2 Projeto Residencial Monofásico GD2.....	36
5.4.3		

	Cenário 3 Modelo de Negócio Usina de Investimento de 112,5 kWp GD1	37
6	x GD2 Grupo B para Energia por Assinatura (Geração Compartilhada).....	38
6.1	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	38
6.2	Geração de Energia Anual.....	40
6.3	Lucro Anual.....	43
6.4	Fluxo de Caixa.....	45
6.5	Payback.....	49
7	Síntese dos Resultados.....	50
	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	51
	REFERÊNCIAS.....	

1 INTRODUÇÃO

Observa-se que um número crescente de brasileiros, de diferentes origens (áreas urbanas, rurais, empresas e indústrias) e níveis sociais, têm optado por sistemas solares fotovoltaicos, atraídos pela economia, eficácia e produção de energia limpa que proporcionam (ABSOLAR, 2024). Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2023), o Nordeste alcançou um novo marco, com uma produção média de 3.159 MW médios (22,9% da demanda). No Brasil, a produção total de energia solar fotovoltaica atingiu 39,8 GW (ABSOLAR, 2024).

Impulsionado pela busca da sociedade por fontes de energia mais ecológicas e sustentáveis, o setor elétrico brasileiro está em constante adaptação e evolução. Nesse contexto, a Geração Distribuída (GD) surge como um investimento promissor, permitindo que os consumidores produzam sua própria energia a partir de fontes renováveis, com destaque para a energia solar fotovoltaica. Essa abordagem não só diversifica a matriz energética, mas também diminui a dependência de grandes usinas centralizadas e minimiza as perdas na transmissão e distribuição.

As fontes renováveis de energia são aquelas consideradas inesgotáveis para os padrões humanos de utilização. Podemos utilizá-las continuamente e nunca se acabam, pois sempre se renovam. Alguns exemplos são a energia solar, aproveitada diretamente para aquecimento ou geração de eletricidade, hidrelétrica, eólica, oceânica, geométrica e da biomassa.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, estabeleceu as normas para esse mercado, criando um sistema de compensação de energia que incentivou o crescimento da GD no Brasil. Com o tempo, o avanço tecnológico e a experiência acumulada ao longo dos anos tornaram necessária uma atualização do marco regulatório, o que culminou na Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída (MLGD). Essa lei introduziu novas diretrizes, tarifas e modalidades, remodelando o cenário para investidores e consumidores.

Entre os tipos de GD, a Geração Distribuída 1 (GD1) e a Geração Distribuída 2 (GD2) são os momentos mais marcantes da evolução das regras. A GD1, ligada às normas da REN 482/2012, tem um jeito melhor de compensar a energia, onde o que sobra é jogado na rede e vira créditos, sem taxas pelo uso dela. Já a GD2, que segue o que diz a Lei nº 14.300/2022, criou um jeito novo de cobrar, onde uma parte dos custos da rede (TUSD Fio B) é cobrada em cima da energia que é injetada.

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2023), o Brasil passou dos 25 GW de capacidade em GD solar em 2023, mostrando como esse mercado é forte. Mas, a mudança da GD1 para a GD2 traz dúvidas sobre se os projetos novos ainda valem a pena. A mudança nas regras de compensação, mesmo sendo importante para o sistema elétrico se manter, pode mexer diretamente com o quanto os investimentos rendem.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Dessa forma, este trabalho propôs uma análise comparativa entre o desempenho financeiro de usinas de Geração Distribuída GD1 e GD2. O objetivo é identificar e medir as diferenças no lucro, no retorno sobre o investimento (ROI) e no tempo de retorno (payback) entre os dois regimes regulatórios.

2.2 Objetivos Específicos

- Analisar comparativamente o desempenho financeiro de usinas de Geração Distribuídas GD1 e GD2.
- Verificar se as regras novas da GD2, com a cobrança de taxas sobre a energia injetada, resultam em uma redução significativa da viabilidade econômica dos projetos em relação à GD1.
- Utilizar exemplos hipotéticos e projeções financeiras, considerando variáveis como custo de instalação, produção de energia, preços da energia e como cada tipo de regra cobra.
- Demonstrar de forma clara o impacto econômico do Marco Legal da Geração Distribuída, que auxiliará investidores, desenvolvedores de projetos e quem faz as regras.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

3.1 Geração Distribuída

A GD é definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, conectada à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras próximas ao local de consumo. Diferentemente do modelo tradicional, em que grandes centrais geradoras transmitem energia a longas distâncias, a GD descentraliza a produção, reduz perdas elétricas, promove eficiência energética e confere maior autonomia ao consumidor (ANEEL, 2012).

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira 2024-2028

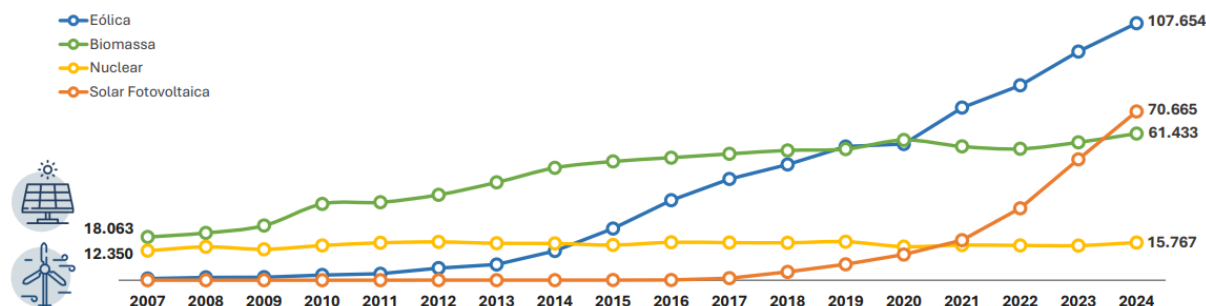


Fonte: Relatório Anual 2024 ONS, (2025).

3.1.1 Evolução

No Brasil, a GD ganhou relevância a partir da publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, que instituiu o sistema de compensação de energia elétrica. Esse marco regulatório permitiu que consumidores se tornassem “prosumidores” — ou seja, simultaneamente produtores e consumidores de energia. Dessa forma, o excedente de energia gerado é injetado na rede da distribuidora e convertido em créditos que podem ser abatidos no consumo em meses subsequentes (ANEEL, 2012).

Gráfico 1 - Evolução da geração de energia através de fontes de energia renováveis em destaque para o crescimento da Solar Fotovoltaica.



Fonte: Balanço Energético Nacional(BEN) - 2025, Ministério de Minas e Energia(MME).

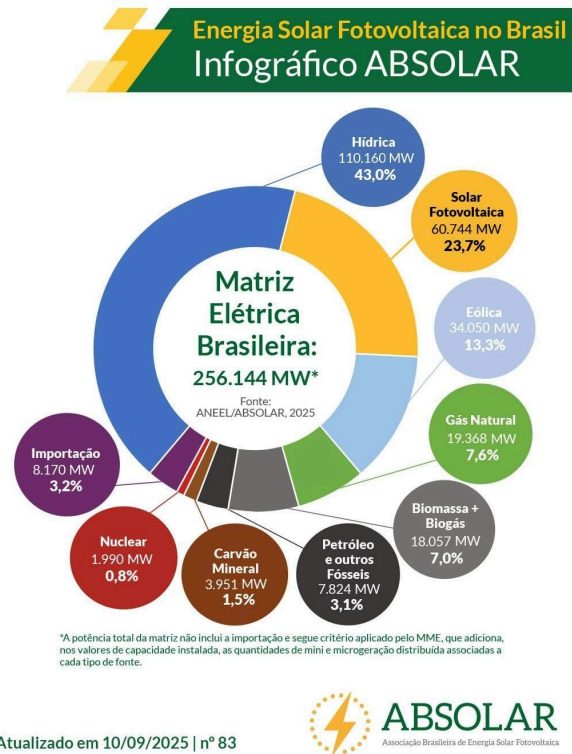
A partir da REN nº 482/2012 e suas atualizações posteriores (como a REN nº 687/2015), houve um expressivo crescimento da GD, impulsionado principalmente pela fonte solar fotovoltaica, que se destacou devido ao elevado potencial solar brasileiro e à redução do custo dos equipamentos. Esse avanço culminou na criação da Lei nº 14.300/2022, o Marco Legal da Geração Distribuída, que trouxe maior previsibilidade regulatória e novos critérios para a compensação de energia.

3.1.2 Modalidades de Geração Distribuída

A GD no Brasil se divide principalmente em microgeração e minigeração distribuída, diferenciadas pela potência instalada: Microgeração distribuída: sistemas com potência instalada de até 75 kW, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Minigeração distribuída: sistemas com potência superior a 75 kW e até 5 MW, no caso de fontes renováveis. Além disso, a ANEEL através da REN nº 482/2012 e sua revisão REN nº 687/2015 prevê modalidades específicas de uso da GD, que ampliam sua aplicação.

Autoconsumo remoto: quando a energia gerada em uma unidade consumidora é compensada em outra, desde que ambas pertençam ao mesmo titular e estejam na mesma área de concessão. Geração compartilhada: caracterizada pela união de pessoas físicas ou jurídicas em consórcios ou cooperativas, que compartilham a geração de energia elétrica, também dentro da mesma área de concessão.

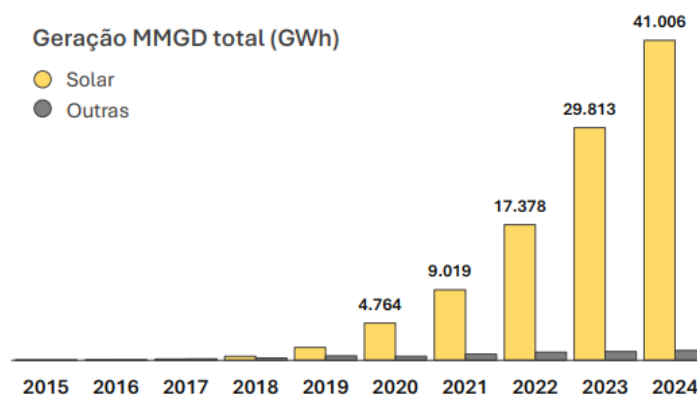
Figura 2 - Matriz elétrica brasileira 2025



Fonte: ABSOLAR (2025).

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): permite a instalação de um sistema gerador em áreas comuns, cujo benefício pode ser repartido entre as unidades consumidoras. Geração junto à carga: quando a unidade geradora está conectada no mesmo local de consumo. Essas modalidades foram fundamentais para ampliar o acesso à GD, especialmente em áreas urbanas, propriedades rurais e empreendimentos comerciais.

Gráfico 2 - Trajetória da Micro e Minigeração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Balanço Energético Nacional(BEN) MME, (2025).

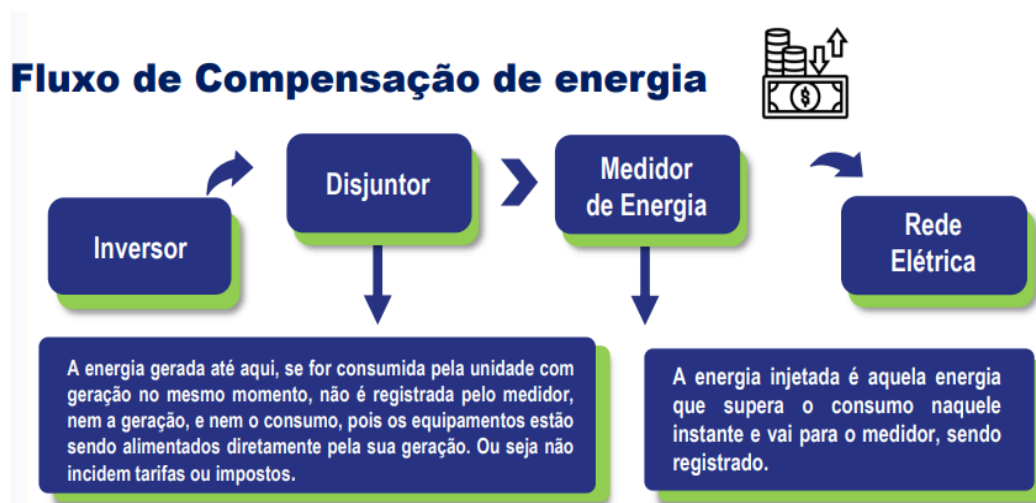
3.2 GD1 vs. GD2: Características e Regras de Compensação de Energia

Com a promulgação da Lei nº 14.300/2022, instituiu-se um novo marco legal para a geração distribuída, criando distinções relevantes entre as modalidades denominadas GD1 e GD2.

