INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
GUSTAVO HENRIQUE NUNES SILVA

IMPACTOS DA LEI N° 14.300/2022 NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

FORMIGA – MG
2026

GUSTAVO HENRIQUE NUNES SILVA

IMPACTOS DA LEI N° 14.300/2022 NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Silva, Gustavo Henrique Nunes

S586i Impactos da Lei n° 14.300/2022 na viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. / Gustavo Henrique Nunes Silva - Formiga : IFMG, 2026.

107 p. :il. color.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Eletétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1. Lei 14.300/2022. 2. Geração distribuída. 3. Grupo A. 4. Energia solar. 5. Viabilidade econômica. I. Moura, Renan Souza. II. Título.

CDD 333.7932

Ficha catalográfica elaborada pela Bibliotecária Lívia Renata Santos- CRB/6-2561

GUSTAVO HENRIQUE NUNES SILVA

IMPACTOS DA LEI N°14300/2022 NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Avaliado em: 25 de setembro de 2026.

Nota: 77 pontos

BANCA EXAMINADORA

gov.br
Documento assinado digitalmente
RENAN SOUZA MOURA
Data: 27/09/2026 08:42:25-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dr. Renan Souza Moura (Orientador)

ICP Brasil
Documento assinado digitalmente
GLAUCIO RIBEIRO SILVA
Data: 01/10/2026 21:15:57-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dr. Gláucio Ribeiro Silva

gov.br
Documento assinado digitalmente
RAFAEL VINICIUS TAYETTE DA NOBREGA
Data: 30/09/2026 15:35:17-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Prof. Dr. Rafael Vinícius Tayette da Nóbrega

Dedico este trabalho em especial a minha família, que sempre me deu força para conquistar mais essa vitória em minha vida.

AGRADECIMENTOS

A minha família, por todo o amor, incentivo e renúncias que fizeram para que eu pudesse alcançar o ensino superior, pelo apoio constante e compreensão nos momentos de ausência. Vocês são a minha maior inspiração e a base de todas as minhas conquistas.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Renan Souza Moura, por ter aceitado me guiar neste projeto. Agradeço por toda a paciência, pelas correções preciosas, pela troca de conhecimento e por ter me direcionado com excelência ao longo de toda a pesquisa.

A todos os professores do curso de Bacharelado de Engenharia Elétrica do IFMG - Campus Formiga, que compartilharam seus conhecimentos e foram fundamentais para a minha formação profissional.

Aos meus amigos e colegas de turma, que dividiram comigo as angústias e as alegrias dessa graduação. As trocas de experiências e o companheirismo de vocês tornaram a caminhada muito mais leve.

Por fim, a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para que a realização deste Trabalho de Conclusão de Curso fosse possível, o meu muito obrigado!

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos econômicos da Lei n.º 14.300/2022 sobre a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos, com foco nos consumidores do Grupo A. A legislação, sancionada em janeiro de 2022, estabeleceu um novo marco regulatório para a geração distribuída no Brasil, introduzindo mudanças significativas nas regras de compensação de energia, tais como a cobrança de demandas de carga e geração (MUSTD/TUSDg) e a conversão de créditos energéticos entre os postos tarifários de Ponta e Fora de Ponta. Para avaliar os efeitos dessa alteração, foram analisados indicadores financeiros como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Descontado (PBD) e Índice Custo-Benefício (ICB), considerando diferentes cenários de adesão à legislação. Os resultados indicam que o dimensionamento inadequado frente aos postos tarifários e a rigidez regulatória do Grupo A afetam severamente a atratividade econômica, evidenciando que a viabilidade de projetos de grande porte exige uma otimização rigorosa do *Capital Expenditure* (CAPEX) e alinhamento estrito entre o perfil de carga e a geração fotovoltaica. Conclui-se que, embora a lei traga segurança jurídica, ela impõe barreiras financeiras expressivas que demandam estratégias assertivas de projeto para assegurar o retorno do capital investido.

Palavras-chave: Lei 14.300/2022. Geração Distribuída. Grupo A. Energia Solar. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

This study aims to analyze the economic impacts of Law No. 14.300/2022 on the financial viability of photovoltaic systems, focusing on Group A consumers. The legislation, enacted in January 2022, established a new regulatory framework for distributed generation in Brazil, introducing significant changes to energy compensation rules, such as the billing of load and generation demands (MUSTD/TUSDg) and the conversion of energy credits between Peak and Off-Peak tariff periods. To evaluate the effects of this alteration, financial indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), Discounted Payback (DPB), and Cost-Benefit Index (CBI) were analyzed, considering different scenarios of adherence to the legislation. The results indicate that inadequate sizing relative to the tariff periods and the regulatory rigidity of Group A severely affect economic attractiveness, evidencing that the viability of large-scale projects requires a rigorous optimization of the Capital Expenditure (CAPEX) and strict alignment between the load profile and photovoltaic generation. It is concluded that, although the law brings legal certainty, it imposes expressive financial barriers that demand assertive design strategies to ensure the return on the invested capital.

Keywords: Law 14.300/2022. Distributed Generation. Group A. Solar Energy. Economic Viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Simulador de cálculo..... 39
Figura 2: Fluxograma das Etapas da Metodologia de Análise..... 44
Figura 3: Evolução do VPL em Função do Consumo Anual..... 63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Consumo no mês de Janeiro..... 29
Tabela 2 - Aplicação do fator de ajuste no mês de janeiro..... 29
Tabela 3 - Faturamento do mês de janeiro antes da Lei n° 14.300/2022..... 30
Tabela 4 - Faturamento do mês de janeiro após a Lei n° 14.300/2022..... 31
Tabela 5: Exemplo prático de Tarifas do Subgrupo A4..... 46
Tabela 6: Exemplo prático de Consumo e Geração do Grupo A..... 46
Tabela 7: Perfis de simulação..... 47
Tabela 8: Parâmetros de simulação - Primeiro Cenário..... 47
Tabela 9: Indicadores de Viabilidade - Primeiro Cenário..... 48
Tabela 10: Fluxo de Caixa - Primeiro Cenário..... 48
Tabela 11: Parâmetros de simulação - Segundo Cenário..... 50
Tabela 12: Indicadores de Viabilidade - Segundo Cenário..... 51
Tabela 13: Fluxo de Caixa - Segundo Cenário..... 51
Tabela 14: Parâmetros de simulação - Terceiro Cenário..... 53
Tabela 15: Indicadores de Viabilidade - Terceiro Cenário..... 54
Tabela 16: Fluxo de Caixa - Terceiro Cenário..... 54
Tabela 17: Parâmetros de simulação - Quarto Cenário..... 57
Tabela 18: Indicadores de Viabilidade - Quarto Cenário..... 57
Tabela 19: Fluxo de Caixa - Quarto Cenário..... 58
Tabela 20: Parâmetros de simulação - Quinto Cenário..... 60
Tabela 21: Indicadores de Viabilidade - Quinto Cenário..... 60
Tabela 22: Fluxo de Caixa Líquido Anual - Quinto Cenário..... 61
Tabela 23: Comparativo dos Indicadores Econômicos entre os Cenários..... 63

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS 7
RESUMO 8
ABSTRACT 9
LISTA DE FIGURAS 10
LISTA DE TABELAS 11
SUMÁRIO 12
1 INTRODUÇÃO 15
1.1 Problema 17
1.2 Justificativa 18
1.3 Hipótese 19
1.4 Objetivo geral 20
1.5 Objetivos específicos 20
1.6 Estruturação 20
2 REFERENCIAL TEÓRICO 23
2.1 O Setor Elétrico Brasileiro e o Papel das Distribuidoras 23
2.2 Lei n.º 14.300/2022 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída 24
2.3 A Importância e Impactos da Cobrança do Fio B na Geração Distribuída 24
2.4 Impactos Econômicos da Lei 14.300/2022 26
2.5 Exemplo de Fatura do Grupo A 28
2.6 Como fazer um projeto fotovoltaico 32
2.6.1 Arquitetura e componentes básicos 32
2.6.2 Etapas para elaboração do projeto 33
3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA 37
3.1 Caracterização da pesquisa 38
3.2 Desenvolvimento do modelo computacional 38
3.3 Parâmetros considerados 39
3.3.1 Parâmetros Técnico-Operacionais e de Investimento 39
3.3.2 Parâmetros Tarifários e Regulatórios 40
3.3.3 Premissas Econômicas de Projeção 41
3.4 Regras de Compensação e Valoração (Grupo A) 41
3.5 Indicadores econômicos 41
3.6 Etapas do Processo Metodológico 42
3.6.1 Etapa 1: Levantamento de dados e premissas de mercado 42
3.6.2 Etapa 2: Caracterização da unidade e cenários de análise 42
3.6.3 Etapa 3: Modelagem do balanço energético e regras da Lei n° 14.300/2022 43
3.6.4 Etapa 4: Projeção do Fluxo de Caixa (25 anos) 43
3.6.5 Etapa 5: Cálculo dos Indicadores Financeiros 43
3.6.6 Etapa 6: Análise Comparativa dos Cenários 43
3.7 Fechamento da metodologia 43
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO 45
4.1 Caracterização da unidade Consumidora e Tarifas de Aplicação 46
4.2 Primeiro Cenário 47
4.3 Segundo Cenário 50
4.4 Terceiro Cenário 53
4.5 Quarto Cenário 56
4.6 Quinto Cenário 59

4.7 Análise Comparativa dos Cenários..... 62
5 CONCLUSÃO..... 65
5.1 Trabalhos futuros..... 66
REFERÊNCIAS..... 67
ANEXO..... 73

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico e o crescimento populacional estão associados ao aumento da demanda por energia, enquanto a expansão das atividades econômicas e industriais contribui para o crescimento da demanda por energia elétrica. Nesse contexto, a eletricidade desempenha papel fundamental nas atividades produtivas e nos processos de desenvolvimento econômico (IEA, 2024).

A busca por fontes alternativas de geração de energia elétrica está relacionada à necessidade de diversificação da matriz elétrica e à expansão de fontes renováveis. Nesse contexto, o Brasil passou a ampliar a participação de diferentes fontes de geração, com destaque para a geração distribuída (GD). A microgeração e a minigeração distribuída permitem que os consumidores produzam sua própria energia elétrica, podendo injetar o excedente na rede de distribuição e posteriormente compensá-lo por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2022).

Nesse cenário, impulsionada pela expansão das fontes renováveis e pela busca por alternativas de geração de energia elétrica, a geração solar fotovoltaica consolidou-se como a principal tecnologia de GD no Brasil. Até 2023, aproximadamente 99% da capacidade instalada de GD no país era proveniente da fonte solar fotovoltaica, evidenciando sua predominância nesse segmento (EPE, 2024). Esse crescimento contribuiu para a expansão do número de sistemas de micro e minigeração distribuída conectados à rede elétrica.

A regulamentação da GD no Brasil teve como marco inicial a Resolução Normativa n° 482/2012 da ANEEL, publicada em abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Posteriormente, a Resolução Normativa n° 482/2012, incluindo alterações nas definições de microgeração e minigeração distribuída e no funcionamento do sistema de compensação (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015). Por meio desse sistema, os consumidores podem gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis, injetar o excedente na rede de distribuição e utilizá-lo posteriormente para compensar o consumo de energia elétrica.

Em 2015, a Resolução Normativa n° 687 da ANEEL atualizou a regulamentação estabelecida pela Resolução Normativa n° 482/2012, introduzindo

aprimoramentos importantes, como modalidades de geração compartilhada e autoconsumo remoto. A geração compartilhada permitiu a reunião de consumidores por meio de consórcios ou cooperativas para utilização da energia gerada, enquanto o autoconsumo remoto possibilitou a compensação de energia entre unidades consumidoras de mesma titularidade situadas em locais distintos, desde que atendidos os requisitos regulamentares (ANEEL, 2015). Essas alterações contribuíram para ampliar as possibilidades de participação dos consumidores na geração distribuída e favoreceram a expansão desse modelo no país. (EPE, 2018).

O crescimento expressivo do setor, especialmente da fonte solar fotovoltaica, gerou preocupações por parte das distribuidoras de energia quanto ao equilíbrio econômico-financeiro do sistema elétrico. Isso levou a ANEEL, entre 2018 e 2019, a realizar consultas públicas com diversos segmentos da sociedade para discutir a proposta de revisão da REN n.º 482/2012. Como consequência desse processo, percebeu-se a necessidade de garantir o fortalecimento e a continuidade do mercado de micro e minigeração distribuída por meio de uma legislação federal, o que resultou na elaboração do Projeto de Lei 5.829/2019 (BRASIL, 2019).

O referido projeto culminou na sanção da Lei n.º 14.300, em janeiro de 2022, instituindo o marco legal da micro e minigeração distribuída no Brasil. Essa lei consolidou regras mais claras sobre o acesso à GD, criou um período de transição para os consumidores já conectados à rede e introduziu a previsão de cobrança futura de encargos pelo uso do sistema de distribuição, garantindo maior segurança jurídica a todos os envolvidos (BRASIL, 2022).