A GD1 corresponde ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), é um sistema onde quem gera a própria energia (usando micro ou minigeração distribuída) envia o excedente para a rede da distribuidora. Pense nisso como um empréstimo grátis de energia. Mais tarde, você usa essa energia emprestada para abater o que consumiu, ou ela vira um crédito para você ou para outras unidades participantes do sistema (Equatorial, 2024).

Previsto inicialmente pela REN nº 482/2012 e mantido para unidades de micro e minigeração distribuída conectadas até 6 de janeiro de 2023. Nesse modelo, toda a energia excedente injetada na rede pela unidade consumidora gera créditos em kWh, que podem ser utilizados para abater o consumo de energia elétrica ativa em faturas futuras, em até 60 meses.

Figura 3 - Como funciona o processo de compensação de energia até o consumidor final.



Fonte: Equatorial (2024).

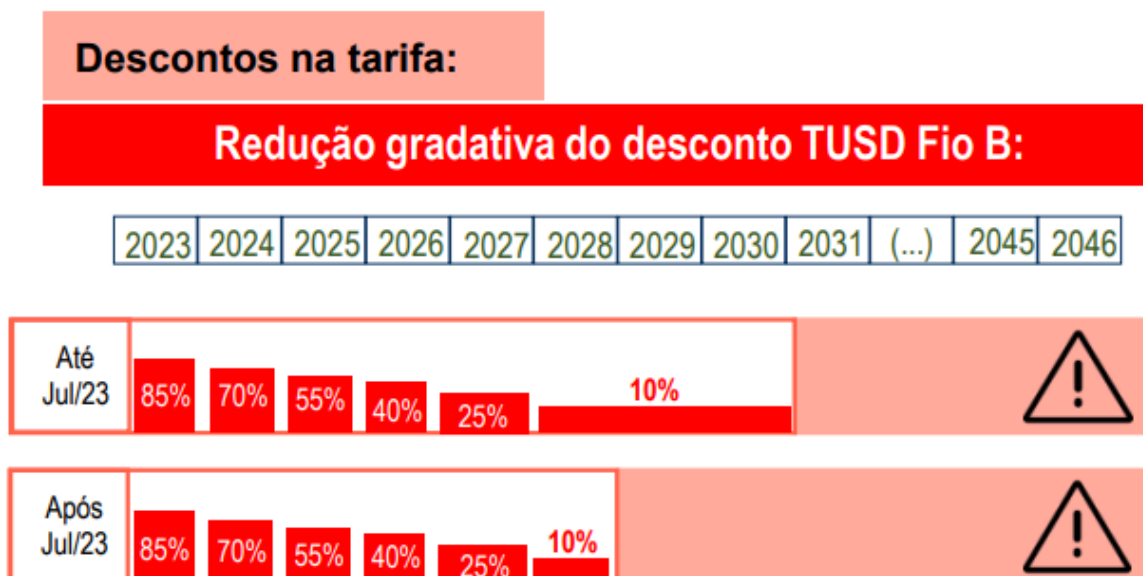
No sistema GD1, a compensação envolve não apenas a energia consumida, mas também os encargos e componentes tarifários relacionados ao uso da rede, como a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Isso possibilitou aos consumidores uma economia significativa, sendo um dos principais fatores do crescimento acelerado da GD no país.

A GD2 – novo regime de compensação estabelecido pela Lei nº 14.300/2022 e aplica-se às unidades consumidoras que solicitaram acesso à rede a partir de 7 de janeiro de

2023. Nesse regime, o excedente injetado na rede continua gerando créditos em kWh, mas a compensação é realizada de forma diferente: não há abatimento integral dos componentes tarifários da TUSD, que passam a ser cobrados separadamente.

Ou seja, na GD2 o consumidor não compensa integralmente os custos de transporte e encargos do sistema elétrico, pagando pela chamada “parcela fio” da tarifa, ainda que injetem energia na rede. Essa mudança busca equilibrar a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras, garantindo que todos os usuários da rede contribuam com os custos de infraestrutura, essa parcela está sendo cobrada gradativamente conforme a **Figura 4** abaixo, essa forma de cobrança e porcentagem de desconto podem ter mudanças no ano de 2029 quando será colocado em pauta novamente as regras de cobrança da GD.

Figura 4 - Demonstrativo da cobrança gradativa do TUSD Fio B.



Fonte: Cartilha de Geração Distribuída Equatorial (2024)

3.2.1 Comparativo e análise de faturas GD1 x GD2

Em suma, os consumidores que já tinham projeto ou protocolou o pedido de conexão na distribuidora até 06 de Janeiro de 2023 se enquadram na modalidade GD1 que garante a compensação integral da energia injetada, incluindo parte da TUSD. Essa é a modalidade mais vantajosa, pois a energia excedente que você injeta na rede é compensada de forma

integral: ou seja, cada quilowatt-hora que você envia para a distribuidora abate um quilowatt-hora que você consome, garantindo a máxima economia na sua fatura, e esse direito está garantido até 2045. É o famoso "um por um".

Como pode-se observar na **Figura 5** o consumidor teve uma energia compensada de 230 kWh e teve um consumo de 30 kWh que não foi compensado, nessa modalidade existe a conhecida taxa mínima de consumo que são 30 kWh para clientes monofásicos e de 100 kWh para clientes trifásicos, vale ressaltar também que nessa referência da fatura e região há a cobrança do adicional de bandeira vermelha, onde também é abatido com a energia injetada, essa cobrança presente na fatura de R\$2,55 equivale a quantidade de consumo cobrado na taxa mínima.

Sendo assim, nessa forma de cobrança, para que se chegue no valor final a pagar, como observado, basta apenas multiplicar a quantidade do consumo mínimo pelo valor do kWh, e em seguida somar o adicional de bandeira e os itens financeiros.

Para calcular a economia que o consumidor obteve, basta apenas multiplicar o Preço Unitário com Tributos pela quantidade de consumo compensado, e somar este ao resultado obtido pelo adicional de bandeira por kwh, multiplicado pelo consumo compensado conforme **Equação 1**.

$$E = (C \times P) + \left(\left(\frac{B}{c} \times C \right) - B \right) \quad [1]$$

Onde:

E = Economia total,

C = Consumo compensado,

P = Preço unitário com tributos,

B = Bandeira mínima,

c = Consumo mínimo.

Portanto a partir da coleta dos dados presentes na fatura, a economia do cliente neste mês de referência da equatorial é de:

$$E = (230 \times 1,065) + \left(\left(\frac{2,55}{30} \times 230 \right) - 2,55 \right) = R\$261,95$$

Os consumidores conectados a partir de 07/01/2023 têm compensação apenas da energia ativa, permanecendo a cobrança da parcela fio. Um verdadeiro dilema, dúvidas entre os investidores e consumidores finais que possuem um sistema fotovoltaico depois dessa data, ou recebem créditos de uma unidade geradora como beneficiária, é de como ocorre a cobrança na conta de energia, tanto do fio B como dos itens que a compõem. A princípio será analisado o quanto esse consumidor passou a economizar nessa conta de energia, e para isso, será necessário entender como calcular o valor do kWh ativo, os itens que o compõem e os encargos sobre o fio B.

Figura 5 - Fatura de Energia Equatorial AL, investidor residencial com energia solar adquirida antes do MLGD GD1.

2ª Via
Página 1/1

Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.
 CNPJ: 12.272.084/0001-00 | Insc. Estadual: 24.007.177-8
 Av. Fernandes Lima, 3349
 Gruta de Lourdes - Maceió - AL CEP: 57.052-902

Classificação: Residencial Pleno | Tipo de Fornecedor: MONOFASICO

Tensão Nominal Disp: 220 V | Lim Mín: 202 V | Lim Max: 231 V

Data das Leituras	Leitura Anterior	Leitura Atual	Nº de Dias	Próxima Leitura
	18/07/2025	18/08/2025	31	17/09/2025

Parceiro de Negócio
Conta Contrato

Conta Mês	Vencimento	Total a Pagar
08/2025	02/09/2025	R\$ 80,46

INFORMAÇÕES PARA O CLIENTE

Parâmetros: Sinal Tarif: Vermelha - 1507 - 1808

● O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela minimogeração (230,00 kWh) pela tarifa. Proporcionalizada, quando for o caso.

● Demonstrativos de Saldos em kWh referente a Mini e Micro Geração, conforme REN Nº 1059/2023. ● Bandeira Tarifária Vermelha Patamar 2 Ago/25 custo adicional de R\$ 7,87 a cada 100 kWh. ● Conforme Lei 14.300/21, durante período de transição não haverá cobrança de energia elétrica compensada. ● Saldo de créditos expirados no ciclo ref 08/25: 0,00 kWh. ● Esta instalação recebe excedente de energia na modalidade Distribuição Percentual das seguintes CC: ● Conta contrato gerados. Saldo do Mês Geral Total: 0,00, Saldo Acumulado Geral Total: 93,00, Saldo atualizado a expirar de 93,00 no ref 04/30

Itens de Fatura	Quant.	Preço Unit.(R\$) com Tributos	Tarifa Unit.(R\$)	PIG/COFINS(R\$)	ICMS (R\$)	Valor(R\$)	Tributo	Base(R\$)	Alíquota(%)	Valor(R\$)
Consumo (kWh)	30	1,065000	0,808070	1,33	6,39	31,95	ICMS	34,30	20,0000	6,90
Consumo Compensado (kWh)	230	0,748174	0,567330	7,18	34,41	172,08	PIG	27,60	0,9384	0,26
Energia Ativa Injetada (kWh)	230	0,748174	0,567330	7,18	34,41	172,08	COFINS	27,60	4,2861	1,18
Adicional Bandeira				0,11	0,51	2,55				

ITENS FINANCEIROS
Cip-llum Pub Pref Munic 45,96

C O N S U M O

Mês	Consumo (kWh)
MAR/25	333
ABR/25	333
MAI/25	333
JUN/25	333
JUL/25	333
AGO/25	333

Fonte: Equatorial (2025)

Conforme observado na Fatura da Concessionária de um consumidor GD1, é cobrado um valor para o consumo ativo e outro ao valor do consumo compensado, para saber o quanto esse consumidor GD2 teria pago, é preciso calcular o valor do kWh ativo. A ANEEL anualmente traz uma nova Resolução Homologatória (REH) esse ano foi a RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.450, DE 29 DE ABRIL DE 2025 (ANEEL, 2025), com base na de 2025, o valor do kWh ativo sem tributos é de R\$0,80807 que é a soma da TUSD com a TE conforme a **Figura 6** e de acordo com Art. 3º da REH Nº3.450 “As tarifas de aplicação constantes da Tabela 1, Grupo A, e da Tabela 2, Grupo B, do Anexo, estarão em vigor no período de 3 de maio de 2025 a 2 de maio de 2026”. Entretanto o valor final para o

consumidor é acrescido de tributos impostos pelo governo estadual, esse valor pode ser encontrado através da **Equação 2**.

$$P = \frac{0,80807}{1 - \frac{ICMS}{100}} \times 1 - \left(\frac{PIS}{100} + \frac{COFINS}{100} \right) \quad [2]$$

P = Preço unitário com tributos.