Por fim, em janeiro de 2023, entrou em vigor a cobrança do “Fio B” - parte da tarifa que remunera as distribuidoras pelo uso da infraestrutura da rede elétrica. Essa cobrança passou a ser aplicada progressivamente para novos consumidores de micro e minigeração, conforme estabelecido pela lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022), marcando uma nova fase para a GD, com impactos diretos na viabilidade econômica dos projetos e no tempo de retorno dos investimentos (ABSOLAR, 2023).

Apesar das mudanças regulatórias introduzidas pela Lei n° 14.300/2022, a expansão da GD permanece relacionada às características favoráveis do Brasil para o aproveitamento da energia solar. A elevada disponibilidade do recurso solar, associada à possibilidade de geração de energia próxima ao local de consumo, contribuiu para a expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Dessa forma, a análise da evolução da GD deve considerar não apenas o ambiente

regulatório e seus efeitos sobre a compensação de energia, mas também as condições técnicas e econômicas que favorecem a utilização da fonte solar fotovoltaica no país.

O Brasil possui um enorme potencial para a geração de energia solar, sendo um dos países com as maiores médias anuais de irradiação solar do mundo, com uma incidência diária que varia de 4.500 a 6.300 Wh/m² (PEREIRA *et al*., 2017). Esse potencial, aliado à redução nos custos de instalação dos sistemas fotovoltaicos e ao aumento das tarifas de energia elétrica que desde 2015 cresceram em média 16,3% ao ano, superando a inflação (ABRACEEL, 2022), tornou o investimento em GD cada vez mais atrativo.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em maio de 2022, a fonte solar fotovoltaica já representava 99,9% das conexões de micro e minigeração distribuída no Brasil. Nesse período, a GD solar fotovoltaica total do país, considerando a geração centralizada e a distribuída, atingiu aproximadamente 15,85 GW (ABSOLAR, 2022).

Assim, a Lei 14.300/2022 representa um marco para a consolidação da GD no Brasil ao estabelecer regras para a microgeração e a minigeração distribuída e definir um período de transição para as novas condições de compensação de energia. Para os consumidores que passaram a integrar o SCEE após os períodos de transição previstos na legislação, a incidência progressiva de componentes tarifários sobre a energia compensada modifica a estrutura econômica dos projetos de GD. Nesse contexto, as alterações introduzidas pela legislação tornam relevante avaliar de que forma as novas regras afetam o retorno dos investimentos em sistemas fotovoltaicos, especialmente para consumidores do Grupo A, cuja estrutura tarifária envolve diferentes postos de consumo e componentes relacionados à demanda. Dessa forma, a análise de viabilidade econômica desses sistemas constitui um aspecto importante para compreender os efeitos da transição regulatória sobre os investimentos em GD (BRASIL, 2022).

1.1 Problema

A GD, especialmente a partir da fonte solar fotovoltaica, apresentou expressiva expansão no Brasil, impulsionada pela possibilidade de geração de energia próxima ao local de consumo e pela utilização do SCEE. Nesse modelo, a

energia excedente produzida pelo sistema pode ser injetada na rede de distribuição e posteriormente utilizada para compensar o consumo da unidade consumidora. Entretanto, a expansão da GD também trouxe discussões relacionadas aos custos associados ao uso da rede de distribuição e à forma de compensação da energia injetada.

Nesse contexto, a aprovação da Lei n° 14.300/2022 instituiu o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída e estabeleceu novas condições para o funcionamento do SCEE, incluindo regras de transição e a aplicação progressiva de componentes tarifárias sobre a energia compensada para determinados consumidores (BRASIL, 2022). Essas alterações modificam as condições econômicas dos projetos de geração distribuída e podem influenciar o retorno dos investimentos realizados pelos consumidores.

Para consumidores do Grupo A, essa questão apresenta características específicas, uma vez que a estrutura tarifária envolve tanto o consumo de energia elétrica quanto a demanda de potência contratada, além da diferenciação entre os postos tarifários Ponta e Fora de Ponta. Dessa forma, o efeito econômico da geração fotovoltaica não depende apenas da quantidade de energia produzida, mas também da relação entre o perfil de consumo da unidade, a energia gerada, a demanda contratada, as tarifas aplicáveis e as regras de compensação estabelecidas pela legislação. A própria ANEEL destaca que a avaliação da relação custo-benefício da micro e minigeração depende de fatores como o porte da unidade consumidora, o valor da tarifa e as regras de compensação aplicáveis.

Diante desse cenário, surge o seguinte problema de pesquisa: como as alterações introduzidas pela Lei n° 14.300/2022, especialmente aquelas relacionadas à compensação da energia elétrica, influenciam a viabilidade econômica de sistemas de geração fotovoltaica conectados ao SCEE para consumidores do Grupo A?

1.2 Justificativa

A microgeração e a minigeração distribuída, especialmente a partir da fonte solar fotovoltaica, vêm desempenhando papel relevante na expansão da geração de energia próxima aos locais de consumo e na diversificação da matriz elétrica brasileira. Para consumidores de maior porte, a adoção desses sistemas

pode representar uma alternativa para reduzir parte dos gastos com energia elétrica, porém os resultados econômicos dependem das características de consumo da unidade, da capacidade de geração instalada, das tarifas aplicáveis e das regras estabelecidas para a compensação da energia.

Nesse contexto, a Lei n° 14.300/2022 estabeleceu o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída e modificou as condições aplicáveis ao SCEE, incluindo regras de transição e a incidência progressiva de componentes tarifários sobre a energia compensada para determinados consumidores (BRASIL, 2022). Essas alterações podem modificar os fluxos de caixa dos projetos de geração distribuída e, consequentemente, seus indicadores de viabilidade econômica.

A análise desses efeitos é particularmente relevante para consumidores do Grupo A, pois sua estrutura tarifária considera diferentes postos de consumo e a demanda contratada, fazendo com que a relação entre o perfil de consumo e a geração fotovoltaica tenha influência direta sobre os benefícios econômicos obtidos com o sistema. Assim, avaliar o comportamento econômico dos projetos diante das condições estabelecidas pela Lei n° 14.300/2022 contribui para compreender os efeitos da transição regulatória sobre os investimentos em GD e para identificar como diferentes perfis de consumo e demanda podem alterar a viabilidade desses sistemas.

1.3 Hipótese

A entrada em vigor da Lei n° 14.300/2022 alterou as regras de compensação de energia elétrica para novos consumidores de micro e minigeração distribuída, introduzindo a cobrança progressiva da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio B sobre a energia compensada. Diante desse cenário, a hipótese deste estudo é que o aumento da demanda contratada e do consumo de energia, sem a correspondente ampliação da capacidade de geração fotovoltaica do consumidor, reduz a viabilidade econômica dos sistemas conectados ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

Espera-se verificar que essa condição resulta na redução dos indicadores de desempenho econômico dos empreendimentos, refletida na diminuição do Valor Presente Líquido (VPL), da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do Índice Custo-Benefício (ICB), bem como no aumento do período de retorno do investimento

(*Payback* Descontado). Dessa forma, espera-se demonstrar que, sob as regras estabelecidas pela Lei n° 14.300/2022, a expansão da carga da unidade consumidora, quando não acompanhada pelo redimensionamento do sistema fotovoltaico, compromete a atratividade econômica do investimento.

1.4 Objetivo geral

O objetivo desta monografia é analisar os impactos econômicos da Lei n.º 14.300/2022 sobre a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos conectados ao SCEE, considerando diferentes perfis de demanda contratada e consumo de energia para consumidores do Grupo A.

1.5 Objetivos específicos

- Simular o faturamento de consumidores do Grupo A considerando as regras da lei n° 14.300/2022;
- Calcular os indicadores econômicos VPL, TIR, PBD e ICB para cada consumidor;
- Comparar a viabilidade econômica para diferentes perfis de demanda contratada e consumo de energia;
- Avaliar a influência do aumento da carga sobre o desempenho econômico do sistema fotovoltaico;
- Discutir os impactos da Lei n° 14.300/2022 para consumidores atendidos em média tensão.

1.6 Estruturação

Para alcançar os objetivos propostos, este trabalho está estruturado em cinco capítulos. o primeiro capítulo apresenta a introdução da pesquisa, contemplando a contextualização do tema, o problema, a justificativa, a hipótese e os objetivos geral e específicos. O segundo capítulo apresenta o referencial teórico, abordando o setor elétrico brasileiro, a Lei n° 14.300/2022, a cobrança do Fio B, os impactos econômicos da legislação, a estrutura de uma fatura do Grupo A e os principais aspectos relacionados à elaboração de projetos fotovoltaicos. O terceiro

capítulo descreve a metodologia empregada na pesquisa, incluindo a caracterização do estudo, o desenvolvimento do modelo computacional, os parâmetros técnico-operacionais, tarifários e econômicos, as regras de compensação aplicadas aos consumidores do Grupo A e os indicadores utilizados para avaliar a viabilidade dos sistemas. O quarto capítulo apresenta os resultados e a discussão das simulações realizadas, contemplando os cinco cenários analisados e a comparação entre seus respectivos indicadores econômicos. Por fim, o quinto capítulo apresenta as conclusões do trabalho, destacando os principais resultados obtidos, as implicações da análise e as sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo apresenta os fundamentos teóricos e regulatórios necessários para a compreensão da análise de viabilidade econômica da geração fotovoltaica para consumidores do Grupo A. Inicialmente, são abordadas a estrutura do setor elétrico brasileiro e a atuação das distribuidoras, estabelecendo o contexto no qual os sistemas de GD estão inseridos. Em seguida, são apresentados os principais aspectos da Lei n° 14.300/2022, com destaque para as regras do SCEE e para a cobrança progressiva do componente tarifário associado ao Fio B. Na sequência, são discutidos os impactos econômicos dessas alterações, a composição de uma fatura de consumidor do Grupo A e os principais elementos envolvidos na elaboração de um projeto fotovoltaico. Esses fundamentos servem de base para a definição das premissas e dos parâmetros utilizados na metodologia e, posteriormente, para a interpretação dos resultados obtidos nas simulações dos diferentes cenários analisados.

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro e o Papel das Distribuidoras

O setor elétrico brasileiro passou por significativas reformas institucionais entre 1995 e 2004, culminando em um modelo de organização caracterizado pelo equilíbrio entre agentes governamentais, públicos e privados (ABRADEE, 2022). Nessa estrutura, destaca-se o papel das distribuidoras, responsáveis por operar sob concessão ou permissão para fornecer energia elétrica a consumidores finais, de maneira regulada (ANEEL, 2005; ANEEL, 2024). Em 2024, o país contava com 102 empresas distribuidoras de energia elétrica em operação (ANEEL, 2024).

Essas distribuidoras classificam os consumidores em dois grandes grupos, com base na tensão de fornecimento. O grupo A abrange consumidores atendidos em tensões iguais ou superiores a 2,3 kV, sendo subdividido em A1 (230 kV ou superior), A2 (88 kV a 138 kV), A3 (69 kV), A3a (30 kV a 44 kV), A4 (2,3 kV a 25 kV), enquanto o grupo B inclui consumidores em tensões inferiores a este valor. Dentro do grupo B, há subdivisões conforme a natureza da carga: residencial (B1), rural (B2), demais classes (B3) e iluminação pública (B4) (SÓRIA, 2010; ANEEL, 2021).

2.2 Lei n.º 14.300/2022 - Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída

Aprovado em 2021 e sancionado em janeiro de 2022, o Projeto de Lei n.º 5.829/2019 deu origem à Lei n.º 14.300/2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil (Brasil, 2022a). Essa lei representa uma mudança significativa na regulamentação do setor, pois assegura segurança jurídica aos agentes envolvidos, estabelece um novo regramento para o SCEE e cria o Programa de Energia Renovável Social (PERS), voltado à inclusão de famílias de baixa renda nesse modelo energético.

Uma das mudanças centrais introduzidas pela nova legislação é a previsão de cobrança gradual da TUSD - Fio B sobre a energia compensada. A partir de 2023, os novos projetos passaram a ser enquadrados em um modelo de transição no qual, progressivamente, os consumidores passam a pagar pela parcela da tarifa relacionada à operação, manutenção e depreciação dos ativos de distribuição, mesmo sobre a energia injetada na rede (Brasil, 2022a).

A TUSD é composta por quatro grandes componentes tarifários: Transporte, Encargos, Perdas e Outros (ANEEL, 2024). Dentro do componente Transporte, destaca-se o Fio B, que representa os custos regulatórios associados à infraestrutura própria da distribuidora, como operação, manutenção e remuneração de ativos (ANEEL, 2024). Esse encargo, antes isento para os sistemas de GD, passou a incidir de forma escalonada nos novos projetos, alterando significativamente o cálculo da economia proporcionada por esses sistemas. A Lei n.º 14.300/2022 estabeleceu a aplicação progressiva da cobrança da TUSD Fio B sobre a energia compensada, com os seguintes percentuais: 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027, 90% em 2028 e 100% a partir de 2029 (Brasil, 2022a).

2.3 A Importância e Impactos da Cobrança do Fio B na Geração Distribuída

A implementação da cobrança progressiva da tarifa TUSD Fio B, prevista na Lei n.º 14.300/2022, representa uma mudança significativa no modelo econômico da GD no Brasil. Antes isento desse encargo, o segmento passou a arcar com uma

parcela dos custos relacionados à operação, manutenção e depreciação da infraestrutura de distribuição, mesmo para a energia injetada na rede elétrica (ANEEL,2024).

Essa alteração visa equilibrar os interesses entre consumidores que produzem sua própria energia e as distribuidoras, garantindo a sustentabilidade financeira do sistema elétrico. Sem essa cobrança, as distribuidoras deixam de receber receitas essenciais para manter e ampliar a infraestrutura de distribuição, pois a energia injetada pelos geradores reduz o consumo faturado, comprometendo investimentos futuros na rede (ABRADEE, 2022; ANEEL, 2024).

Contudo, a cobrança do Fio B impacta diretamente a viabilidade econômica dos projetos de micro e minigeração distribuída, reduzindo a economia obtida pelo sistema de compensação de energia. Isso resulta em um aumento no tempo de retorno do investimento (*payback*), especialmente para consumidores residenciais e pequenos empreendimentos, que costumam ter menor capacidade de investimento inicial (GREENER, 2022; ABSOLAR, 2022).

Para minimizar impactos negativos, o escalonamento gradual da cobrança até 2029 busca equilibrar o mercado, permitindo tempo para adaptação tecnológica e financeira (BRASIL, 2022a). Além disso, políticas públicas complementares, como incentivos fiscais e programas de eficiência energética, são fundamentais para manter a atratividade do setor (GREENER, 2022).

Do ponto de vista ambiental, a GD, especialmente a solar fotovoltaica, contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa, diversificação da matriz energética e diminuição da dependência de fontes fósseis (SENAI, 2019; REIS, 2017). Assim, mesmo com a cobrança do Fio B, é crucial estimular a expansão sustentável da GD, considerando seus benefícios sociais e ambientais.

Socialmente, a democratização do acesso à GD pode promover inclusão energética e geração de renda, principalmente para famílias de baixa renda e pequenas comunidades, por meio de programas como o PERS, instituído pela Lei 14.300/2022 (BRASIL, 2022a). Garantir um equilíbrio entre a sustentabilidade econômica do setor elétrico e o incentivo à participação social é um dos principais desafios regulatórios atuais.

2.4 Impactos Econômicos da Lei 14.300/2022

A alteração no modelo de compensação traz impactos diretos na rentabilidade dos projetos fotovoltaicos, principalmente para unidades consumidoras do grupo B, que são atendidas em baixa tensão e representam a maior parcela dos sistemas de microgeração instalados no país (SÓRIA, 2010; ANEEL, 2021). Por outro lado, os consumidores do Grupo A, atendidos em média e alta tensão, são predominantemente compostos por indústrias, estabelecimentos comerciais de grande porte e consumidores com elevada demanda energética. Embora representem uma quantidade menor de unidades consumidoras, esses consumidores respondem por parcela significativa do consumo nacional de energia elétrica, estando sujeitos a estruturas tarifárias e modalidades de contratação específicas (ANEEL, 2021).

Com a nova Lei n.º 14.300/2022, foram estabelecidas diretrizes que impactam diretamente a rentabilidade e o prazo de retorno do investimento em sistemas de minigeração distribuída. Assim, tornou-se fundamental a avaliação de parâmetros como o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o *payback* descontado e o índice custo-benefício para verificar a viabilidade econômica dos sistemas.

a) Valor presente Líquido (VPL):

O VPL é utilizado para determinar o valor presente dos fluxos de caixa futuros de um investimento, descontados a uma determinada taxa, considerando-se o investimento inicial. A expressão utilizada neste trabalho é apresentada a seguir, com base na metodologia de análise de investimentos apresentada por Souza e Clemente (2008) e Hirschfeld (2011).

$$VPL = \left(\sum_{t=1}^{n} \frac{Ft}{(1+i)^t} \right) - I_0$$

- VPL = valor presente líquido (em R$);
- Ft = fluxo de caixa no período t (em R$);
- i = taxa de desconto (em %);
- t = período de tempo (em anos);
- I_0 = investimento inicial (em R$).

Se o VPL > 0, o projeto é financeiramente viável. Significa que o investimento gera retorno superior ao custo de capital (taxa de desconto). Caso o VPL = 0, o projeto empata com o custo de capital. Ou seja, o retorno do projeto é igual à taxa mínima exigida (a taxa de desconto). Não há prejuízo, mas também não há ganho adicional. O projeto é neutro economicamente. Agora se o VPL < 0, o projeto não é viável economicamente. O retorno projetado é inferior ao custo de capital. O que indica prejuízo econômico, já que o valor dos fluxos de caixa futuros não compensa o investimento inicial (SOUZA, 2008; HIRSCHFELD, 2011).

b) Taxa Interna de Retorno (TIR):

A TIR corresponde à taxa de desconto que torna o VPL do projeto igual a zero. A formulação utilizada é apresentada a seguir (SOUZA; CLEMENTE, 2008; HIRSCHFELD).

$$0 = \left(\sum_{t=1}^{n} \frac{Ft}{(1+TIR)^t} \right) - I_0$$

- TIR = Taxa interna de retorno (em %).

Quando TIR > taxa de desconto, o projeto é considerado economicamente viável. Se TIR = taxa de desconto, o investimento é neutro, retornando exatamente o valor esperado. Se TIR < taxa de desconto, o projeto deve ser rejeitado por apresentar retorno inferior ao mínimo exigido. Valores de TIR igual ou inferior a zero indicam que o projeto não gera retorno financeiro positivo, podendo até resultar em prejuízo, caso os fluxos de caixa não sejam suficientes para recuperar o investimento (BRASIL, 2002).

c) *Payback* descontado (PBD):

O PBD representa o período necessário para que o valor presente acumulado dos fluxos de caixa iguale ou supere o investimento inicial. Diferentemente do *payback* simples, o método considera o efeito da taxa de desconto sobre os fluxos de caixa futuros (PENEDO, 2005).

$$PBD = min\{\, t \mid \left(\sum_{j=1}^{t} \frac{Fj}{(1+i)^j} \right) \geq I_0$$

- PBD = *payback* descontado (em anos);
- F_j = Fluxo de caixa no ano j (em R$).

d) índice Custo-Benefício:

O ICB é utilizado para relacionar o valor presente dos benefícios econômicos proporcionados pelo projeto ao investimento realizado. Neste trabalho, o indicador é calculado a partir da relação entre o VPL acrescido do investimento inicial e o próprio investimento inicial, conforme a formulação apresentada por Samanez (2009).

$$ICB = \frac{VPL + I_0}{I_0}$$

- ICB = Índice custo-benefício (adimensional);
- VPL = Valor presente líquido (em R$);
- I_0 = Investimento inicial (em R$).

Se ICB > 1, o projeto é economicamente viável, pois os benefícios esperados superam o capital investido (SAMANEZ, 2009). Quando ICB = 1, o projeto é economicamente neutro, indicando que os fluxos de caixa previstos são apenas suficientes para recuperar o investimento. Já quando ICB < 1, o projeto é considerado economicamente inviável, visto que os benefícios gerados não justificam o capital aplicado.

Além disso, o cálculo da fatura de energia elétrica para consumidores do Grupo A também sofreu alterações com a nova legislação. A fatura é estruturada de forma binômia, englobando a cobrança da demanda contratada (R$/kW) e o consumo de energia (R$/kWh). A tarifa de energia é composta pela TE (Tarifa de Energia) e pela TUSD, separados nos postos tarifários de Ponta e Fora de ponta, além do cômputo da TUSD de Injeção (TUSDg) e tributos não isentos sobre a TUSD compensada, o que reduz o benefício econômico por kWh compensado e altera a viabilidade financeira do empreendimento ao longo do tempo (BRASIL, 2022b).

2.5 Exemplo de Fatura do Grupo A

Para facilitar a compreensão do SCEE e das alterações introduzidas pela Lei n° 14.300/2022, considera-se um exemplo adaptado do caderno temático da Cemig de uma unidade consumidora comercial atendida em média tensão, com fornecimento em 13,8 kV, enquadrada na modalidade tarifária Verde. A unidade possui demanda contratada de 100 kW no horário de ponta e 400 kW no horário fora de ponta, além de um sistema com potência instalada de 350 kWp (CEMIG, 2025).

Neste primeiro exemplo estão demonstrados como o faturamento era efetuado para o consumidor do Grupo A antes da aplicação da Lei 14.300/2022.

Inicialmente, analisa-se o faturamento referente ao mês de janeiro, considerando os valores de consumo e de energia injetada na rede apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Consumo no mês de Janeiro

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Injetado Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Injetado Fora Ponta (kWh)
Jan	7.895	0	54.743	57.645

Fonte: ANEEL, 2016, p. 22.

Na modalidade tarifária Verde, o consumo de energia é medido separadamente nos horários de ponta e fora de ponta, sendo aplicadas tarifas distintas para cada período. Quando ocorre excedente de energia injetada em um determinado posto tarifário, esse crédito pode ser utilizado para compensar o consumo em outro posto, mediante a aplicação do fator de ajuste, calculado a partir da relação entre as Tarifas de Energia (TE + TUSD) dos respectivos períodos.

No exemplo considerado, durante o mês de janeiro foi registrada uma geração excedente de 57.645 kWh no horário fora de ponta, enquanto o consumo nesse mesmo período foi de 54.743 kWh, resultando em um excedente de 2.902 kWh. Como esse excedente foi produzido fora de ponta e será utilizado para compensar consumo no horário de ponta, aplica-se o fator de ajuste correspondente ao subgrupo A4.

A Tabela 2 apresenta os valores das tarifas de energia utilizadas no cálculo do fator de ajuste e o crédito obtido para compensação no horário de ponta.

Tabela 2 - Aplicação do fator de ajuste no mês de janeiro

Fator	Subgrupo	**TE - Coelce**		
		Ponta (P)	**Fora de Ponta (FP)**	**Relação**

Ajuste		R$/MWh	R$/MWh	FP/P	P/FP
	A4 (2,3 a 25 kV)	345,99	212,93	0,62	1,62
Crédito Ponta	(Injetado fora ponta - Consumo fora ponta) x Fator Ajuste = (57.645 - 54.743) x 0,62 = 1.799 kWh				

Fonte: ANEEL, 2016, p. 23.

Dessa forma, o consumo líquido no horário de ponta é reduzido de 7.895 kWh para 6.096 kWh após a compensação dos créditos provenientes do período fora de ponta.

Após a aplicação do fator de ajuste, obtém-se o faturamento líquido do mês de janeiro, apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Faturamento do mês de janeiro antes da Lei n° 14.300/2022.

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Injetado Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Injetado Fora Ponta (kWh)	Líquido Ponta (kWh)	Líquido Fora Ponta (kWh)
Jan	7.895	0	54.743	57.645	6.096	0
Subgrupo	Energia (TE + TUSD)					
	Ponta		Fora de Ponta			
	R$/MWh		R$/MWh			
A4 (2,3 a 25 kV)	375,88		242,82			
(Líquido ponta x Tarifa ponta) + (Líquido fora ponta x Tarifa fora ponta) = (6.096 x 0,37588) + (0 x 0,24282) = R$ 2.291,36						

Fonte: ANEEL, 2016, p. 23.

Com a publicação da lei n° 14.300/2022, entretanto, a compensação passou a considerar a cobrança gradual da parcela correspondente ao uso da rede de distribuição (TUSD Fio B), reduzindo parcialmente os benefícios econômicos obtidos com a GD. Dessa forma, embora o mecanismo de compensação e a aplicação do fator de ajuste permaneçam válidos para consumidores do Grupo A, o valor líquido da economia proporcionada pelos créditos de energia passou a ser reduzido em razão da incidência progressiva da TUSD Fio B sobre a energia compensada. Como forma de demonstrar estas mudanças, o exemplo anterior será novamente demonstrado através da Tabela 4.