Acerca do nosso Sistema Tarifário de acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), a participação dos Encargos e Tributos apresentam um peso relevante na fatura média do consumidor, correspondendo a cerca de 37,97%. (ABRADEE, 2022) Em 2022 Brasil ficou na 6º posição tarifa mais módica em comparação com o ranking de tarifas residenciais de membros da IEA. (ABRADEE, 2022) Segundo a ABRADEE essa posição ainda se manteve desde 2021 devido a manutenção dos altos níveis tarifários internacionais causados pelo final da Pandemia e início da Guerra da Ucrânia.

Figura 6 - Tabela 2 da RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.450, DE 29 DE ABRIL DE 2025 (ANEEL, 2025).

TABELA 2 – TARIFAS DE APLICAÇÃO E BASE ECONÔMICA PARA O GRUPO B (Equatorial AL).

SUBGRUPO	MODALIDADE	CLASSE	SUBCLASSE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			TARIFAS BASE ECONÔMICA		
					TUSD		TE	TUSD		TE
					R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kw	R\$/MWh	R\$/MWh
B1	BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.360,05	388,70	0,00	1.357,32	436,79
				INT	0,00	896,62	225,18	0,00	893,43	273,16
				FP	0,00	433,18	225,18	0,00	429,55	273,16
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	569,27	238,80	0,00	565,77	286,80
				NA	0,00	569,27	238,80	0,00	565,77	286,80
				NA	0,00	461,49	233,92	0,00	460,70	282,14
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	461,49	233,92	0,00	460,70	282,14
				NA	0,00	461,49	233,92	0,00	460,70	282,14
				NA	0,00	461,49	233,92	0,00	460,70	282,14
	SCEE - BRANCA	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	P	0,00	1.360,05	-1,94	0,00	1.357,32	45,90
				INT	0,00	896,62	-1,94	0,00	893,43	45,90
				FP	0,00	433,18	-1,94	0,00	429,55	45,90
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	RESIDENCIAL	NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
				NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
NA				0,00	461,49	-6,82	0,00	460,70	41,25	
SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RESIDENCIAL	BAIXA RENDA	NA	0,00	461,49	-6,82	0,00	460,70	41,25	
			NA	0,00	461,49	-6,82	0,00	460,70	41,25	
			NA	0,00	461,49	-6,82	0,00	460,70	41,25	
B2	BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.341,66	388,70	0,00	1.338,91	436,79
				INT	0,00	885,58	225,18	0,00	882,39	273,16
				FP	0,00	429,50	225,18	0,00	425,87	273,16
	PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	569,27	238,80	0,00	565,77	286,80
				NA	0,00	569,27	238,80	0,00	565,77	286,80
				NA	0,00	569,27	238,80	0,00	565,77	286,80
	SCEE - BRANCA	RURAL	NA	P	0,00	1.341,66	-1,94	0,00	1.338,91	45,90
				INT	0,00	885,58	-1,94	0,00	882,39	45,90
				FP	0,00	429,50	-1,94	0,00	425,87	45,90
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
				NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
				NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
	SCEE - PRÉ-PAGAMENTO CONVENCIONAL	RURAL	NA	NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
				NA	0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90
NA				0,00	569,27	-1,94	0,00	565,77	45,90	

Fonte: ANEEL (2025).

Os valores presentes na **Figura 6** da Resolução são dados em MWh, para chegar no valor do kWh sem tributos basta seguir a **Equação 3** com as conversões dos valores para kWh. As alíquotas de ICMS, PIS e COFINS podem ser encontradas na fatura da concessionária como é destacado na **Figura 9**.

$$T_{unitária} = TUSD + TE$$

[3]

$$T_{unitária} = \frac{569,27}{1000} + \frac{238,80}{1000} = R\$0,80807$$

Os outros itens que é necessário entender para analisar a fatura e entender o quanto esse investidor está economizando são os Parc. Inj. s/Desc. - GD2 (PID) (kWh), Benefício Tarifário Bruto SCEE (BTB) e Benefício Tarifário Líquido SCEE (BTL). O valor da energia injetada e consumo compensado sem os tributos é o valor da TE mais a TUSD, na resolução teve um reajuste de R\$1,94 totalizando os R\$0,56733. Através do Relatório Aberto (RA) da ANEEL (2025) é possível encontrar o valor para cobrança do TUSD Fio B em MWh conforme **Figura 7** com ele é possível encontrarmos os itens presentes na fatura.

Figura 7 - Relatório Dados das Componentes Tarifárias ANEEL.

Sigla	REH	Início Vigência	Fim Vigência	Base Tarifária	Subgrupo	Modalidade	Classe	Subclasse	Detalhe	Acsante	Posto	Unidade	Componente Tarifária	Valor
Equatorial AL	REH Nº 3.450, DE 29 DE ABRIL, DE 2025	03/05/2025	02/05/2026	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	SCEE	Não se aplica	Não se aplica	R\$/MWh	TUSD_FioB	300,14
Equatorial AL	REH Nº 3.450, DE 29 DE ABRIL, DE 2025	03/05/2025	02/05/2026	Tarifa de Aplicação	B1	Convencional	Residencial	Residencial	SCEE	Não se aplica	Não se aplica	R\$/MWh	TUSD_FioB	300,14

Fonte: ANEEL (2025).

Diante dessas informações é possível entender e encontrar os valores presentes na **Figura 9**, que representa uma fatura da Equatorial Alagoas de um cliente presente na modalidade de cobrança GD2, conforme a **Figura 4** o desconto na cobrança da TUSD Fio B para o ano de 2025 é de 55%. Sabe-se que o valor da Tarifa Unitária (TU) é de 0,567330 e o valor encontrado da TUSD Fio B no RA em kWh é de 0,30014, temos a seguinte composição de Tarifa (**Figura 8**):

Figura 8 - Composição da Tarifa Unitária correspondente a energia injetada.



Fonte: Autor (2025).

Portanto já que o desconto é de 55% está sendo cobrado 45% e se 52,90% corresponde ao percentual TUSD no valor da Tarifa, então através de uma regra de 3 simples temos que o percentual do valor da Parc. Inj s/Desc - GD2 corresponde a 23,81% da TU, com isso é possível encontrar o valor sem tributos da TU da PID R\$0,135088. Através da **equação 2**, substituindo o valor de 0,80807 pelo encontrado, encontramos o valor com tributos que multiplicado pelo total do consumo compensado obtém o valor presente na conta de energia de R\$49,97 que corresponde a cobrança da TUSD Fio B sem desconto.

Figura 9 - Fatura de Energia Equatorial AL, investidor residencial com energia solar adquirida depois do MLGD GD2.

2ª Via
Página 1/1

Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.
 CNPJ: 12.272.084/0001-00 | Insc. Estadual: 24.007.177-8
 Av. Fernandes Lima, 3349
 Gruta de Lourdes - Maceió - AL CEP: 57.052-902

Classificação: Residencial Pleno Tipo de Fomento: MONOFÁSICO

Tensão Nominal Disp: 220 V Lim Mín: 202 V Lim Max: 231 V

Data das Leituras	Leitura Anterior	Leitura Atual	Nº de Dias	Próxima Leitura
	27/08/2025	27/09/2025	31	29/10/2025

Parcelo de Negócio

Conta Contrato

Conta Mês	Vencimento	Total a Pagar
09/2025	03/10/2025	R\$ 135,66

INFORMAÇÕES PARA O CLIENTE

● Preciso de ajuda, em respeito a você informamos que a data de vencimento de sua fatura foi mantida, mas o pagamento poderá ser feito, sem acréscimos de juros e multa, até o dia 06/10/2025. ● Períodos: Band. Tarif.: Vermelha: 28/08 - 27/09 ● O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração (288,00 kWh) pela tarifa. Proporcionalizada, quando for o caso. ● Demonstrativos de Saldo em kWh referente a Mini e Micro Geração, conforme REN Nº 1059/2023. ● Faturamento da energia compensada conforme Lei 14.300/22, considerando os percentuais publicados na REN 3450/2025. ● Saldo de créditos expirados no ciclo ref 09/25: 0,00 kWh. ● Esta instalação recebe excedente de energia na modalidade Distribuição Permutual das seguintes f. ● Saldo do Mês Geral Fora Ponta: 0,00, Saldo Acumulado Geral Fora Ponta: 376,64, Saldo atualizado a expirar de 163,85 na ref 07/30 ● Conta contrato geradora

Ítem de Fatura	Quant.	Preço Unit.(R\$) com Tributos	Tarifa Unit.(R\$)	PIS/COFINS(R\$)	ICMS (R\$)	Valor(R\$)	Tributo	Base(R\$)	Alíquota(%)	Valor(R\$)
Consumo Compensado (kWh)	288	0,728229	0,567330	4,39	41,95	209,73	ICMS	213,47	20,0000	42,70
Energia Inj. oUC 05/2025 oPT (kWh)	19,32	0,727226	0,567330	0,29-	2,81-	14,05-	PIS	170,20	0,4646	0,79
Energia Inj. oUC 06/2025 oPT (kWh)	205,74	0,728346	0,567330	3,14-	29,97-	149,85-	COFINS	170,20	2,1515	3,66
Energia Inj. oUC 07/2025 oPT (kWh)	62,94	0,728154	0,567330	0,96-	9,17-	45,83-				
Parc. Inj. s/ Desc. - GD2 (kWh)	288	0,173507	0,135088	1,05	10,02	49,97				
Benefício Tarifário Bruto SCEE				3,34	32,07	159,90				
Adicional Bandeira				0,06	0,61	3,03				
ÍTEM FINANCEIROS										
Cip-Itim Pub Pref Munic						47,25				
Benefício Tarifário Líquido SCEE						124,49-				

Mês	Valor(R\$)
SET/24	97
OUT/24	177
NOV/24	198
DEZ/24	162
JAN/25	454
FEB/25	449
MAR/25	313

Fonte: Equatorial (2025)

A fim de entender os itens BTB e BTL cobrados na conta de energia conforme **Figura 9**, diante do item anterior analisado PID que sua Tarifa corresponde a 23,81%, o restante da Tarifa Total é o valor do Fio B com desconto que equivale a R\$0,432242 que se multiplicado com o consumo compensado encontra-se o BTL e o BTB é o valor do BTL com os tributos, ou seja, o que está sendo cobrado do percentual do Fio B com desconto são os tributos ICMS, PIS e COFINS.

Portanto, a partir dos itens destrinchados e para calcular-se o valor de economia que esse consumidor teve basta seguir a **Equação 4**:

$$E = \left[(C \times P) + \left(\left(\frac{B}{c} \right) * C - B \right) \right] - ((BTB - BTL) + PID)$$

[4]

Com isso temos que:

$$E = \left[(288 \times 1,037222272) + \left(\left(\frac{3,03}{30} \right) * 288 - 3,03 \right) \right] - ((159,90 - 124,49) + 49,97)$$

$$E = R\$239,40$$

3.3 Importância do Marco Legal da GD

O Marco Legal instaurado pela Lei nº 14.300/2022 trouxe maior previsibilidade ao setor, estabelecendo um período de transição para a migração entre o modelo GD1 e GD2. Consumidores já conectados ou que solicitaram acesso até a data-limite permanecem com as regras antigas até 2045, o que representa segurança jurídica e preservação do investimento realizado.

A lei 14.300/2022. Chamada também de Marco Regulatório da Micro e Minigeração Distribuída, a lei é uma espécie de síntese dos debates que se travaram no setor elétrico por mais de uma década. Elaborada com o intuito de pacificar divergências sobre a forma de crescimento de sistemas de geração de energia renovável para uso próprio, o normativo buscou equilibrar custos de fomento à modalidade, de um lado, e os benefícios das externalidades positivas e segurança jurídica, de outro. (Capelhuchnik, Ana Himmelstein, 2022, p.85.).