Tabela 4 - Faturamento do mês de janeiro após a Lei n° 14.300/2022

<table>
<tr><td>Mês</td><td>Consumo Ponta (kWh)</td><td>Injetado Ponta (kWh)</td><td>Consumo Fora Ponta (kWh)</td><td>Injetado Fora Ponta (kWh)</td><td>Líquido Ponta (kWh)</td><td>Líquido Fora Ponta (kWh)</td></tr>
<tr><td>Jan</td><td>7.895</td><td>0</td><td>54.743</td><td>57.645</td><td>6.096</td><td>0</td></tr>
<tr><td colspan="7">Obs: Parcela Fio B considerada = 60% (2026)
Valor de Referência Fio B = R$ 0,25</td></tr>
<tr><td colspan="7"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">Subgrupo</td><td colspan="6">Energia (TE + TUSD)</td></tr>
<tr><td colspan="3">Ponta</td><td colspan="3">Fora de Ponta</td></tr>
<tr><td colspan="3">R$/MWh</td><td colspan="3">R$/MWh</td></tr>
<tr><td>A4 (2,3 a 25 kV)</td><td colspan="3">375,88</td><td colspan="3">242,82</td></tr>
<tr><td colspan="7">(Líquido ponta x Tarifa ponta) + (Líquido fora ponta x Tarifa fora ponta) + (Custo do Fio B) = (6.096 x 0,37588) + (0 x 0,24282) + (6.096 x 0,25 x 60%) = R$ 3.205,76</td></tr>
</table>

Fonte: Adaptado de: ANEEL, 2016, p. 23.

Os exemplos apresentados nesta seção demonstram que os benefícios econômicos da GD estão diretamente relacionados à quantidade de energia gerada, ao perfil de consumo da unidade consumidora e às características tarifárias aplicáveis ao Grupo A. Dessa forma, para compreender a origem da energia utilizada no SCEE e os fatores que influenciam sua disponibilidade para compensação, é necessário apresentar os principais aspectos relacionados ao dimensionamento e à elaboração de um sistema fotovoltaico. Nesse contexto, a próxima seção aborda os componentes, as etapas e os critérios básicos envolvidos na elaboração de projetos fotovoltaicos conectados à rede.

2.6 Como fazer um projeto fotovoltaico

A elaboração de um sistema fotovoltaico conectado à rede deve considerar as características da unidade consumidora, o consumo de energia elétrica, a disponibilidade do recurso solar e as condições de conexão à rede de distribuição.

Esses fatores determinam a capacidade de geração do sistema e, consequentemente, a quantidade de energia que poderá ser utilizada diretamente pelo consumidor ou injetada na rede para posterior compensação no SCEE. Assim, o dimensionamento adequado do sistema é uma etapa importante para a avaliação de seu desempenho energético e econômico.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) operam em paralelo com a rede da distribuidora, permitindo que a unidade consumidora utilize a energia produzida pelo sistema e injetar na rede eventuais excedentes de geração. A energia injetada pode posteriormente ser utilizada para compensação do consumo, conforme as regras estabelecidas para o SCEE (ANEEL, 2012; ANEEL, 2015).

2.6.1 *Arquitetura e componentes básicos*

Um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto por alguns elementos essenciais: os módulos fotovoltaicos, responsáveis por captar a irradiação solar e convertê-la em eletricidade; o inversor interativo, que transforma a

corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) compatível com a rede elétrica; os dispositivos de proteção como fusíveis, disjuntores e DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos); além de cabos e conexões apropriados para exposição a intempéries e radiação UV (SENAI, 2019).

A principal característica desses sistemas é a possibilidade de reduzir ou até eliminar o consumo de energia da rede pública durante o dia, exportando o excedente e utilizando créditos energéticos durante os períodos de menor geração (como à noite). Esses sistemas normalmente não utilizam baterias, o que reduz seu custo e complexidade, mas também os torna dependentes da rede elétrica caso falte energia na rede, o sistema automaticamente é desligado por segurança (SENAI, 2019).

2.6.2 *Etapas para elaboração do projeto*

A elaboração de um projeto fotovoltaico eficaz para consumidores tarifados em média e alta tensão (Grupo A) exige uma análise mais criteriosa do que a aplicada aos consumidores do Grupo B. Além de garantir o desempenho técnico e a viabilidade econômica, é imprescindível alinhar o dimensionamento às particularidades tarifárias desse grupo. As etapas fundamentais compreendem:

a) Coleta de dados e planejamento: O primeiro passo consiste em levantar informações essenciais, como a incidência de irradiação solar na região, as características da área de instalação (orientação, inclinação e sombreamento) e as normas da concessionária local. Diferentemente do Grupo B, a coleta do histórico elétrico da unidade consumidora deve registrar não apenas o volume total, mas o consumo segregado por postos tarifários (Ponta e Fora de Ponta) e o valor da demanda contratada (SENAI, 2019);
b) Cálculo da energia a ser compensada e análise tarifária: No Grupo A, é fundamental compreender que a geração fotovoltaica incide exclusivamente sobre o consumo de energia ativa (faturada em kWh) e não abate o custo fixo da demanda contratada (faturada em kW). Além disso, como a usina solar produz energia apenas durante o dia (horário Fora de Ponta), o projeto deve prever uma geração excedente neste período. Esse excedente será injetado na rede e convertido em créditos para abater o consumo do horário de Ponta (noturno/pico). Devido à diferença de preços entre os postos tarifários, é

necessário aplicar um fator de conversão financeira (razão entre a Tarifa de Energia Fora de Ponta e a Tarifa de Energia na Ponta) para determinar a quantidade exata de energia diária que o sistema precisará gerar para zerar a parcela compensável da fatura;

c) Determinação da Potência de Pico (P_{pico}) : As Horas de Sol Pleno (HSP) representam o número de horas diárias em que a irradiação solar é suficiente para o funcionamento nominal dos módulos. Para calcular a potência do sistema com precisão, não basta dividir a energia desejada pelas HSP; é obrigatório considerar as perdas operacionais inerentes ao sistema (sujeira, sombreamento, temperatura, degradação, perdas em cabos e eficiência do inversor) através do Fator de Desempenho ou *Performance Ratio* (PR), que costuma variar entre 75% e 80%. A potência é dada pela seguinte expressão (SENAI, 2019).

$$P_{pico} = \frac{E_{diária}}{HSP\ x\ PR}$$

onde:

- P_{pico} = Potência de pico do gerador fotovoltaico (em kWp);
- $E_{diária}$ = Energia média diária necessária para compensação (em kWh/dia);
- HSP = Horas de sol pleno (em h/dia);
- PR = Fator de desempenho do sistema (adimensional);

d) Cálculo da quantidade de módulos: sabendo a potência total do sistema e a potência unitária do módulo escolhido, determina-se a quantidade de painéis (SENAI, 2019).

$$N_M = \frac{P_{pico}}{P_{módulo}}$$

onde:

- N_M = Número de módulos (adimensional);
- $P_{módulo}$ = Potência nominal de cada módulo (em kWp ou Wp);

e) Dimensionamento do inversor e Demanda de Geração: O inversor deve ter uma potência nominal compatível com a do arranjo fotovoltaico, respeitando limites de tensão (mínima de partida e máxima em MPPT) e correntes operacionais (SENAI, 2019). Para os consumidores do Grupo A, a potência

nominal de saída dos inversores definirá também a Demanda de Geração (ou Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSTD para injeção) que a unidade precisará contratar junto à concessionária para escoar o excedente de energia;

f) Dimensionamento das proteções: As proteções elétricas (fusíveis e disjuntores) devem ser dimensionadas para garantir a segurança das instalações frente a curtos-circuitos e sobrecargas, baseando-se na corrente nominal e de curto do inversor. Seguindo parâmetros padronizados, a corrente do disjuntor de proteção CA (corrente alternada), por exemplo, adota uma margem de segurança sobre a corrente nominal do inversor (SENAI, 2019).

$$I_{disjuntor} \geq 1,2 \times I_{inversor}$$

onde:

- $I_{disjuntor}$ = Corrente nominal do disjuntor (em A);
- $I_{inversor}$ = Corrente nominal de saída do inversor (em A);

g) Dimensionamento dos cabos: A seção dos condutores elétricos é determinada por cálculos que consideram a queda de tensão máxima admissível, o comprimento do circuito, a corrente conduzida e as propriedades do material (SENAI, 2019).

$$A = \frac{2 \times l \times I^2 \times 100}{\sigma \times P}$$

Onde:

- A = Área da secção do cabo (em mm²);
- l = Comprimento total do cabo (ida e volta, em metros);
- I = Corrente do circuito (em A);
- σ = Condutividade elétrica do material (em m/Ω·mm²);
- P = Potência do sistema (em W).

As etapas apresentadas demonstram que a elaboração de um sistema fotovoltaico envolve tanto aspectos relacionados à capacidade de geração quanto aos requisitos elétricos e às condições de conexão da unidade consumidora. Para consumidores do Grupo A, essas etapas assumem importância adicional, pois o dimensionamento do sistema deve estar relacionado ao perfil de consumo nos

postos Ponta e Fora de Ponta, à demanda contratada, às características tarifárias e às condições estabelecidas para a conexão e a injeção de energia na rede. Dessa forma, o projeto fotovoltaico não deve ser analisado somente sob a perspectiva da quantidade de energia que pode ser produzida, mas também em função de como essa geração será utilizada é compensada pela unidade consumidora.

Diante dos fundamentos apresentados neste capítulo, observa-se que a análise da geração fotovoltaica para consumidores do Grupo A envolve a integração entre aspectos regulatórios, tarifários, energéticos e técnicos. A Lei n° 14.300/2022 estabelece as condições aplicáveis ao SCEE, enquanto a estrutura tarifária do Grupo A determina diferentes condições de faturamento de acordo com os postos Ponta e Fora de Ponta e com a demanda da unidade consumidora. Por sua vez, o dimensionamento do sistema fotovoltaico define a capacidade de geração disponível para atendimento do consumo e para eventual injeção de excedentes na rede.

Esses fundamentos constituem a base para a análise desenvolvida nos capítulos seguintes. A partir deles, são definidos, no Capítulo 3, os parâmetros técnicos, tarifários, regulatórios e econômicos utilizados no modelo computacional desenvolvido para este trabalho. Também são estabelecidas as regras de compensação, as premissas de projeção do fluxo de caixa e os indicadores utilizados para avaliar a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos. posteriormente, no Capítulo 4, esses parâmetros são aplicados aos diferentes cenários de consumo e demanda propostos, permitindo analisar como as características da unidade consumidora e as condições estabelecidas pela Lei n° 14.300/2022 influenciam os resultados econômicos dos sistemas analisados.

3 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Este capítulo apresenta os procedimentos adotados para analisar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos destinados a consumidores do Grupo A sob as regras estabelecidas pela Lei n° 14.300/2022. A metodologia foi estruturada a partir dos fundamentos técnicos, tarifários e regulatórios apresentados no Capítulo 2, especialmente aqueles relacionados ao faturamento em média tensão, à compensação de energia entre os postos tarifários de Ponta e Fora de Ponta e à incidência progressiva da TUSD Fio B.

A partir desses fundamentos, foram estabelecidas as premissas utilizadas na modelagem do consumidor, do sistema de geração e do fluxo de caixa, considerando diferentes perfis de demanda contratada e consumo de energia. Como o objetivo do trabalho é avaliar os efeitos econômicos da legislação, e não elaborar um projeto elétrico executivo para uma instalação específica, os parâmetros técnicos e de investimento foram definidos com base em referências de mercado e nas características do sistema considerado na pesquisa.

Para operacionalizar os cálculos, foi desenvolvido um modelo computacional em Python, com interface gráfica, capaz de reproduzir o faturamento da unidade consumidora, considerando os parâmetros tarifários e as regras de compensação adotadas no estudo. O modelo permite projetar os fluxos de caixa ao longo de 25 anos e calcular os indicadores econômicos utilizados na pesquisa: VPL, TIR, PBD e ICB. Durante o desenvolvimento do programa, ferramentas de inteligência artificial foram utilizadas como recurso auxiliar de programação, enquanto a definição da metodologia, das premissas, das regras implementadas e a conferência dos resultados permaneceram sob responsabilidade do autor.

Assim, o capítulo está organizado de forma a apresentar inicialmente a caracterização da pesquisa e o desenvolvimento do modelo computacional. Em seguida, são descritos os parâmetros técnicos, tarifários, regulatórios e econômicos adotados, as regras de compensação aplicadas aos consumidores do Grupo A e os indicadores utilizados para avaliar a viabilidade aos consumidores do Grupo A e os indicadores utilizados para avaliar a viabilidade dos projetos. Por fim, são apresentadas as estampas que compõem o processo metodológico, desde o levantamento dos dados até a comparação dos diferentes cenários, estabelecendo a base para a apresentação e discussão dos resultados no Capítulo 4.

3.1 Caracterização da pesquisa

Este trabalho caracteriza-se como uma pesquisa aplicada, de natureza quantitativa e descritiva, realizada por meio da simulação computacional de um sistema de minigeração/microgeração fotovoltaica conectado à rede elétrica em média/alta tensão (Grupo A). O objetivo consiste em avaliar os impactos econômicos e a viabilidade financeira decorrentes das diretrizes estabelecidas pela Lei n°14.300/2022.

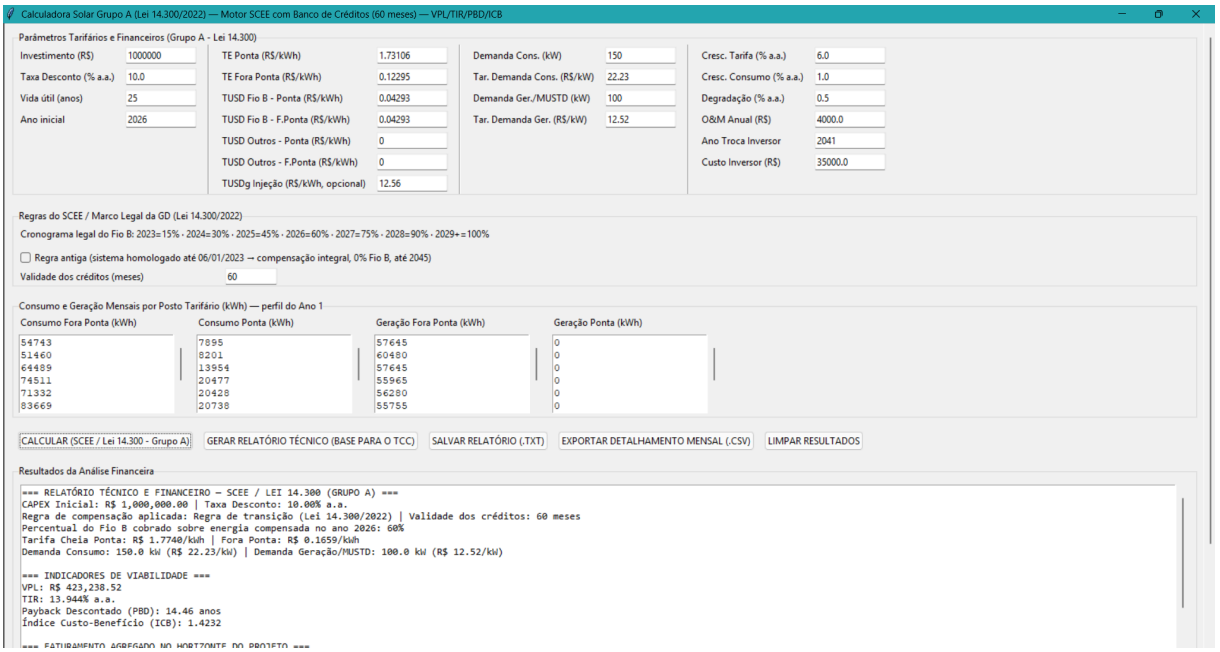
3.2 Desenvolvimento do modelo computacional

Para a realização das análises foi desenvolvido um aplicativo computacional em linguagem Python. O programa foi elaborado com interface gráfica utilizando a biblioteca Tkinter e implementa os procedimentos necessários para o cálculo do faturamento, do fluxo de caixa e dos principais indicadores de viabilidade econômica dos projetos fotovoltaicos.

Durante o desenvolvimento do programa, foi utilizada a ferramenta de inteligência artificial Claude Sonnet 5, da Anthropic, como recurso de apoio à programação. A ferramenta foi utilizada para auxiliar na elaboração, revisão e correção de trechos de código, na identificação de erros de implementação e na organização da estrutura do aplicativo. O desenvolvimento do modelo, a definição das premissas, a seleção das equações, a implementação das regras de compensação e a conferência dos resultados foram realizados pelo autor, de modo que a ferramenta de inteligência artificial foi utilizada como recurso auxiliar e não como fonte de validação dos resultados da pesquisa. O Claude Sonnet 5 é um modelo de inteligência artificial da Anthropic voltado, entre outras aplicações, para tarefas de programação e desenvolvimento de software (ANTHROPIC, 2026).

O modelo computacional mostrado na Figura 1, considera dados mensais de consumo e geração de energia elétrica segregados por postos tarifários (Ponta e Fora de Ponta), permitindo simular o faturamento da unidade consumidora com e sem o sistema de GD. A partir dessas simulações, são obtidos os fluxos de caixa utilizados posteriormente no cálculo dos indicadores econômicos ao longo do horizonte de análise.

Figura 1: Simulador de cálculo



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

3.3 Parâmetros considerados

Com base nos fundamentos técnicos, tarifários e regulatórios apresentados no Capítulo 2, foram definidos os parâmetros utilizados na modelagem computacional e na análise de viabilidade econômica. O presente estudo concentra-se na avaliação econômico-financeira de sistemas fotovoltaicos destinados a consumidores do Grupo A, utilizando parâmetros técnicos e econômicos baseados em referências de mercado. Dessa forma, os procedimentos de dimensionamento apresentados na Seção 2.6 são utilizados como fundamentação técnica para a definição das características do sistema modelado, não constituindo um projeto elétrico executivo elaborado para uma instalação específica.

3.3.1 *Parâmetros Técnico-Operacionais e de Investimento*

- Investimento inicial do sistema fotovoltaico (CAPEX): Fixado em R$ 1.000.000,00. Este valor foi estimado com base em métricas de mercado para o setor industrial. Conforme aponta a Descarbonize Soluções (2024),

instalações comerciais voltadas a demandas de aproximadamente 10.000 kWh mensais ultrapassam o custo de R$ 100.000,00. Extrapolando essa relação para o sistema modelado neste estudo (com MUSTD de 100 kW e geração média superior a 60.000 kWh mensais), o CAPEX de R$ 1 milhão reflete uma proporção realista para o porte do empreendimento.

- Demandas contratadas de consumo e de geração/MUSTD (kW): A demanda de consumo reflete os perfis de carga variados adotados nos cenários (75, 125, 150, 225 e 300 kW), enquanto a demanda de geração (100 kW) fixa a capacidade de injeção da usina modelada.
- Taxa de degradação anual da eficiência dos módulos fotovoltaicos (%a.a.) Parâmetro técnico referencial adotado em 0,5% ao ano, refletindo a perda natural de eficiência dos equipamentos comerciais.
- Custos anuais de operação e manutenção (O&M) e substituição do inversor: Provisionamentos financeiros (estimado aproximadamente um valor de 0,5% do CAPEX) de R$ 5.000,00 para O&M e R$ 35.000,00 para a troca de inversor adotados para garantir o funcionamento do sistema e a substituição dentro de sua vida útil estimada.
- Horizonte temporal de análise: Fixado em 25 anos, em consonância com a vida útil aproximada indicada por fabricantes para módulos fotovoltaicos, período durante o qual é prevista uma redução gradual de sua eficiência (MARTINS, 2021).

3.3.2 *Parâmetros Tarifários e Regulatórios*

- Tarifas de Energia (TE) e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): Valores vigentes aplicados aos postos tarifários Ponta e Fora de Ponta (R$/kWh) baseados em resoluções homologatórias da ANEEL para a concessionária avaliada.
- Tarifa de injeção da geração (TUSDg): Encargo de uso da rede cobrado sobre a demanda (kW) de geração injetada.
- Tarifas de demanda (R$/kW): Custo de contratação da disponibilidade de potência exigido pela distribuidora.
- Alíquota de tributos: Impostos incidentes sobre a parcela não compensável da energia, conforme as regras de transição estipuladas pela Lei n° 14.300/2022.

3.3.3 *Premissas Econômicas de Projeção*

- Taxa mínima de Atratividade (TMA / taxa de desconto em %a.a.): Fixada em 10% ao ano, representando o percentual exigido para atestar a atratividade do investimento frente ao custo de oportunidade do mercado financeiro.
- Reajuste anual projetado para as tarifas de energia (%a.a.): Índice inflacionário fixado em 6,00% a.a., aplicado para corrigir o custo da energia ao longo do ciclo de vida do projeto.
- Crescimento anual do consumo (%a.a.): Variável fixada em 1,00%a.a., simulando a expansão vegetativa do uso de energia na unidade consumidora.

3.4 Regras de Compensação e Valoração (Grupo A)

Diferentemente do faturamento monômio do Grupo B, a simulação no Grupo A considera o desmembramento binômio das tarifas e as seguintes regras de compensação energética definidas na Lei n° 14.300/2022:

- Autoconsumo direto simultâneo (abatimento instantâneo da fatura em tarifa cheia);
- Valoração do crédito excedente de Fora de Ponta utilizado para abater o consumo no posto de Ponta mediante a razão das Tarifas de Energia (TE_FP / TE_P);
- Abatimento do custo de transporte sobre a energia compensada referente à TUSDg e aos tributos incidentes sobre a TUSD;
- Faturamento fixo mensal das parcelas de demanda contratada de consumo e de geração (MUSTD);

3.5 Indicadores econômicos

A avaliação da atratividade econômica do empreendimento foi realizada por meio da apuração dos seguintes indicadores de engenharia econômica:

- Valor Presente Líquido (VPL): Mensura o valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pela economia de energia ao longo dos 25 anos, descontados pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA de 10% a.a.), subtraído

do investimento inicial (CAPEX). Um VPL maior que zero indica a viabilidade financeira do projeto.

- Taxa Interna de Retorno (TIR): Representa a taxa de desconto implícita que zera o VPL do Projeto. O projeto é considerado atrativo quando a TIR obtida supera a TMA adotada.
- Payback Descontado (PBD): Determina o tempo necessário (em anos) para que a economia acumulada na fatura de energia, trazida ao valor presente, recupere o investimento inicial realizado.
- Índice Custo-Benefício (ICB): Razão entre o valor presente dos benefícios (economias de energia) e o valor presente dos custos (CAPEX + O&M + substituição do inversor). Valores superiores a 1,0 atestam a vantagem econômica do investimento.

3.6 Etapas do Processo Metodológico

Para sistematizar a execução desta pesquisa e permitir a reprodutibilidade da análise de viabilidade no Grupo A sob o Marco Legal da Geração Distribuída (Lei n° 14.300/2022), a metodologia foi estruturada em seis etapas sequenciais, sintetizadas a seguir.

3.6.1 *Etapa 1: Levantamento de dados e premissas de mercado*

- Coleta das tarifas vigentes (TE, TUSD e TUSDg) e tributação aplicável.
- Levantamento dos parâmetros de custo de mercado (CAPEX, O&M e substituição de inversor) referenciados na literatura e em fontes do setor.

3.6.2 *Etapa 2: Caracterização da unidade e cenários de análise*

- Fixação do perfil do consumidor do Grupo A (demandas contratadas de consumo e demanda de geração/MUSTD de 100 kW).
- Delimitação do consumo nos postos tarifários de Ponta e Fora de Ponta para os diferentes cenários avaliados.

3.6.3 *Etapa 3: Modelagem do balanço energético e regras da Lei n° 14.300/2022*

- Aplicação do fator de conversão e compensação de créditos gerados no horário Fora de Ponta para abater o consumo no horário de Ponta.
- Modelagem da regra de transição do Fio B e cobrança sobre a demanda de geração (TUSDg).

3.6.4 *Etapa 4: Projeção do Fluxo de Caixa (25 anos)*

- Elaboração do fluxo de caixa anual considerando reajustes tarifários (6,00% a.a.), degradação dos módulos (0,5% a.a.), expansão do consumo (1,00% a.a.), custos anuais de O&M e reinvestimento do inversor.

3.6.5 *Etapa 5: Cálculo dos Indicadores Financeiros*

- Desconto do fluxo de caixa pela TMA de 10% a.a. para apuração do VPL, TIR, Payback Descontado e ICB.