Por outro lado, os novos consumidores, já sob as regras da GD2, ainda encontram vantagens significativas na geração própria, uma vez que continuam reduzindo parte expressiva da fatura de energia e se beneficiam da valorização de imóveis, sustentabilidade ambiental e maior autonomia energética.

No período de vacância da lei 14.300 o consumidor teve o prazo de 12 (doze) meses para protocolar seu pedido do parecer de acesso para utilização da rede da concessionária sem a cobrança pelo uso da rede, antes da tão falada “taxação do sol”. Todo consumidor que protocolou seu pedido na concessionária até 06 de janeiro de 2023, conseguiu o que chamamos de direito adquirido. (Priscilla Rodrigues, 2023).

4 ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE PROJETOS DE ENERGIA SOLAR

A análise econômico-financeira de projetos de energia solar fotovoltaica é fundamental para avaliar a viabilidade de investimentos e fornecer ao consumidor — seja residencial, comercial, rural ou industrial — uma visão clara dos custos envolvidos, das receitas esperadas e dos indicadores de retorno financeiro. Esse processo envolve quatro etapas principais: cálculo dos custos de implantação e operação, estimativa da geração de energia e receitas, projeção de fluxo de caixa e análise de indicadores de viabilidade.

4.1 Custos do Projeto

Os custos de um projeto de sistema fotovoltaico podem ser classificados em CAPEX e OPEX do inglês respectivamente Capital Expenditure e Operational Expenditure, que são o investimento inicial (CAPEX) onde inclui todos os custos associados à aquisição de equipamentos e instalações e as despesas operacionais: combustível, funcionários, manutenção dos equipamentos(OPEX) (PRADO, 2014).

- Investimento inicial (CAPEX):
 - Aquisição de módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação e cabeamento.
 - Serviços de projeto, homologação junto à distribuidora e instalação.
 - Custos de infraestrutura (adequações elétricas, obras civis, etc.).

- Custos operacionais (OPEX):
 - Manutenção preventiva e corretiva.
 - Limpeza periódica dos módulos.
 - Substituição de inversores ao longo da vida útil.
 - Custos administrativos e seguros (se aplicável).

Em média, no Brasil, o investimento inicial varia entre R\$ 3,00 a R\$ 5,00 por Wp instalado, dependendo da escala do projeto.

4.2 Estimativa de Receitas e Benefícios

As receitas em projetos de geração distribuída são calculadas principalmente pela economia na fatura de energia elétrica, já que o consumidor passa a pagar com redução de valor a conta da energia da distribuidora que pode ser definida conforme a **Equação 5**.

- Lucro anual (R\$) = Energia gerada (kWh/ano) × Tarifa de energia (R\$/kWh).

[5]

Outros benefícios também podem ser considerados:

- Valorização do imóvel com sistema fotovoltaico instalado.
- Proteção contra aumento tarifário, pois o custo da energia solar se mantém estável após o investimento inicial.
- Em alguns modelos de negócio, pode haver receita pela venda de créditos de energia (ex.: geração compartilhada).

4.3 Fluxo de Caixa

Com os custos e receitas definidos, elabora-se o fluxo de caixa do projeto, normalmente com horizonte de 20 a 25 anos (vida útil dos módulos) (ROCHA MOTTA et al, 2009).

- Ano 0: investimento inicial (CAPEX).
- Anos 1 a 25: receitas com economia na conta de energia – custos operacionais (OPEX).

Esse fluxo de caixa permite calcular os principais indicadores de viabilidade que são eles: payback simples, IL(Índice de Lucratividade), VPL(Valor presente Líquido), TIR(Taxa Interna de Retorno).

4.4 Indicadores de Viabilidade Econômica

Como qualquer outro investimento o pecúlio em projetos fotovoltaicos tem seus indicadores para saber se é viável ou não economicamente e financeiramente os mais comuns são:

4.4.1 Payback Simples

Esse indicador visa mostrar ao investidor o tempo necessário para que a economia acumulada iguale ao investimento. Para se calcular esse indicador é necessário saber qual o valor investido e qual será o valor de retorno mensal ou anual desse investimento depende da análise que será feita anual ou mensal (ALEXANDRE ASSAF NETO, 2014).

Esse viabilizador é calculado através da **Equação 6**:

$$\text{Payback Simples} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Retorno Líquido anual}} \quad [6]$$

4.4.2 TMA (Taxa mínima de atratividade)

A TMA é uma porcentagem definida em cima de investimentos já consolidados como a Selic, CDB. A TMA representa o menor retorno aceitável que um projeto ou investimento deve oferecer para ser interessante. Pense nela como seu critério particular de lucratividade; se o resultado for inferior a essa taxa, o projeto não compensa o investimento (ROCHA MOTTA et al, 2009).

Essa taxa é calculada considerando três elementos fundamentais. Inicialmente, temos o custo de oportunidade, que reflete o lucro que você deixaria de ganhar ao optar por um projeto em vez de um investimento mais seguro, como títulos do governo.

Basicamente, a TMA atua como um mecanismo de seleção. Se o retorno esperado de um investimento não for suficiente para cobrir o custo de oportunidade, os perigos e a baixa liquidez, ele é rejeitado, pois não atinge seu patamar mínimo de interesse. A Taxa Mínima de Atratividade representa a rentabilidade mínima que se espera obter para que o projeto seja considerado viável. É o balizador para as decisões de investimento, refletindo o custo de oportunidade do capital, o risco do negócio e a inflação esperada. (ALEXANDRE ASSAF NETO, 2014)

4.4.3 Valor Presente Líquido (VPL)

Ferramenta de análise financeira que serve para avaliar se vale a pena investir em algo. Essencialmente, ele calcula quanto valem hoje todos os ganhos que um investimento pode

trazer no futuro, depois de descontar o que foi gasto para começar. A ideia principal por trás do VPL é que o dinheiro de hoje vale mais do que o dinheiro do futuro. Por isso, os valores que se espera receber no futuro são trazidos para o presente usando uma taxa de juros, chamada de taxa de desconto. Essa taxa representa o mínimo que se espera ganhar com o investimento, levando em conta os riscos (BREALEY; MYERS, 1992). Para decidir se o investimento é bom ou não, o VPL usa as seguintes regras:

Se o VPL for positivo ($VPL > 0$), significa que o projeto é interessante, porque o dinheiro que se espera ganhar no futuro é maior do que o que foi investido, trazendo lucro para quem investe. Se o VPL for zero ($VPL = 0$), o projeto não é nem bom nem ruim. O dinheiro que se ganha é apenas o suficiente para pagar o investimento inicial e a taxa mínima de retorno. Se o VPL for negativo ($VPL < 0$), o projeto não compensa. Isso quer dizer que o dinheiro que se espera ganhar no futuro não é suficiente para cobrir o investimento inicial, fazendo com que se perca dinheiro. O VPL pode ser expresso pela **Equação 7**:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad [7]$$

Onde:

- FC_t : Fluxo de caixa do ano t,
- i : taxa mínima de atratividade,
- I_0 : investimento inicial.

Vale ressaltar, porém, um VPL positivo mostra que o investimento analisado é mais rentável do que a aplicação alternativa na TMA, mas isso não significa que o projeto seja a melhor opção, pois, se tivermos dois projetos com VPL positivo, não significa que aquele com menor VPL será o mais rentável, devendo, portanto ainda ser analisado por meio de outras técnicas (SANTOS, 2014).

4.4.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Taxa de juros que torna o Valor Presente Líquido (VPL) de um investimento igual a zero. Em outras palavras, ela indica a taxa de rentabilidade inerente a um projeto. A regra geral para determinar a viabilidade de um investimento é comparar a TIR com o custo de

capital. Se a TIR exceder o custo de capital, o projeto é aprovado, pois proporciona um retorno superior ao custo do seu financiamento. Se for inferior, ele é descartado. A TIR é um instrumento eficaz para analisar a atratividade e a viabilidade econômica de projetos. Se $TIR > TMA$, o projeto é atrativo (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2018).

Também conhecida como Internal Rate of Return (IRR), a TIR corresponde ao cálculo daquela taxa de desconto que, aplicada a uma série de entradas e saídas de caixa, iguala o fluxo a zero. Em outras palavras, é aquela taxa que zera o Valor Presente Líquido (VPL) (BALARINE, 2002, p.27).

4.4.5 Índice de Lucratividade (IL)

Apetrecho financeiro usado para medir o retorno de um investimento. Ele é determinado ao dividir o valor presente dos fluxos de caixa futuros de um projeto pelo montante do investimento inicial (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2018).

Conforme a **Equação 8**:

$$IL = \frac{\text{Valor Presente das Receitas}}{\text{Investimento Inicial}}$$

[8]

O resultado do cálculo do IL é um valor que mostra quanto um projeto de investimento gera de retorno para cada real aplicado. Por exemplo, se o IL de um projeto for 1,5, isso significa que para cada R\$ 1,00 investido, o projeto gera R\$ 1,50 em valor presente. Um projeto é financeiramente viável quando seu IL é superior a 1,0 ($IL > 1$), o que significa que o retorno excede o investimento inicial. Além disso, o índice é uma ferramenta eficaz para comparar projetos de diferentes tamanhos e escolher aquele que proporciona o melhor retorno por unidade investida.

5 MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia adotada foi baseada em uma análise comparativa e quantitativa, utilizando projeções financeiras para simular o desempenho de projetos de Geração Distribuída (GD) sob dois cenários regulatórios distintos: o regime anterior (GD1) e o novo regime (GD2), conforme o Marco Legal da Geração Distribuída.

5.1 Cenários e dados de entrada

Custo de Instalação, Produção de Energia (Projeções anuais de geração de energia elétrica, baseadas em dados de irradiação solar e nas características técnicas dos equipamentos, considerando as condições climáticas de Alagoas.

Tarifas de Energia: Valores atuais das tarifas de energia elétrica da concessionária local (Equatorial Alagoas), incluindo a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Regras de Cobrança: Simulação das diferentes metodologias de cobrança para cada regime:

Cenário GD1: Considerou a compensação integral da energia injetada na rede, sem a cobrança de tarifas sobre o excedente.

Cenário GD2: Aplicou a cobrança parcial ou total da TUSD sobre a energia injetada, conforme as regras da nova regulamentação.

5.2 Análise de desempenho financeiro

A avaliação financeira dos projetos de energia será realizada por meio de uma análise de viabilidade econômica, que tem como base os fluxos de caixa projetados para cada tipo de empreendimento. Esta abordagem metodológica utilizará uma série de indicadores financeiros para mensurar e contrastar o desempenho de projetos solares fotovoltaicos (GD1) e (GD2) na utilização residenciais e no de usinas de investimento para consórcio de energia.

Para cada modelo de negócio, serão calculados o Valor Presente (VP), o VPL, a TIR, o IL e o Payback, a TMA será utilizada com base na taxa SELIC de 2025 que corresponde a 15%. A aplicação desses indicadores permitirá uma avaliação objetiva da rentabilidade e do retorno sobre o capital investido, fornecendo as métricas necessárias para a análise comparativa entre os modelos.

5.3 Análise comparativa

Os resultados obtidos para cada cenário (GD1 e GD2) foram comparados e analisados quantitativamente. Essa análise visou evidenciar as diferenças nos indicadores de desempenho financeiro e, assim, avaliar o impacto econômico das novas regras sobre a viabilidade dos projetos em Alagoas. A partir dessa comparação, foi possível testar a hipótese central do trabalho e apresentar conclusões claras que auxiliam a tomada de decisão de investidores, desenvolvedores e formuladores de políticas públicas no estado.