3.6.6 *Etapa 6: Análise Comparativa dos Cenários*

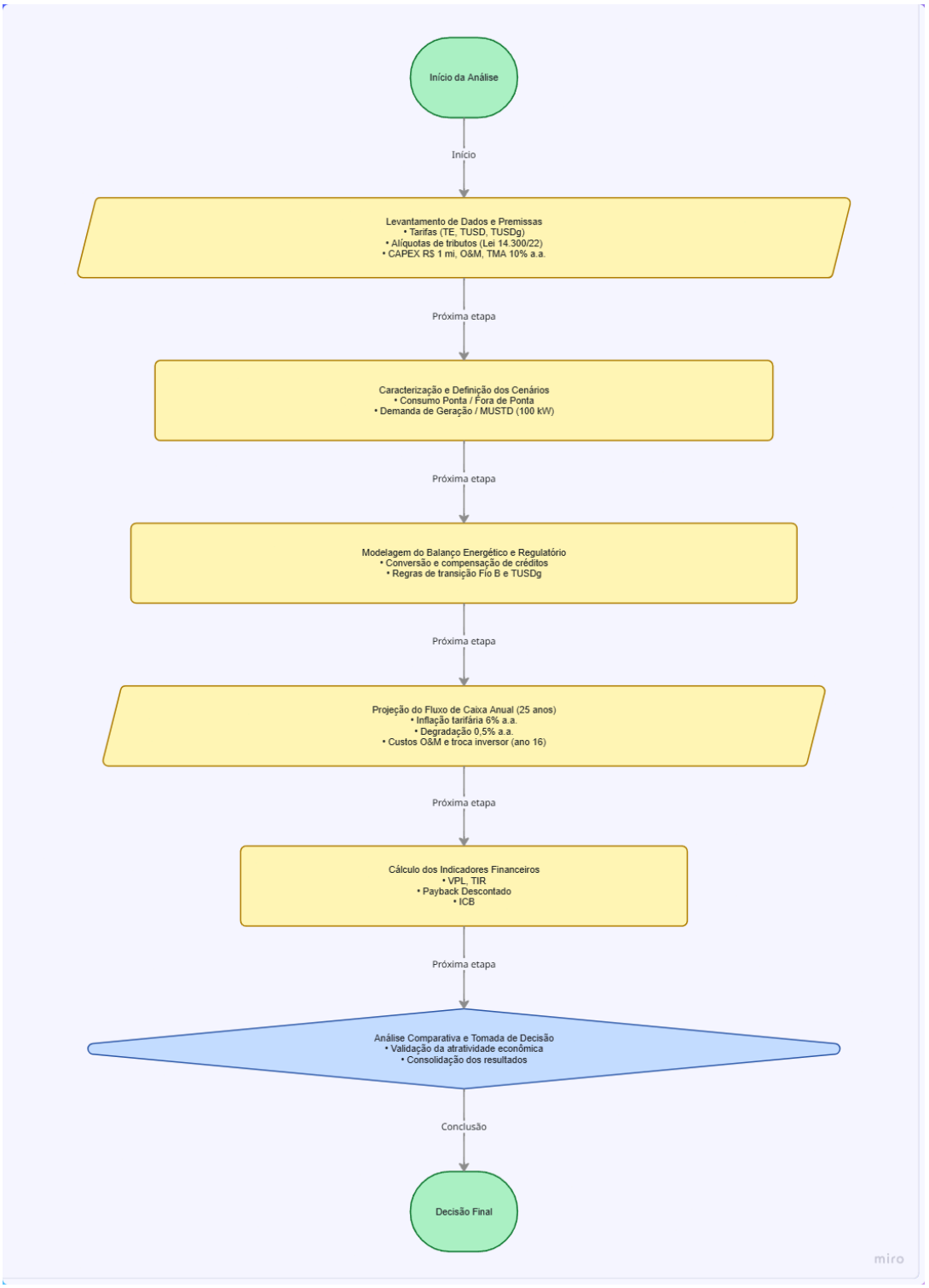
- Avaliação da atratividade econômica cruzada entre os cenários e consolidação dos resultados.

3.7 Fechamento da metodologia

Ao final das etapas metodológicas, os dados técnicos, tarifários, regulatórios e econômicos são integrados ao modelo computacional desenvolvido em Python. Para cada cenário, o programa realiza o balanço mensal entre consumo, geração e energia compensada, aplica as regras tarifárias e regulatórias consideradas no estudo e determina a economia obtida com o sistema de geração distribuída. Os resultados mensais são posteriormente utilizados na construção do fluxo de caixa de 25 anos e no cálculo dos indicadores VPL, TIR, *Payback* Descontado e ICB. Dessa forma, a metodologia estabelece uma sequência entre as

premissas adotadas, o processamento computacional e os resultados econômicos apresentados no capítulo seguinte de acordo com a Imagem 2.

Figura 2: Fluxograma das Etapas da Metodologia de Análise



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação do modelo computacional desenvolvido para avaliar a viabilidade econômica de sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede para consumidores do Grupo A, considerando as condições estabelecidas pela Lei n° 14.300/2022 e as premissas definidas na metodologia. A análise considera a interação entre o perfil de consumo da unidade consumidora, a demanda contratada, a capacidade de geração fotovoltaica, os postos tarifários Ponta e Fora de Ponta e os encargos associados ao SCEE.

Inicialmente, é apresentada a caracterização da unidade consumidora utilizada como referência para as simulações, incluindo as tarifas aplicadas e os dados mensais de consumo e geração. Em seguida, são analisados cinco cenários com diferentes níveis de demanda contratada e consumo de energia, mantendo-se constantes os principais parâmetros do sistema fotovoltaico, como a capacidade de geração, o investimento inicial e as premissas econômicas. Essa estrutura permite observar como alterações no perfil da unidade consumidora influenciam a utilização da energia gerada e, consequentemente, os resultados econômicos do empreendimento.

Para cada cenário são apresentados os parâmetros utilizados na simulação, o fluxo de caixa projetado para o horizonte de 25 anos e os indicadores de viabilidade econômica, representados pelo VPL, TIR, PBD e ICB. A análise também considera a evolução da cobrança progressiva dos componentes tarifários previstos para a energia compensada no âmbito da Lei n° 14.300/2022, conforme o período de transição adotado no modelo.

Por fim, os resultados dos cinco cenários são comparados de forma conjunta, buscando identificar como o aumento ou a redução do consumo e da demanda contratada, em relação à capacidade de geração mantida constante, altera a economia obtida, o retorno do investimento e o período necessário para sua recuperação. Dessa forma, a discussão dos resultados procura relacionar os indicadores econômicos às características energéticas e tarifárias de cada cenário, permitindo avaliar a influência do perfil de consumo sobre a viabilidade econômica da geração fotovoltaica para consumidores do Grupo A.

4.1 Caracterização da unidade Consumidora e Tarifas de Aplicação

Para a validação do modelo, foi utilizado um exemplo de unidade consumidora do Subgrupo A4, atendida em média tensão e enquadrada na modalidade tarifária Verde, adaptado de dados apresentados na cartilha de faturamento de geração distribuída da CEMIG. Para as simulações econômicas, foram adotadas as tarifas da distribuidora utilizada como referência no estudo, conforme as respectivas resoluções homologatórias da ANEEL.

As tarifas de aplicação homologadas pela Resolução Homologatória da ANEEL vigentes para a distribuidora são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5: Exemplo prático de Tarifas do Subgrupo A4.

Componente Tarifário	Posto Tarifário	Unidade	Valor Homologado
Demanda de Carga	Único (NA)	R$/kW	22,23
Demanda de Geração (TUSDg)	Único (Geração)	R$/kW	12,56
Tarifa de Energia (TE)	Ponta (P)	R$/kWh	1,73106
Tarifa de Energia (TE)	Fora de Ponta (FP)	R$/kWh	0,12295
TUSD Injeção / SCEE	Ponta / FP	R$/kWh	0,04293

Fonte: CEMIG, 2024.

Adicionalmente, para a simulação do comportamento energético, empregou-se um conjunto de dados práticos mensais de consumo e geração de energia elétrica segregados por postos tarifários (Ponta e Fora de Ponta) mostrados nas Tabelas 6 e 7, permitindo reproduzir fidedignamente a dinâmica de abatimento e os saldos energéticos do empreendimento.

Tabela 6: Exemplo prático de Consumo e Geração do Grupo A.

Mês	Consumo Ponta (kWh)	Geração Ponta (kWh)	Consumo Fora Ponta (kWh)	Geração Fora Ponta (kWh)	Saldo / Líquido Fora Ponta (kWh)
Jan	7.895	0	54.743	57.645	+2.902 (Excedente)
Fev	8.201	0	51.460	60.480	+9.020 (Excedente)

Mar	13.954	0	64.489	57.645	-6.844 (Déficit)
Abr	20.477	0	74.511	55.965	-18.546 (Déficit)
Mai	20.428	0	71.332	56.280	-15.052 (Déficit)
Jun	20.738	0	83.669	55.755	-27.914 (Déficit)
Jul	20.727	0	82.805	59.220	-23.585 (Déficit)
Ago	18.011	0	80.491	62.685	-17.806 (Déficit)
Set	19.267	0	71.678	62.895	-8.783 (Déficit)
Out	17.597	0	62.865	63.315	+450 (Excedente)
Nov	17.980	0	71.298	62.160	-9.138 (Déficit)
Dez	19.800	0	75.825	57.960	-17.865 (Déficit)
Total Anual	205.075	0	855.976	705.510	-150.466 (Déficit Líquido)

Fonte: ANEEL, 2026, p. 24.

A partir do Cenário Base, foram definidos quatro cenários adicionais por meio do aumento e decréscimo da demanda contratada e do consumo anual fora de ponta, mantendo-se constantes os demais parâmetros do sistema fotovoltaico. Essa abordagem permite avaliar exclusivamente a influência do crescimento da carga sobre a viabilidade econômica do empreendimento.

Tabela 7: Perfis de simulação

Parâmetro / Indicador	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Demanda de Carga (kW)	150	225	300	125	75
Consumo Anual Fora Ponta (kWh)	855.976	1.289.820	1.889.820	422.898	211.449

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

4.2 Primeiro Cenário

Para validação deste cenário, foram utilizados os parâmetros de simulação descritos na Tabela 8.

Tabela 8: Parâmetros de simulação - Primeiro Cenário

Parâmetro	Valor

Investimento inicial (CAPEX)	R$ 1.000.000,00
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10% a.a.
Razão de conversão TE (FP/Ponta)	0,0710 kWhP/kWhFP
Tarifa de energia na ponta	R$ 1,7740/kWh
Tarifa de energia fora de ponta	R$ 0,1659/kWh
Demanda contratada de consumo	150 kW
Tarifa de demanda de consumo	R$ 22,23/kW
Demanda de geração	100 kW
Tarifa de demanda de geração	R$ 12,52/kW
Crescimento tarifário anual	6,00%/1,00%
Degradação anual dos módulos / O&M inicial	0,50% / R$ 4.000,00 a.a.
Troca de Inversor	R$ 35.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Os indicadores de viabilidade econômica calculados a partir dos dados apresentados anteriormente em um horizonte de 25 anos (2026-2050) são apresentados nas Tabelas 9 e 10.

Tabela 9: Indicadores de Viabilidade - Primeiro Cenário

Indicador	Resultado
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 423.238,52
Taxa Interna de Retorno (TIR)	13,944% a.a.
Payback Descontado (PBD)	14,46 anos
Índice Custo-Benefício (ICB)	1,4232

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Tabela 10: Fluxo de Caixa - Primeiro Cenário

Ano	% Fio B	Fluxo de Caixa Líquido (R$)
2026	60%	R$ 98.567,35
2027	75%	R$ 104.183,41
2028	90%	R$ 110.088,44

2029	100%	R$ 116.319,59
2030	100%	R$ 122.869,99
2031	100%	R$ 129.755,39
2032	100%	R$ 137.014,66
2033	100%	R$ 144.668,10
2034	100%	R$ 152.737,14
2035	100%	R$ 161.244,37
2036	100%	R$ 170.213,62
2037	100%	R$ 179.655,58
2038	100%	R$ 189.550,38
2039	100%	R$ 199.977,37
2040	100%	R$ 210.965,09
2041	100%	R$ 187.543,65
2042	100%	R$ 234.744,76
2043	100%	R$ 247.601,81
2044	100%	R$ 261.150,01
2045	100%	R$ 275.426,44
2046	100%	R$ 290.470,14
2047	100%	R$ 306.322,28
2048	100%	R$ 323.026,21
2049	100%	R$ 340.627,61
2050	100%	R$ 359.174,58

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Ao simular o Primeiro Cenário para o investimento de R$ 1.000.000,00 em uma unidade consumidora com demanda de carga contratada de 150 kW e demanda de geração de 100 kW, os resultados econômico-financeiros demonstram a viabilidade do empreendimento sob as regras da Lei n° 14.300/2022.

O VPL positivo, no montante de R$ 423.238,52 , ratifica a viabilidade econômica do projeto, uma vez que o resultado é maior que zero (VPL > 0), evidenciando a geração de riqueza após o desconto do custo de oportunidade do capital. A TIR atingiu 13,944% a.a., comprovando a atratividade do investimento ao

superar a TMA (TMA = 10,00% a.a.) em 3,94 pontos percentuais. Por fim, o projeto apresenta um ICB de 1,4232, indicando um retorno financeiro de R$ 1,42 para cada R$ 1,00 investido a valor presente.

O PBD foi alcançado aos 14,46 anos, período inferior aos 25 anos de vida útil teóricos dos módulos. Nota-se que o fluxo de caixa anual apresenta um crescimento contínuo e consistente, partindo de R$ 98.567,35 em 2026 e atingindo R$ 359.174,58 em 2050, impulsionado pela premissa de reajuste tarifário anual de 6,00% a.a., superando gradativamente os impactos da incidência progressiva da encargo da TUSD Fio B (atingindo 100% a partir de 2029).

Cabe destacar o ponto de inflexão no ano de 2041, no qual o fluxo de caixa líquido apresenta um decréscimo pontual (R$ 187.543,65 frente aos R$ 210.965,09 do ano anterior), decorrente do desembolso previsto de R$ 35.000,00 para a substituição programada dos inversores centrais.

No acumulado do horizonte de 25 anos, a economia bruta gerada atinge R$ 5.188.897,97, reduzindo a fatura total da distribuidora de R$ 34.348.597,75 (Sem GD) para R$ 29.159,699,79 (Com GD). Adicionalmente, o aproveitamento do excedente de energia via conversão entre postos tarifários foi ótimo, registrando zero de créditos expirados.