5.4 Especificações dos Cenários

5.4.1 Cenário 1 Projeto Residencial Monofásico GD1

O primeiro cenário observado foi um investimento realizado em junho de 2021 em uma residência monofásica grupo B com consumo médio de 450 kWh por mês. O valor do investimento foi de R\$17.566,95 os materiais e equipamentos desse gerador solar fotovoltaico *On Grid* são composto por 8 módulos solares fotovoltaicos (LONGI 440W), dois micro inversores de corrente contínua (Hoymiles MI-1500) que convertem a geração solar em corrente alternada, caixas de proteção, estruturas de suporte de alumínio, cabos, conectores, projeto de microgeração e a instalação.

O projeto com potência total de 3,52kWp na região do bairro do Antares, Maceió-AL entrou em operação no dia 24 de agosto de 2021 onde já começou a gerar energia e economizar na conta de energia, para essa análise foi utilizado o valor de TARIFA ELÉTRICA (TE) média de R\$1,1059.

5.4.2 Cenário 2 Projeto Residencial Monofásico GD2

O Sistema Fotovoltaico Residencial Comum (SFRC) analisado é composto por um inversor solar fotovoltaico on grid de 5 kW da marca SOLPLANET Modelo ASW 5000-S-G2 220V, nove placas solares fotovoltaicas Trina 570W Bifacial, cabos solares e estruturas de fixação para telhado fibrocimento. O sistema de 5,13kWp na região do bairro da Santa Lúcia, Maceió-AL foi adquirido no dia 29 de junho de 2023 e homologado pela distribuidora no dia 23 de agosto de 2023.

5.4.3 Cenário 3 Modelo de Negócio Usina de Investimento de 112,5 kWp GD1 x GD2 Grupo B para Energia por Assinatura (Geração Compartilhada).

O Sistema Fotovoltaico (SF) que será analisado nos dois enquadramentos regulatórios GD1 e GD2, tem suas características técnicas estimadas idênticas, região, componentes e potência. A potência pico da usina é de 112,5 kWp e inversor solar fotovoltaico de 75 kW, que pode ser atendido na baixa tensão Grupo B. As vertentes que serão observadas são da usina na modalidade de geração compartilhada para Energia por Assinatura, na GD1 onde o desconto a ser fornecido é de 20% e para GD2 de 15%.

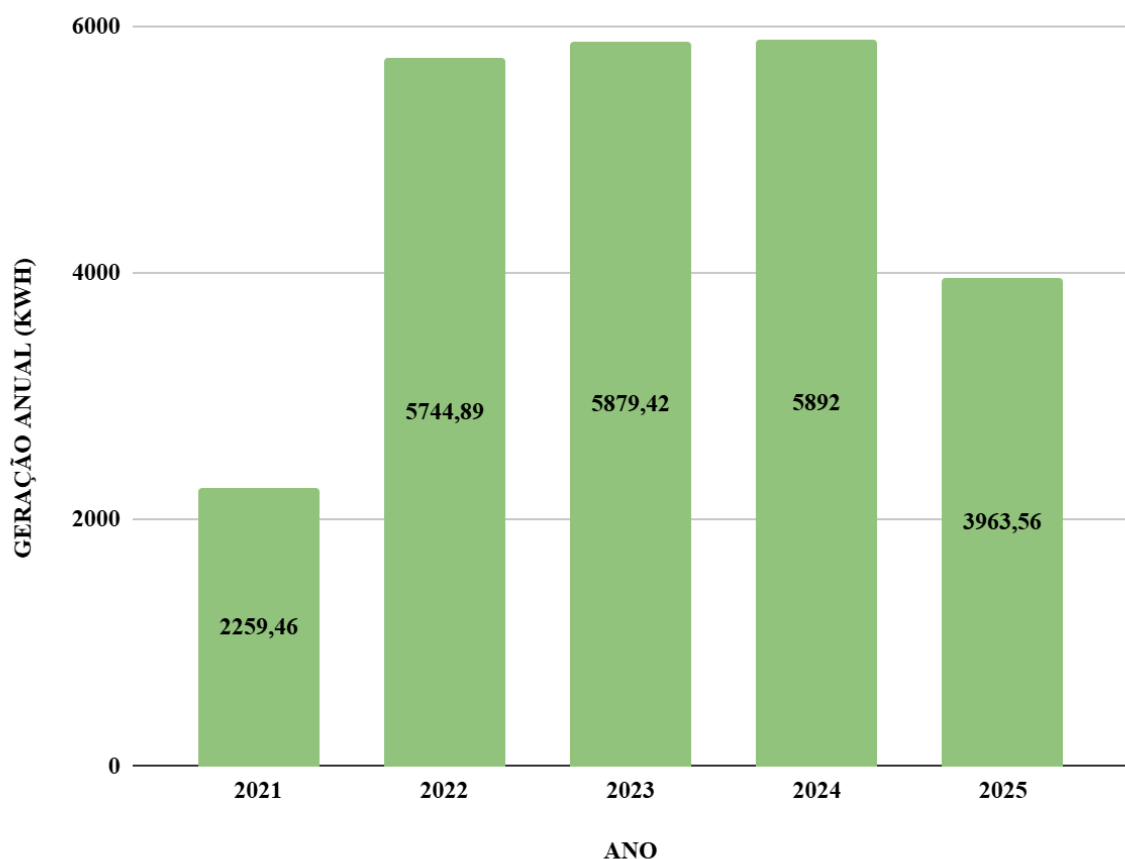
Esse modelo de negócio se enquadra na modalidade de Geração Compartilhada conforme explicação no tópico 3.1.2 acima. De acordo com o Sebrae, a energia por assinatura é uma solução que permite a consumidores (residenciais ou empresariais) se beneficiarem da energia solar limpa sem a necessidade de instalar painéis solares em seus telhados, evitando investimento inicial, obras e preocupações com manutenção (Sebrae, 2022). Diferente dos cenários anteriores que a receita deles é com base na economia, essa modalidade o investidor recebe em real de acordo com o que foi compensado pelos consumidores cadastrados na usina, ou seja, a parte que o cliente ainda continua pagando de 80% ou 85% a depender do desconto que é dado é justamente o que o investidor recebe mensalmente.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1 Geração de energia anual

Referente ao Cenário 1 é encontrado os valores de geração anual de energia a partir desse levantamento com a utilização do sistema de monitoramento fornecido pela fabricante do inversor Hoymilles, o S-Miles Enduser, é possível calcular o valor que o proprietário irá economizar na conta de energia, sendo assim a receita(entrada) desse investimento. Diante dos dados encontrados, também é válido afirmar que o projeto está gerando dentro do esperado (**Gráfico 3**).

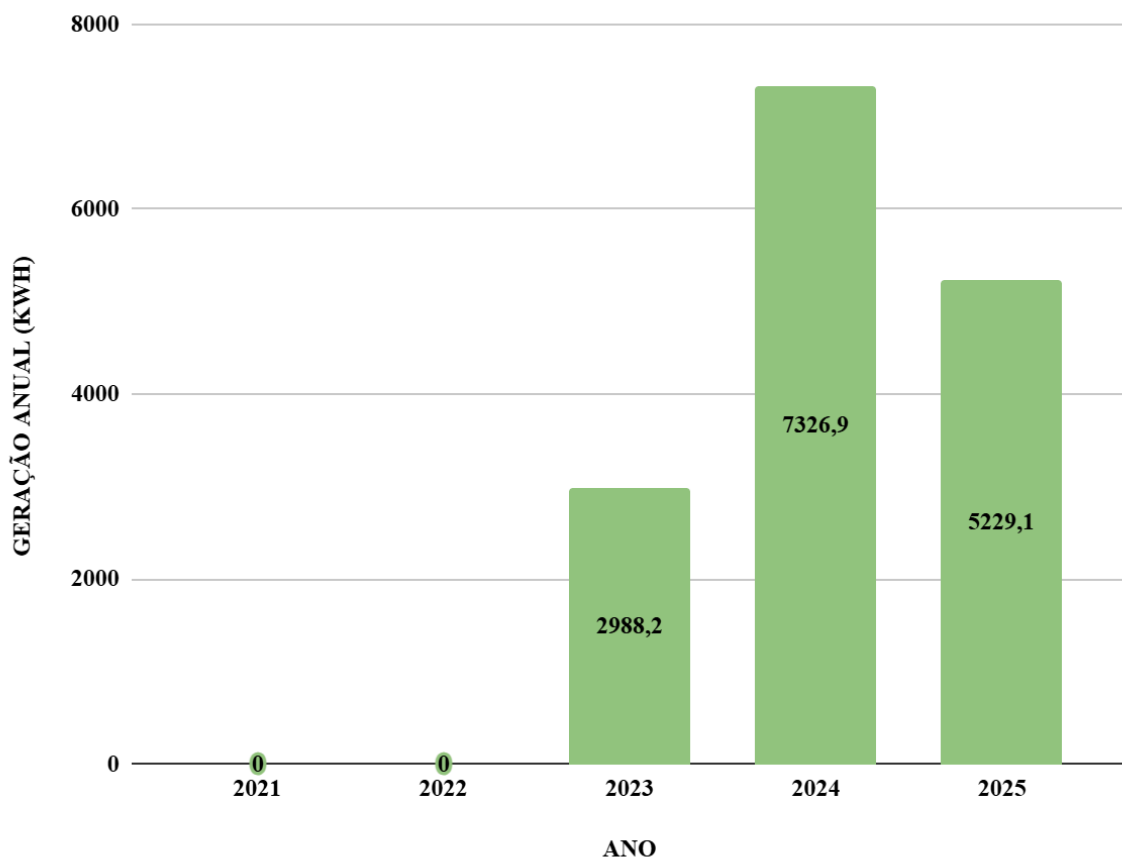
Gráfico 3 - Geração de energia anual analisada do dia 24 de agosto de 2021 até o dia 21 de setembro de 2025, em kWh.



Fonte: Autor(2025).

A análise da geração do Cenário 2 foi com base no sistema de monitoramento da SolPlanet, o projeto observado tem pouco mais de 2 anos de funcionamento, a produção de energia a ser utilizada nos cálculos será a soma anual do ano de 2024 que foi correspondente a 7.326,90 kWh como é visto no **Gráfico 4** abaixo.

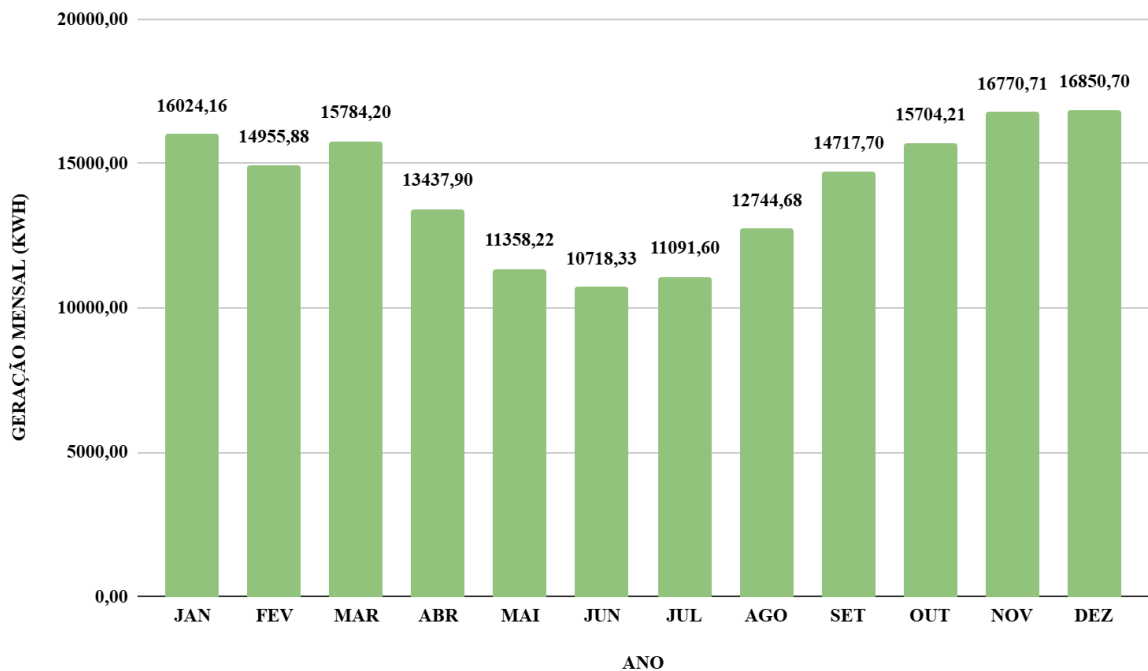
Gráfico 4 - Geração de energia anual analisada do dia 23 de agosto de 2023 até o dia 30 de setembro de 2025, em kWh.