Demonstra-se, assim, que a correta adequação entre o porte da carga (150 kW) e a capacidade de geração instalada (100 kW) permite absorver a cobrança gradual do Fio B e manter a atratividade do investimento no Grupo A.

4.3 Segundo Cenário

Para validação do Segundo cenário, avaliou-se uma unidade consumidora do Grupo A com um perfil de carga superior ao do cenário base, configurando a demanda contratada de 225 kW e um Consumo Fora de Ponta para 1.300.000 kWh. Os demais parâmetros de investimento e a capacidade de geração foram mantidos constantes para avaliar a eficiência do sistema frente a um maior volume de consumo energético. As premissas adotadas estão sumarizadas na Tabela 11.

Tabela 11: Parâmetros de simulação - Segundo Cenário

Parâmetro	Valor

Investimento inicial (CAPEX)	R$ 1.000.000,00
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10% a.a.
Razão de conversão TE (FP/Ponta)	0,0710 kWhP/kWhFP
Tarifa de energia na ponta	R$ 1,7740/kWh
Tarifa de energia fora de ponta	R$ 0,1659/kWh
Demanda contratada de consumo	225 kW
Tarifa de demanda de consumo	R$ 22,23/kW
Demanda de geração	100 kW
Tarifa de demanda de geração	R$ 12,52/kW
Crescimento tarifário anual	6,00%/1,00%
Degradação anual dos módulos / O&M inicial	0,50% / R$ 4.000,00 a.a.
Troca de Inversor	R$ 35.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Os indicadores de viabilidade econômica apurados pelo motor de faturamento para o horizonte de 25 anos (2026-2050), considerando a incidência progressiva da tarifa TUSD Fio B sobre a energia compensada, são apresentados nas Tabelas 12 e 13.

Tabela 12: Indicadores de Viabilidade - Segundo Cenário

Indicador	Resultado
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 425.344,99
Taxa Interna de Retorno (TIR)	13,967% a.a.
Payback Descontado (PBD)	14,42 anos
Índice Custo-Benefício (ICB)	1,4253

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Tabela 13: Fluxo de Caixa - Segundo Cenário

Ano	% Fio B	Fluxo de Caixa (R$)
2026	60%	R$ 99.083,39
2027	75%	R$ 104.642,42

2028	90%	R$ 110.500,76
2029	100%	R$ 116.674,48
2030	100%	R$ 123.180,54
2031	100%	R$ 130.036,79
2032	100%	R$ 137.262,04
2033	100%	R$ 144.876,12
2034	100%	R$ 152.899,91
2035	100%	R$ 161.355,43
2036	100%	R$ 170.265,84
2037	100%	R$ 179.655,58
2038	100%	R$ 189.550,38
2039	100%	R$ 199.977,37
2040	100%	R$ 210.965,09
2041	100%	R$ 187.543,65
2042	100%	R$ 234.744,76
2043	100%	R$ 247.601,81
2044	100%	R$ 261.150,01
2045	100%	R$ 275.426,44
2046	100%	R$ 290.470,14
2047	100%	R$ 306.322,28
2048	100%	R$ 323.026,21
2049	100%	R$ 340.627,61
2050	100%	R$ 359.174,58

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Ao elevar a demanda de carga para 225 kW, o Segundo Cenário demonstra a robustez do dimensionamento inicial frente a uma curva de consumo significativamente maior. Do ponto de vista econômico, o projeto mantém excelente viabilidade sob o novo marco regulatório, apresentando um VPL de R$ 425.344,99. Este valor supera ligeiramente o do primeiro cenário, evidenciando que o aproveitamento total da geração injetada otimiza o retorno financeiro.

A TIR estabeleceu-se em 13,967% a.a., indicando folga confortável em relação à taxa de desconto (TMA de 10,00%). O ICB de 1,4253 reflete a geração de R$ 1,42 de riqueza econômica para cada R$ 1,00 investido no ativo de geração. O capital investido é recuperado aos 14,42 anos (*Payback* Descontado), assegurando mais de uma década de geração de caixa estreitamente positiva para a unidade consumidora até o fim da vida útil dos equipamentos.

No aspecto do balanço energético, o faturamento agregado ao final de 25 anos sem geração distribuída seria de R$ 40.151.850,60 caindo para R$ 34.959.836,97 com a operação da usina no SCEE. Isso resulta em uma expressiva economia bruta acumulada de R$ 5.192.013,64.

A análise mensal do primeiro ano, revela que toda a energia gerada no posto tarifário Fora de Ponta foi diretamente consumida ou alocada de forma eficiente para abater o consumo da instalação. O dimensionamento assertivo evitou desperdícios, resultando em um indicador de 0,0 kWh de créditos expirados ao final da simulação, comprovando que o prazo regulatório de 60 meses foi perfeitamente conciliado com o consumo recorrente da planta industrial/comercial avaliada. A variação de fluxo de caixa em 2041 consolida a necessidade da substituição dos inversores (R$ 35.000,00 um evento de manutenção previsível que não desestabiliza a atratividade do negócio.

4.4 Terceiro Cenário

Para a avaliação do Terceiro cenário, considerou-se uma situação na qual a demanda contratada de consumo da unidade consumidora salta para 300 kW e o consumo energético Fora de Ponta apresenta um aumento significativo, enquanto o sistema de geração distribuída permanece limitado a uma demanda de geração (MUSTD) de 100 kW. O CAPEX e as demais premissas macroeconômicas seguem o padrão adotado nos cenários anteriores.

A Tabela 14 sumariza os parâmetros inseridos no modelo matemático para esta etapa da simulação.

Tabela 14: Parâmetros de simulação - Terceiro Cenário

Parâmetro	Valor

Investimento inicial (CAPEX)	R$ 1.000.000,00
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10% a.a.
Razão de conversão TE (FP/Ponta)	0,0710 kWhP/kWhFP
Tarifa de energia na ponta	R$ 1,7740/kWh
Tarifa de energia fora de ponta	R$ 0,1659/kWh
Demanda contratada de consumo	300 kW
Tarifa de demanda de consumo	R$ 22,23/kW
Demanda de geração	100 kW
Tarifa de demanda de geração	R$ 12,52/kW
Crescimento tarifário anual	6,00%/1,00%
Degradação anual dos módulos / O&M inicial	0,50% / R$ 4.000,00 a.a.
Troca de Inversor	R$ 35.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Ao simular o Terceiro Cenário para uma unidade consumidora de grande porte industrial, com demanda contratada de carga de 300 kW e ajustar o consumo Fora de Ponta para 1.900.000 kWh, obtêm-se os resultados apresentados nas Tabelas 15 e 16.

Tabela 15: Indicadores de Viabilidade - Terceiro Cenário

Indicador	Resultado
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 425.344,99
Taxa Interna de Retorno (TIR)	13,967% a.a.
Payback Descontado (PBD)	14,42 anos
Índice Custo-Benefício (ICB)	1,4253

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Tabela 16: Fluxo de Caixa - Terceiro Cenário

Ano	% Fio B	Fluxo de Caixa (R$)
2026	60%	R$ 99.083,39
2027	75%	R$ 104.642,42

2028	90%	R$ 110.500,76
2029	100%	R$ 116.674,48
2030	100%	R$ 123.180,54
2031	100%	R$ 130.036,79
2032	100%	R$ 137.262,04
2033	100%	R$ 144.876,12
2034	100%	R$ 152.899,91
2035	100%	R$ 161.355,43
2036	100%	R$ 170.265,84
2037	100%	R$ 179.655,58
2038	100%	R$ 189.550,38
2039	100%	R$ 199.977,37
2040	100%	R$ 210.965,09
2041	100%	R$ 187.543,65
2042	100%	R$ 234.744,76
2043	100%	R$ 247.601,81
2044	100%	R$ 261.150,01
2045	100%	R$ 275.426,44
2046	100%	R$ 290.470,14
2047	100%	R$ 306.322,28
2048	100%	R$ 323.026,21
2049	100%	R$ 340.627,61
2050	100%	R$ 359.174,58

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Com a elevação substancial do volume consumido e o aumento da demanda contratada para 300 kW, a projeção do faturamento base (Sem GD) para o horizonte do projeto atingiu R$ 47.599.062,14, o maior valor apurado entre as simulações.

Sob a perspectiva estritamente financeira do ativo de geração, nota-se que os indicadores de rentabilidade permanecem inalterados em relação ao Segundo Cenário. A TIR (13,967% a.a.), o VPL (R$ 425.344,99) e o Payback (14,42

anos) apresentam os mesmos valores, assim como a economia bruta acumulada de R$ 5.192.013,64. Essa manutenção dos resultados ocorre porque o aumento da demanda e do consumo da unidade consumidora não é acompanhado por um aumento na capacidade de geração fotovoltaica, que permanece limitada a 100 kW. Dessa forma, a energia gerada pelo sistema continua sendo integralmente utilizada para compensar o consumo da unidade, não havendo excedente de geração que altere o resultado econômico do sistema.

Nos cenários em que a curva de carga da unidade consumidora é sempre superior ao que é injetado pelo sistema fotovoltaico, 100% da geração é abatida instantaneamente ou por meio dos créditos de energia, não ocorrendo perdas por expiração de créditos (0,0 kWh expirados). Assim, embora o faturamento sem GD aumente com o maior consumo, a economia proporcionada pela geração fotovoltaica permanece limitada pela quantidade de energia que o sistema é capaz de gerar, mantendo os indicadores de viabilidade econômica praticamente inalterados.

Portanto, conclui-se que o risco neste cenário não incide na inviabilização do sistema de geração distribuída propriamente dito, visto que ele continua entregando o mesmo fluxo de caixa positivo. O desafio recai sobre o fluxo de caixa operacional global da empresa, uma vez que a parcela da fatura não compensada cresce drasticamente (fatura com GD remanescente de R$ 42.407.048,51 em 25 anos), deixando a unidade altamente exposta aos reajustes tarifários anuais do mercado cativo para a maior porção do seu consumo energético.

4.5 Quarto Cenário

Para este quarto cenário de simulação, avaliou-se o comportamento do modelo frente a uma unidade consumidora com menor escala de utilização energética. A demanda contratada de consumo foi ajustada para 125 kW, mantendo-se a infraestrutura de geração (100 kW MUSTD) e o mesmo nível de investimento inicial (CAPEX). O objetivo é observar o impacto financeiro quando a geração se aproxima substancialmente do consumo total da unidade, exigindo o uso da compensação cruzada entre postos tarifários.

As premissas adotadas neste cenário estão apresentadas na Tabela 17.

Tabela 17: Parâmetros de simulação - Quarto Cenário

Parâmetro	Valor
Investimento inicial (CAPEX)	R$ 1.000.000,00
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10% a.a.
Razão de conversão TE (FP/Ponta)	0,0710 kWhP/kWhFP
Tarifa de energia na ponta	R$ 1,7740/kWh
Tarifa de energia fora de ponta	R$ 0,1659/kWh
Demanda contratada de consumo	125 kW
Tarifa de demanda de consumo	R$ 22,23/kW
Demanda de geração	100 kW
Tarifa de demanda de geração	R$ 12,52/kW
Crescimento tarifário anual	6,00%/1,00%
Degradação anual dos módulos / O&M inicial	0,50% / R$ 4.000,00 a.a.
Troca de Inversor	R$ 35.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Os indicadores de viabilidade econômica apurados pelo motor de faturamento para o ciclo de 25 anos, já submetidos à cobrança do Fio B, são consolidados na Tabela 18.

Tabela 18: Indicadores de Viabilidade - Quarto Cenário

Indicador	Resultado
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 290.611,03
Taxa Interna de Retorno (TIR)	12,726% a.a.
Payback Descontado (PBD)	16,99 anos
Índice Custo-Benefício (ICB)	1,2906

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

A progressão da recuperação do capital e a geração de caixa ao longo do horizonte do projeto são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19: Fluxo de Caixa - Quarto Cenário

Ano	% Fio B	Fluxo de Caixa (R$)
2026	60%	R$ 87.024,64
2027	75%	R$ 92.068,13
2028	90%	R$ 97.401,66
2029	100%	R$ 103.090,89
2030	100%	R$ 109.208,15
2031	100%	R$ 115.679,34
2032	100%	R$ 122.525,24
2033	100%	R$ 129.767,89
2034	100%	R$ 137.430,62
2035	100%	R$ 145.538,17
2036	100%	R$ 154.116,76
2037	100%	R$ 163.194,19
2038	100%	R$ 172.799,91
2039	100%	R$ 182.965,15
2040	100%	R$ 193.723,03
2041	100%	R$ 170.108,65
2042	100%	R$ 217.159,22
2043	100%	R$ 229.914,21
2044	100%	R$ 243.415,47
2045	100%	R$ 257.707,38
2046	100%	R$ 272.753,08
2047	100%	R$ 288.653,99
2048	100%	R$ 305.481,21
2049	100%	R$ 323.289,58
2050	100%	R$ 342.126,35

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Os resultados obtidos nas Tabelas 18 e 19 demonstram que, ao reduzir o perfil de consumo e a demanda contratada (125 kW), o sistema de GD passa a suprir integralmente o posto Fora de Ponta, gerando um excedente mensal

constante. Pela regra do SCEE, esse excedente é abatido no consumo da Ponta, aplicando-se o fator de conversão entre as Tarifas de Energia. Como a tarifa da Ponta é significativamente mais cara, é necessário um grande volume de energia Fora de Ponta para abater 1 kWh na Ponta.