Fonte: Autor(2025).

Conforme observado no **Gráfico 5**, pode-se visualizar a curva de geração anual que o SF do Cenário tem durante o ano devido às estações do ano aqui na região de Maceió - AL, a geração média anual estimada dessa usina é de 14179,86 kWh.

Gráfico 5 - Geração de Energia Anual Estimada Mensalmente com Base na Potência Definida do SF e Variação da Irradiação Solar, em kWh(kilowatts-hora).



Fonte: Autor(2025).

6.2 Lucro anual

A partir dos dados do **Gráfico 3** com os totais de geração dos anos de 2022, 2023 e 2024 pode ser gerado uma média aritmética conforme equação abaixo:

$$Geração\ Média = \frac{(5744,89 + 5879,42 + 5892,00)}{3} = 5838,77$$

O lucro anual conforme demonstrado no tópico **4.2** é definido a partir da Geração anual multiplicado pelo valor do kWh hora para o cenário GD1. A **Tabela 01** traz as tarifas homologadas dos últimos 5 anos, com base nela é possível encontrar um valor médio de kWh R\$1,049548694, portanto os resultados de lucro anual para esse cenário considerando também um percentual para a manutenção realizada é:

$$Lucro\ Anual = 5838,77 \times 1,049548694 - 1,63\% = R\$6.028,07$$

Tabela 1 - Tarifas elétricas dos últimos 5 anos, tributos com base nas referências de Setembro.

ANO	AJUSTE COM BASE NO ANO ANTERIOR	TARIFA ELÉTRICA HOMOLOGADA (R\$/kWh)	TRIBUTO ESTADUAL	TARIFA ELÉTRICA COM TRIBUTOS (R\$/kWh)
2025	-6,36%	0,80807	28,35%	1,037157845
2024	-0,36%	0,86293	31,64%	1,135961052
2023	15,39%	0,86602	33,95%	1,16003379
2022	19,87%	0,75049	31,29%	0,985318321
2021	7,34%	0,62611	48,42%	0,929272462

Fonte: Autor (2025)

Diante do exposto no tópico 3.2.1, para encontrar a economia anual do **Cenário 2** é preciso definir a cobrança do Fio B com base na geração anual, foi utilizado a ferramenta Planilhas Google para auxiliar nos cálculos para encontrar os valores de PID-GD2, BTB e BTL (**Tabela 2**). A estimativa dos anos posterior a 2025 foi realizada uma média aritmética para o valor de Tarifa, Tarifa Ativa e Tributo Estadual.

Tabela 2 - Lucro anual do projeto do Cenário 2.

TARIFA	COBRANÇA TUSD FIO B (%)	VALOR COBRANÇA TUSD FIO B	TRIBUTO ESTADUAL	PID GD2	BTB	BTL	GERAÇÃO ANUAL	TARIFA ATIVA	LUCRO ANUAL
0,86602	15,00%	R\$ 0,05	33,95%	R\$ 473,63	R\$ 5.495,22	R\$ 4.103,00	7326,9	R\$ 1,16	R\$ 0,00
0,86293	30,00%	R\$ 0,10	31,64%	R\$ 927,60	R\$ 4.917,38	R\$ 3.735,99	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 6.214,08
0,80807	45,00%	R\$ 0,14	28,35%	R\$ 1.270,38	R\$ 4.066,22	R\$ 3.168,51	7326,9	R\$ 1,04	R\$ 5.431,06
0,84567	60,00%	R\$ 0,19	34,73%	R\$ 1.860,77	R\$ 4.001,78	R\$ 2.970,63	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 5.456,17
0,84567	75,00%	R\$ 0,24	34,73%	R\$ 2.325,96	R\$ 3.536,57	R\$ 2.625,29	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 5.110,82
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 2.791,15	R\$ 3.071,38	R\$ 2.279,97	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 4.765,50
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 2.791,15	R\$ 3.071,38	R\$ 2.279,97	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 4.765,50
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 2.791,15	R\$ 3.071,38	R\$ 2.279,97	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 4.765,50
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 2.791,15	R\$ 3.071,38	R\$ 2.279,97	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 4.765,50
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 2.791,15	R\$ 3.071,38	R\$ 2.279,97	7326,9	R\$ 1,14	R\$ 4.765,50

Fonte: Autor (2025).

O lucro anual das situações do **Cenário 3**, é um pouco diferente devido ao percentual de desconto que é aplicado, essa modalidade de negócio, o cliente final é cadastrado no percentual de rateio da usina geradora, para compensação do consumo total do consumidor. O investidor ou a empresa que está gerenciando essa usina de investimento gera um boleto à parte para cobrança e junto com o da equatorial tem o desconto que foi prometido ao consumidor final.

Tendo em vista isso, além do percentual de desconto de 20% para GD1 e 15% para GD2 será colocado um percentual de gestão de 10%, para os cálculos. Portanto o lucro anual para a vertente dessa usina como GD1 seria:

$$\text{Lucro Mensal} = ((14179,86 \times 1,049548694) - 20\%) - 10\% = R\$10.715,37$$

A definição da receita do **Cenário 3 - GD2** foi utilizado a mesma Tabela do Cenário 2, modificada apenas na parte do cálculo final do lucro, deduzindo as porcentagens de desconto (**Tabela 3**).

Tabela 3 - Lucro anual do projeto do Cenário 3 - GD2

TARIFA	COBRANÇA TUSD FIO B (%)	VALOR COBRANÇA TUSD FIO B	TRIBUTO ESTADUAL	PID GD2	BTB	BTL	GERAÇÃO ANUAL	TARIFA ATIVA	LUCRO ANUAL
0,80807	45,00%	R\$ 0,14	33,95%	R\$ 30.790,20	R\$ 98.553,23	R\$ 73.575,07	170158,29	RS 1,08	RS 0,00
0,84567	60,00%	R\$ 0,19	31,64%	R\$ 42.222,93	R\$ 90.804,58	R\$ 68.979,88	170158,29	RS 1,11	RS 95.915,22
0,84567	75,00%	R\$ 0,24	28,35%	R\$ 51.459,60	R\$ 78.243,24	R\$ 60.961,20	170158,29	RS 1,09	RS 88.702,62
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40
0,84567	90,00%	R\$ 0,28	34,73%	R\$ 64.821,06	R\$ 71.329,03	R\$ 52.942,51	170158,29	RS 1,14	RS 84.659,40

Fonte: Autor (2025).

6.3 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa é a composição das entradas e saídas, nesse projeto o investimento inicial que ocorre no ano 0 com valor de R\$17.566,95. Em um sistema de energia solar o recomendado é que entre 6 a 12 meses seja feita uma revisão com o monitoramento online diário do projeto foi observado que o sistema estava com bom desempenho nesse período, foi realizado uma verificação visual do sistema para confirmar e visto que as placas não estavam sujam, nessa região onde o sistema está instalado e por a inclinação do telhado ser boa o sistema só foi precisar de uma revisão no 3º ano onde foi necessário realizar a lavagem e manutenção do sistema(aperto de conexões e verificação de pontos quentes) com um custo de R\$300,00 diante disso foi espelhado o valor a cada 3 anos, é um custo que o proprietário terá.

Tabela 4 - Cenário 1 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade.

ANO	FLUXO DE CAIXA	SALDO	INDICADORES	
0	-R\$ 17.566,95	-R\$ 17.566,95	PRODUÇÃO ANUAL	5.838,77
1	R\$ 6.028,07	-R\$ 11.538,88	LUCRO ANUAL	R\$ 6.028,07
2	R\$ 6.028,07	-R\$ 5.510,81	PAYBACK	2,91
3	R\$ 6.028,07	R\$ 517,26	TMA	15%
4	R\$ 6.028,07	R\$ 6.545,33	VP	R\$ 30.253,49
5	R\$ 6.028,07	R\$ 12.573,40	VPL	R\$ 12.686,54
6	R\$ 6.028,07	R\$ 18.601,47		
7	R\$ 6.028,07	R\$ 24.629,54	TIR	32,2%
8	R\$ 6.028,07	R\$ 30.657,61		
9	R\$ 6.028,07	R\$ 36.685,68	Índice de Lucratividade	1,72
10	R\$ 6.028,07	R\$ 42.713,75		

Fonte: Autor (2025).

O investimento inicial do **Cenário 2** foi de R\$19.100,00 realizado no ano 0, os primeiros 3 anos do fluxo de caixa foram baseados em valores reais das Tarifas Homologatórias, os demais foram médias baseadas nos valores anteriores. A cobrança gradativa do TUSD Fio B estagna no 6º ano, a manutenção do sistema foi estimada no valor

de R\$466,06 a cada três anos, que corresponde a um percentual de despesa de 2,5% ao ano (**Tabela 5**).

Tabela 5 - Cenário 2 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade.

ANO	FLUXO DE CAIXA	SALDO	INDICADORES	
0	-R\$ 19.100,00	-R\$ 19.100,00	PRODUÇÃO ANUAL	7.326,90
1	R\$ 6.058,73	-R\$ 13.041,27	LUCRO ANUAL	R\$ 4.953,50
2	R\$ 5.295,28	-R\$ 7.745,99	PAYBACK	3,49
3	R\$ 5.319,76	-R\$ 2.426,23	TMA	15%
4	R\$ 4.983,05	R\$ 2.556,82	VP	R\$ 25.673,10
5	R\$ 4.646,36	R\$ 7.203,18	VPL	R\$ 6.573,10
6	R\$ 4.646,36	R\$ 11.849,54		
7	R\$ 4.646,36	R\$ 16.495,90	TIR	24,1%
8	R\$ 4.646,36	R\$ 21.142,25		
9	R\$ 4.646,36	R\$ 25.788,61		
10	R\$ 4.646,36	R\$ 30.434,97	Índice de Lucratividade	1,34

Fonte: Autor (2025).

O investimento inicial do **Cenário 3** foi considerado com base nos valores atuais de mercado dos equipamentos e mão de obra, o investimento para uma usina desse porte é de aproximadamente R\$228.806,60. A projeção desse cenário foi a partir do ano atual. Na **tabela 6** é possível verificar a projeção de Fluxo de Caixa para caso ela fosse enquadrada no modal GD1 e na **Tabela 7** para GD2.

Tabela 6 - Cenário 3 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade - GD1.

ANO	FLUXO DE CAIXA	SALDO	INDICADORES	
0	-R\$ 228.806,60	-R\$ 228.806,60	PRODUÇÃO ANUAL	170.158,29
1	R\$ 128.584,38	-R\$ 100.222,22	LUCRO ANUAL	R\$ 128.584,38
2	R\$ 128.584,38	R\$ 28.362,16	PAYBACK	1,78
3	R\$ 128.584,38	R\$ 156.946,54	TMA	15%
4	R\$ 128.584,38	R\$ 285.530,92	VP	R\$ 645.335,25

5	R\$ 128.584,38	R\$ 414.115,30	VPL	R\$ 416.528,65
6	R\$ 128.584,38	R\$ 542.699,68		
7	R\$ 128.584,38	R\$ 671.284,06	TIR	55,5%
8	R\$ 128.584,38	R\$ 799.868,44		
9	R\$ 128.584,38	R\$ 928.452,82	Índice de Lucratividade	2,82
10	R\$ 128.584,38	R\$ 1.057.037,20		

Fonte: Autor (2025).

Tabela 7 - Cenário 3 - Fluxo de Caixa e indicadores de viabilidade - GD2.

ANO	FLUXO DE CAIXA	SALDO	INDICADORES	
0	-R\$ 228.806,60	-R\$ 228.806,60	PRODUÇÃO ANUAL	170.158,29
1	R\$ 93.517,34	-R\$ 135.289,26	LUCRO ANUAL	R\$ 84.659,40
2	R\$ 86.485,05	-R\$ 48.804,20	PAYBACK	2,59
3	R\$ 82.542,91	R\$ 33.738,71	TMA	15%
4	R\$ 82.542,91	R\$ 116.281,63	VP	R\$ 426.787,59
5	R\$ 82.542,91	R\$ 198.824,54	VPL	R\$ 197.980,99
6	R\$ 82.542,91	R\$ 281.367,45		
7	R\$ 82.542,91	R\$ 363.910,37	TIR	36,0%
8	R\$ 82.542,91	R\$ 446.453,28		
9	R\$ 82.542,91	R\$ 528.996,20	Índice de Lucratividade	1,87
10	R\$ 82.542,91	R\$ 611.539,11		

Fonte: Autor (2025).

6.4 Payback

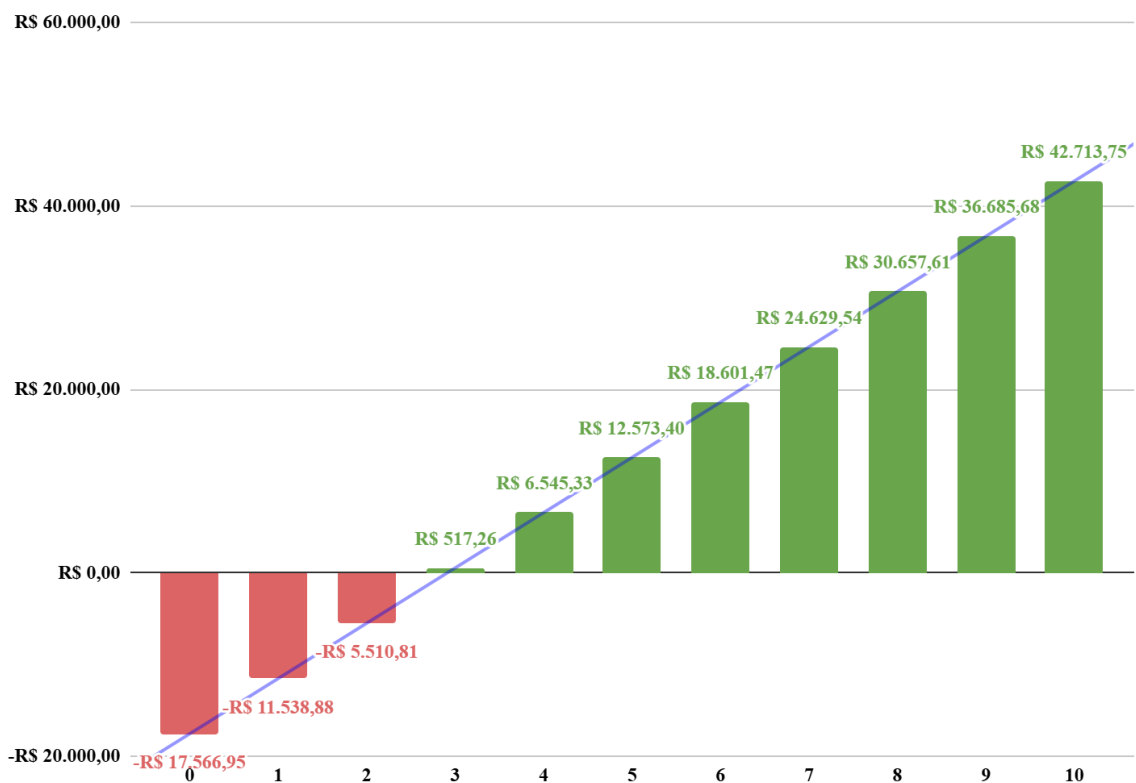
Conforme observado no tópico 4.4.1, o payback simples é para visualizar em quanto tempo o investidor terá o valor do investimento de volta, utilizando a equação teremos:

$$\text{Payback Simples} = \frac{17\ 566,95}{6\ 028,07} = 2,91 \text{ anos}$$

Isto é, o valor encontrado é dado em anos, convertendo a parte fracionária 0,91 para

meses teremos: $0,91 \times 12 = 10,92$ meses. Portanto o valor investido pelo proprietário para esse projeto residencial do **Cenário 1** será recuperado em aproximadamente 2 anos e 11 meses, que posterior a esse período se dá o início do lucro financeiro. Para visualizar melhor essa linha do tempo desde o investimento inicial, com base no valor de payback encontrado e o fluxo de caixa (**Gráfico 6**).

Gráfico 6 - Fluxo de caixa por período e linha de Payback - Cenário 1.



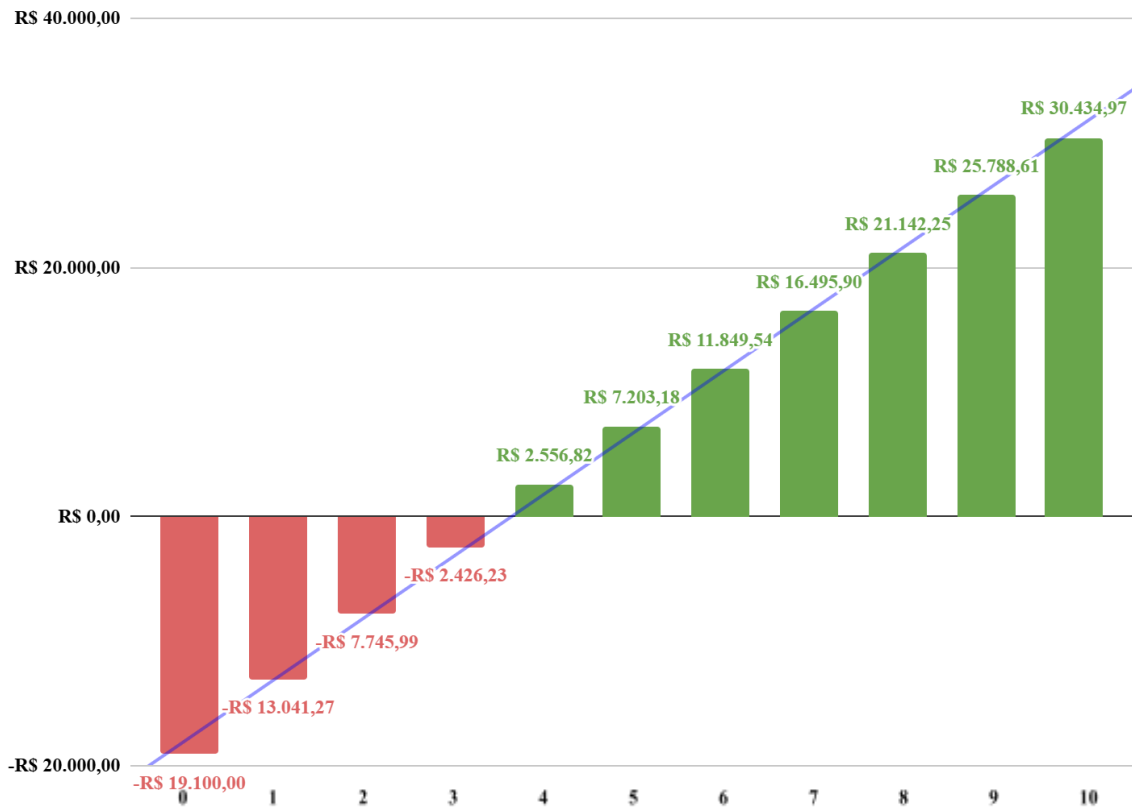
Fonte: Autor (2025).

O valor de Payback encontrado para o Cenário 2 foi de 3,49 anos, que equivale a 3 anos e 6 meses aproximadamente (**Gráfico 7**). Conforme estudo de Mayra Gabrielle (2024) nas situações observadas os retornos financeiros de cenários similares foram de 33,99 meses e 36,45 meses, que correspondem a valores aproximados aos encontrados, apesar da região e distribuidora de energia serem diferentes.

De acordo com o Estudo Estratégico da Geração Distribuída referente ao 1º Semestre de 2025 da Greener o Payback Médio para sistemas residenciais enquadrados na GD2 ficou

de 3,2 anos no semestre, resultado com dados até junho de 2025, observando uma melhora de 4% em relação ao mesmo período no ano anterior (Greener, 2025).

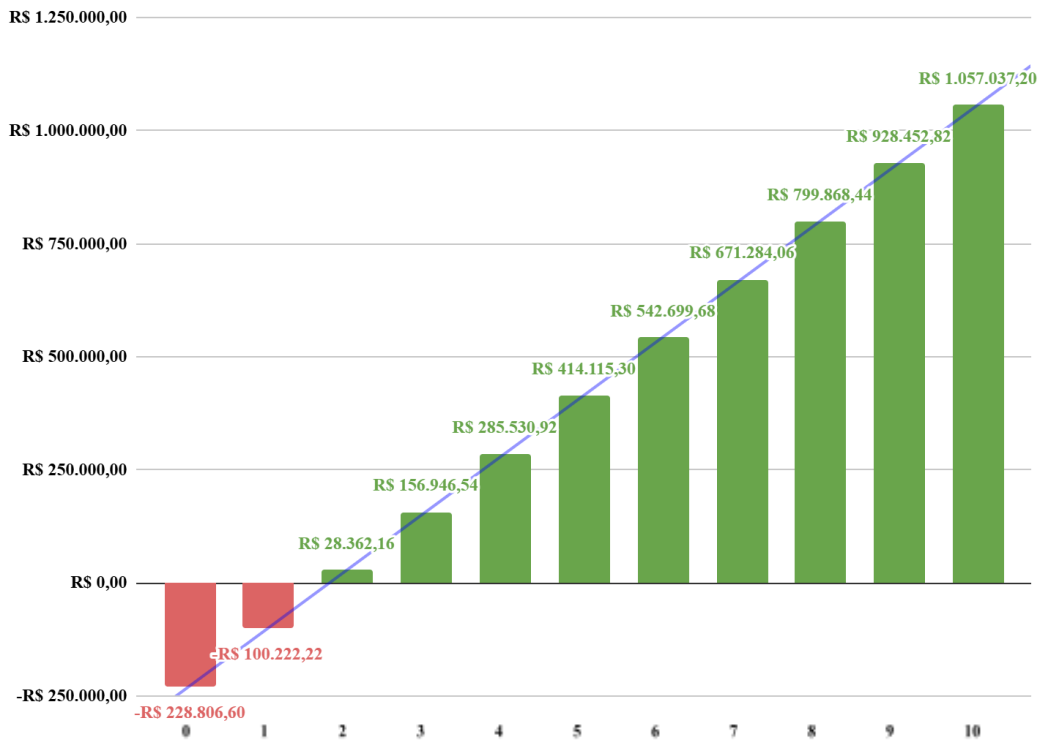
Gráfico 7 - Fluxo de caixa por período e linha de Payback - Cenário 2.



Fonte: Autor (2025).

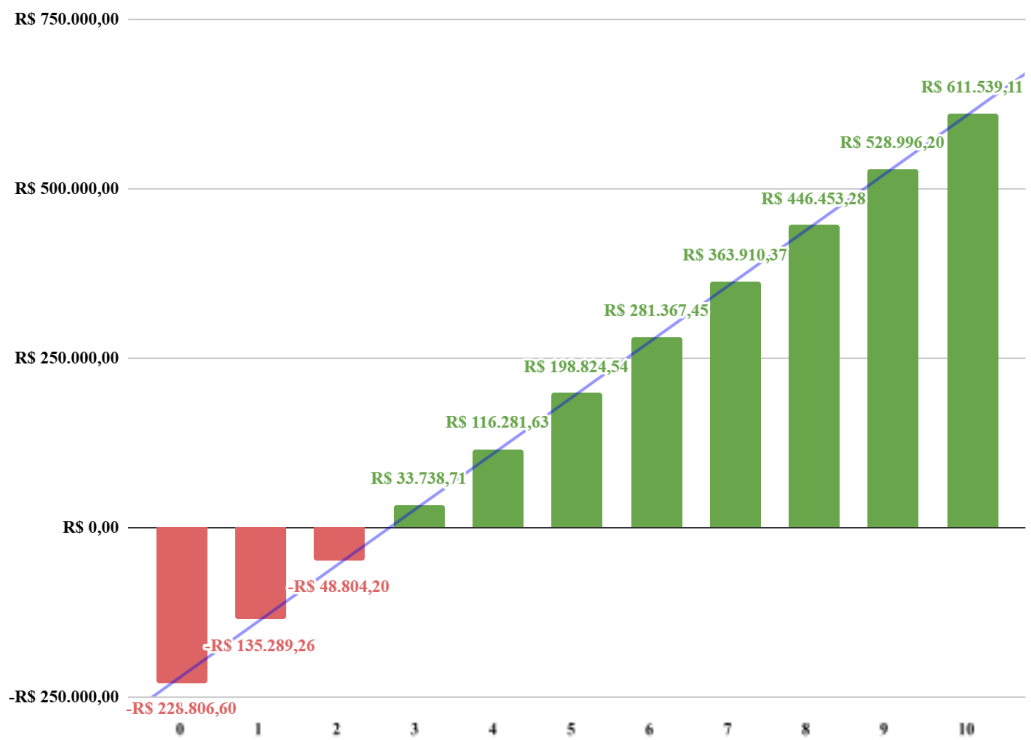
O **Cenário 3**, teve na primeira análise GD1 um Payback estimado de 1 ano e 9 meses (**Gráfico 8**) e na segunda análise GD2 de 2 anos e 7 meses aproximadamente (**Gráfico 9**), devido a cobrança do TUSD Fio B é possível dizer que teve um aumento no tempo de retorno de 45,50% em relação a análise GD1. Esse tipo de empreendimento está em grande ascensão no mercado e está trazendo uma alternativa de economia para consumidores industriais, comerciais e residenciais.

Gráfico 8 - Fluxo de caixa por período e linha de Payback - Cenário 3 GD1.



Fonte: Autor (2025).

Gráfico 9 - Fluxo de caixa por período e linha de Payback - Cenário 3 GD2.



Fonte: Autor (2025).

6.5 Síntese dos Resultados

A análise econômico-financeira permitiu avaliar o desempenho de Sistemas Fotovoltaicos em diferentes condições e modalidades, buscando compreender se o investimento em projetos como esses ainda são viáveis devido às mudanças nas regulamentações. Foram considerados três cenários principais, com características semelhantes: os Cenários 1 e 2, que representam Sistemas Residenciais em regiões próximas em modalidades distintas, e o Cenário 3 considerando a mesma capacidade produtiva de um Projeto Fotovoltaico nas duas situações GD1 e GD2 em modelo de negócio através da modalidade de Geração Compartilhada.

Nos Cenários 1 e 2, observou-se um comportamento bastante consistente dos indicadores de desempenho. O Cenário 1 apresentou um Payback de 2,91 anos, enquanto o Cenário 2 registrou 3,49 anos. Apesar do aumento de quase 20% no tempo de recuperação do investimento na segunda modalidade, ambos os casos se mostraram financeiramente viáveis. Isso indica que projetos fotovoltaicos residenciais mantêm sua atratividade mesmo com a cobrança gradativa do TUSD Fio B.

Já o Cenário 3, correspondentes a estimativas, apresentou resultados ainda mais expressivos. O Cenário 3 - GD1 apresentou o melhor desempenho entre todos, com um Payback de 1,78 anos, enquanto o Cenário 3 - GD2 registrou 2,59 anos.

De forma geral, a comparação entre os grupos de cenários revela que, embora o tempo de retorno varie conforme a modalidade ou as condições operacionais, sistemas fotovoltaicos se mantêm financeiramente sólidos e viáveis em todas as situações analisadas. Essa constatação demonstra que esses tipos de investimento são capazes de se adaptar a diferentes realidades de mercado, mantendo-se atrativas mesmo com as cobranças impostas.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo permitiu avaliar a viabilidade de Sistemas Fotovoltaicos frente a diferentes cenários e modalidades. A análise confirmou a hipótese de que o investimento é financeiramente viável, demonstrando segurança e potencial de retorno mesmo diante das variações nas condições de aplicação. Além disso, evidenciou-se que o projeto apresenta flexibilidade, podendo se adaptar a diferentes contextos sem comprometer sua rentabilidade.

Um ponto importante que surgiu ao longo da análise foi o impacto do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022). Essa lei trouxe novas regras para quem deseja gerar a própria energia e estabeleceu um período de transição para as mudanças no sistema de compensação. Na prática, isso significa que futuros projetos poderão enfrentar alterações nos custos e na forma como a energia injetada na rede é valorizada. Mesmo assim, os resultados mostraram que, mesmo com esse novo cenário regulatório, a energia solar continua sendo uma opção viável e promissora. Essa percepção reforça a importância de acompanhar de perto as atualizações da legislação, já que ela influencia diretamente nas decisões e no planejamento de quem pretende investir em geração distribuída.

Sugere-se que para as pesquisas futuras explorem novas estratégias de investimento e análises de cenários diferentes com base nas regulamentações futuras, considerando as mudanças nos custos, nas receitas, incluir o percentual de economia na COSIP relativa ao consumo instantâneo e degradação de equipamentos. Também é recomendável avaliar aspectos qualitativos do projeto, como impactos sociais e ambientais, para complementar a análise financeira e fortalecer a tomada de decisão.

REFERÊNCIAS

- ALEXANDRE ASSAF NETO. *Finanças corporativas e valor*. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2014.
- AMARAL, Volmir Ribeiro do; BUTTENBENDER, Pedro Luís; THESING, Nelson José. ***Novo marco legal à geração distribuída de energia elétrica no Brasil: uma abordagem das principais mudanças***. *Anais do Simpósio Latino-Americano de Estudos de Desenvolvimento Regional*, Ijuí - RS - Brasil, v. 3, n. 3, 2023. Disponível em: <https://publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/slaedr/article/view/22954>. Acesso em: 10 set. 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA (ABRADEE). ***Relatório Tarifas Internacionais 2022***. Brasília, jul. 2025. Disponível em: <https://abradee.org.br/wp-content/uploads/2025/07/REL.-TARIFAS-INTERNACIONAIS-2022.pdf>. Acesso em: 20 out. 2025.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***ABNT NBR 10520: informação e documentação: citações em documentos: apresentação***. Rio de Janeiro, 2002.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ***ABNT NBR 14724: informação e documentação: trabalhos acadêmicos: apresentação***. Rio de Janeiro, 2011.
- BADRA, Mateus. ***Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD***. Canal Solar, [São Paulo], 12 jan. 2022. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>. Acesso em: 25 out. 2025.
- BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; ALLEN, F. *Princípios de finanças corporativas*. 12. ed. [S.l.]: AMGH, 2018.
- BRASIL. ***Lei nº 14.300, de 7 de janeiro de 2022***. Institui o marco legal da geração distribuída no setor elétrico brasileiro. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2022/lei-14300-6janeiro-2022-792217-publicacaoorigina-164335-pl.html>. Acesso em: 8 mai. 2025.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria Nacional de Energia Elétrica. ***Informativo gestão setor elétrico: ano 2021***. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/informativo-setor-eletrico/informativo-gestao-setor-eletrico-ano-2021.pdf/view>. Acesso em: 26 out. 2025.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria Nacional de Energia Elétrica. ***Informativo gestão setor elétrico: ano 2022***. Brasília, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/public>

acoes/informativo-setor-eletrico/informativo-gestao-setor-eletrico-ano-2022.pdf. Acesso em: 26 out. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria Nacional de Energia Elétrica. ***Informativo tarifário do setor elétrico: ano 2023***. Brasília, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/informativo-setor-eletrico/informativo-tarifario-do-setor-eletrico-ano-2023.pdf>. Acesso em: 26 out. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria Nacional de Energia Elétrica. ***Informativo tarifário do setor elétrico: ano 2024***. Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-nacional-energia-eletrica/publicacoes/informativo-setor-eletrico/informativo-tarifario-do-setor-eletrico-ano-2024.pdf>. Acesso em: 22 out. 2025.

CONFIRA o ranking das tarifas de energia mais caras do Brasil em 2024. *Portal Solar*, [São Paulo], 30 dez. 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/consumidor/confira-o-ranking-das-tarifas-de-energia-mais-caras-do-brasil-em-2024>. Acesso em: 24 out. 2025.

ENGENHARIA econômica e finanças / Regis da Rocha Motta... [et al.]. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009. (ABEPRO-Campus).

EQUATORIAL ENERGIA ALAGOAS. ***Guia de acesso ao Sistema de Microgeração e Minigeração Distribuída***. Alagoas, jan. 2024. Disponível em: <https://al.equatorialenergia.com.br/wp-content/uploads/2024/01/Cartilha-GD-v0412.pdf>. Acesso em: 20 set. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. ***Normas de apresentação tabular***. 3. ed. Rio de Janeiro: IBGE, 1993. Disponível em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv23907.pdf>. Acesso em: 20 set. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). *Indústria: energia*. In: ***Anuário estatístico do Brasil 2023***. IBGE, 2023. Disponível em: <https://anuario.ibge.gov.br/2023/industria/energia.html>. Acesso em: 21 out. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). ***Curva de Carga Horária***. Disponível em: <https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/api/arquivosmonitorar?codigo=DL-6743518518-45735-X>. Acesso em: 23 out. 2025.

PAULA, Lucas Lanhoso de. *Capex X Opex*. In: NASCIMENTO NETO, José Osório do; RIBEIRO, Nonie; CANDIOTTO, Lucimara Bortoleto (org.). ***Tecnologia e inovação: limites e possibilidades do metaverso para a pesquisa, extensão e internacionalização***. *Anais do*

Seminário de Pesquisa, Extensão e Internacionalização (Regional Centro Sul – SEPESQ e Jornada de Iniciação Científica Estácio). 1. ed. Curitiba: GRD, 2023. ISBN 978-65-997628-5-7 (FATEC) | ISBN 978-65-997628-4-0 (ESTÁCIO) | DOI: 10.5281/zenodo.7922707.

PRADO, D. *Gerenciamento de Projetos de Capital*. [S.l.]: Falconi, 2014.

ROMERO, Priscila Rodrigues Alves. *O marco legal da geração distribuída: Lei 14.300 de 06 de janeiro de 2022*. *Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação*, [S.l.], v. 9, n. 11, p. 447–454, 2023. DOI: 10.51891/rease.v9i11.12006. Disponível em: <https://periodicorease.pro.br/rease/article/view/12006>. Acesso em: 11 set. 2025.

SERVIÇO BRASILEIRO DE APOIO ÀS MICRO E PEQUENAS EMPRESAS (SEBRAE). *Como funciona a energia solar por assinatura? Entenda como a energia solar pode ser mais rentável e como ter uma assinatura de forma segura!*. 8 dez. 2022. Disponível em: <https://sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/como-funciona-a-energia-solar-por-assinatura,f417de9ff0da3810VgnVCM100000d701210aRCRD>. Acesso em: 26 out. 2025.

VIABILIDADE econômica e financeira de projetos / Fabiano Roberto Santos de Lima. Volta Redonda, RJ: FERP, 2019. 144 p.