Apesar da degradação natural do fator de troca, o dimensionamento mostrou-se extremamente preciso para este perfil: não houve prescrição de créditos (0 kWh) ao longo dos 25 anos de simulação. Isso indica que a usina não está superdimensionada a ponto de gerar perdas regulatórias; toda a energia injetada foi ultimamente aproveitada.

Contudo, sob a ótica da engenharia econômica, os indicadores sofrem um recuo comparado aos cenários de alta demanda. O VPL caiu para R$ 290.611,03, e a TIR situou-se em 12,726% a.a., aumentando o tempo de retorno do capital (Payback Descontado) para 16,99 anos. Esse fenômeno ocorre porque o ativo de geração possui um CAPEX fixo (R$ 1 milhão), mas a receita gerada é menor (em torno de R$ 7 mil mensais no ano 1, contra mais de R$ 8 mil nos cenários anteriores). O projeto permanece economicamente viável (TIR > TMA e VPL > 0), porém demonstra que a viabilidade em sistemas do Grupo A é altamente sensível à capacidade da unidade em consumir a energia localmente sem depender extensivamente de compensação cruzada entre postos tarifários discrepantes. A economia bruta acumulada no ciclo fechou em R$ 4.792.142,91.

4.6 Quinto Cenário

Neste quinto e último cenário de simulação, buscou-se avaliar a sensibilidade do projeto frente a uma distorção severa entre a curva de geração e a curva de consumo da unidade. A demanda contratada foi reduzida para 75 kW, mantendo-se a infraestrutura de geração (100 kW MUSTD) e o CAPEX inicial de R$ 1.000.000,00. Contudo, o perfil energético adotado apresenta um consumo massivo no posto tarifário Ponta (horário de pico), enquanto a usina fotovoltaica gera energia exclusivamente no posto Fora de Ponta (período diurno).

As premissas de entrada que configuram este cenário estão consolidadas na Tabela 20.

Tabela 20: Parâmetros de simulação - Quinto Cenário

Parâmetro	Valor
Investimento inicial (CAPEX)	R$ 1.000.000,00
Taxa mínima de atratividade (TMA)	10% a.a.
Razão de conversão TE (FP/Ponta)	0,0710 kWhP/kWhFP
Tarifa de energia na ponta	R$ 1,7740/kWh
Tarifa de energia fora de ponta	R$ 0,1659/kWh
Demanda contratada de consumo	75 kW
Tarifa de demanda de consumo	R$ 22,23/kW
Demanda de geração	100 kW
Tarifa de demanda de geração	R$ 12,52/kW
Crescimento tarifário anual	6,00%/1,00%
Degradação anual dos módulos / O&M inicial	0,50% / R$ 4.000,00 a.a.
Troca de Inversor	R$ 35.000,00

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Como resultado deste descasamento de perfis, os indicadores de viabilidade econômica apurados pelo motor de faturamento para o ciclo de 25 anos demonstraram uma redução na viabilidade financeira e da atratividade do projeto, conforme atesta a Tabela 21.

Tabela 21: Indicadores de Viabilidade - Quinto Cenário

Indicador	Resultado
Valor Presente Líquido (VPL)	R$ 139.315,80
Taxa Interna de Retorno (TIR)	11,357% a.a.
Payback Descontado (PBD)	20,28 anos
Índice Custo-Benefício (ICB)	1,1393

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Na Tabela 22 é ilustrado o fluxo de caixa líquido projetado. Nota-se que, embora o sistema gere um fluxo de caixa nominal positivo anualmente, os valores são fortemente achatados pelos custos regulatórios e pela assimetria na

compensação, prolongando excessivamente o tempo necessário para remunerar o capital investido considerando a taxa de desconto (TMA) estipulada.

Tabela 22: Fluxo de Caixa Líquido Anual - Quinto Cenário

Ano	% Fio B	Fluxo de Caixa (R$)
2026	60%	R$ 78.205,03
2027	75%	R$ 82.522,32
2028	90%	R$ 87.071,06
2029	100%	R$ 91.951,84
2030	100%	R$ 97.282,68
2031	100%	R$ 102.911,93
2032	100%	R$ 108.856,46
2033	100%	R$ 115.134,09
2034	100%	R$ 121.763,67
2035	100%	R$ 128.765,13
2036	100%	R$ 136.159,55
2037	100%	R$ 143.969,19
2038	100%	R$ 152.217,63
2039	100%	R$ 160.929,77
2040	100%	R$ 170.131,95
2041	100%	R$ 144.852,04
2042	100%	R$ 190.119,49
2043	100%	R$ 200.965,48
2044	100%	R$ 212.422,96
2045	100%	R$ 224.526,79
2046	100%	R$ 237.313,86
2047	100%	R$ 250.823,17
2048	100%	R$ 265.095,99
2049	100%	R$ 280.175,99
2050	100%	R$ 296.109,35

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

Este cenário ilustra de forma didática o risco de se dimensionar um sistema fotovoltaico para consumidores do Grupo A focando apenas no volume bruto de energia, sem analisar rigorosamente a curva de carga (Ponta x Fora de Ponta) e a correta contratação das demandas (MUSTD).

Devido ao descompasso tarifário e à subutilização da capacidade contratada de injeção, a economia gerada sofre um grande peso regulatório. Ao final do horizonte de 25 anos, a economia bruta acumulada totaliza R$ 4.215.277,41. Contudo, quando aplicado o valor do dinheiro no tempo (TMA de 10% a.a.), o projeto revela sua ineficiência: o VPL positivo de R$ 139.315,80 e a TIR de 11,357% a.a. indicam que o projeto consegue se pagar, mas o Índice Custo-Benefício cai para apenas 1,1393.

O fator mais crítico, no entanto, é o PBD de 20,28 anos. Isso significa que o investidor demoraria mais de duas décadas apenas para recuperar o capital alocado a valor presente, esgotando quase toda a vida útil dos equipamentos, prolongando o período necessário para a recuperação do investimento a valor presente. Fica provado que, em instalações onde há superdimensionamento da demanda de geração frente ao consumo, ou onde a carga é dominantemente noturna (obrigando a desfavorável conversão de créditos da Ponta), estratégias complementares - como a readequação tarifária, o uso de baterias de armazenamento (BESS) para "*peak shaving"* ou a migração para o Mercado Livre de Energia - devem ser obrigatoriamente consideradas para contornar a penalidade imposta pelo SCEE e garantir um tempo de retorno seguro para o capital investido.

4.7 Análise Comparativa dos Cenários

Para consolidar os resultados apurados e evidenciar o impacto do perfil de consumo na viabilidade econômica do sistema fotovoltaico sob as regras do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei n° 14.300/2022), esta seção apresenta um comparativo direto entre todos os cenários simulados.

A Tabela 23 sintetiza os principais indicadores de engenharia econômica apurados - Valor presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback Descontado (PBD) e Índice Custo-Benefício (ICB) - mantendo-se constante o investimento inicial (CAPEX) de R$ 1.000.000,00 e a demanda de geração (MUSTD) de 100 kW.

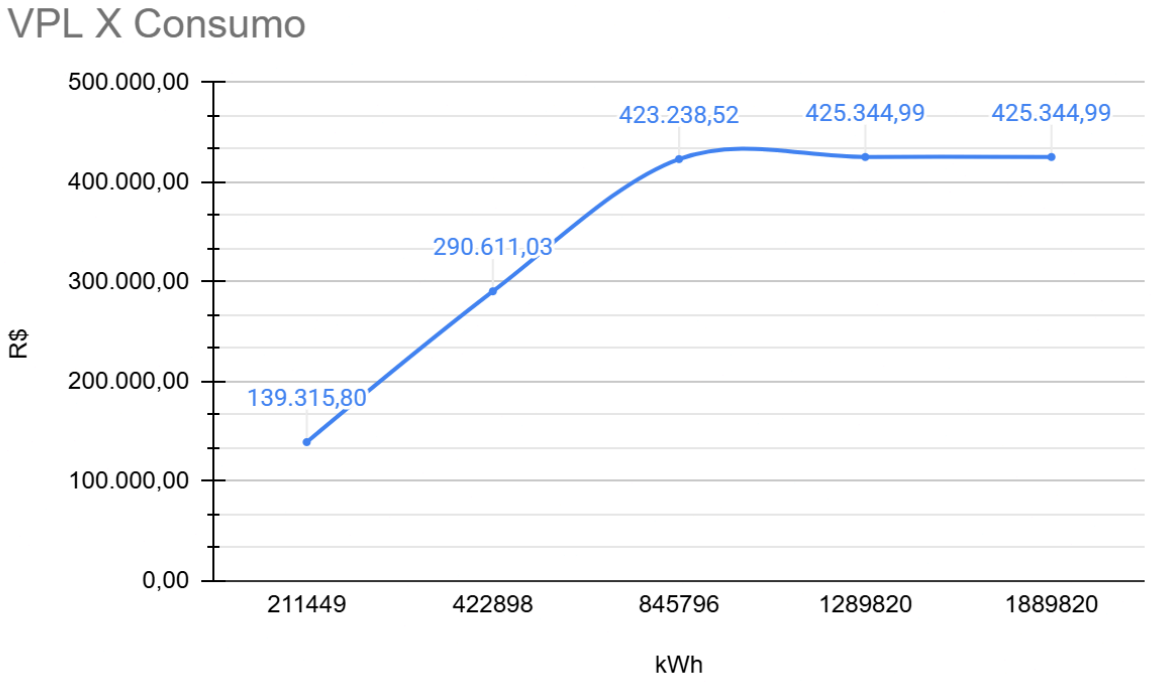
Tabela 23: Comparativo dos Indicadores Econômicos entre os Cenários

Indicador Econômico	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
Demanda de Carga (kW)	150	225	300	125	75
VPL (R$)	423.238,52	425.344,99	425.344,99	290.611,03	139.315,80
TIR (% a.a.)	13,94%	13,97%	13,97%	12,73%	11,357%
Payback Descontado (anos)	14,46	14,42	14,42	16,99	20,28
ICB	1,4232	1,4253	1,4253	1,2906	1,1393

Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

A análise comparativa dos cinco cenários revela um comportamento não linear entre o aumento da demanda energética e a geração de valor do projeto. A relação entre o consumo anual e o Valor Presente Líquido (VPL) estabelece uma curva com um nítido ponto de saturação, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3: Evolução do VPL em Função do Consumo Anual



Fonte: Elaborado pelo autor, 2026.

A observação dessa curva de tendência permite extrair duas constatações fundamentais para a engenharia econômica de projetos de energia solar no Grupo A. Primeiramente, o aumento contínuo do consumo não garante crescimento infinito da rentabilidade do sistema fotovoltaico. A transição do Cenário 1 para os Cenários 2 e 3 demonstra que o VPL atinge um teto assintótico de aproximadamente R$ 425,3 mil. Esse platô financeiro ocorre porque a infraestrutura de geração possui uma capacidade física finita (limitada a 100 kW de MUSTD neste estudo). Quando 100% da energia injetada é consumida de forma eficiente, o ativo atinge seu limite de geração da caixa. Qualquer expansão de consumo a partir desse ponto (como visto no Cenário 3) obriga a unidade a adquirir energia diretamente do mercado cativo, inflando a futura da concessionária sem que o sistema de geração distribuída possa mitigar esse custo adicional.

É importante destacar que os resultados dos Cenários 2 e 3 também foram analisados sob a ótica da composição da fatura considerada no modelo. Embora os cenários apresentem diferentes valores de demanda de consumo, essa variável não provoca alteração direta nos indicadores VPL e TIR quando todos os demais parâmetros permanecem constantes. Isso ocorre porque a economia mensal é calculada pela diferença entre a fatura sem GD e a fatura com GD.

Em segundo lugar, evidencia-se o impacto severo da subutilização e do descompasso tarifário na viabilidade do projeto. No Cenário 5, onde a demanda de carga (75 kW) é inferior à demanda de geração contratada (100 kW) e o consumo é o menor da amostra, o projeto mantém sua viabilidade matemática (VPL > 0 e TIR > TMA), porém sofre uma drástica redução de atratividade. O VPL despenca para R$ 139.315,80 e o Payback Descontado se prolonga para 20,28 anos - um prazo próximo ao limite da vida útil dos equipamentos (25 anos). Esse resultado evidencia que os custos associados à demanda de geração e a assimetria entre os postos tarifários podem reduzir a viabilidade econômica quando o sistema não está adequadamente ajustado ao perfil de consumo da unidade.

5 CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivo central avaliar a viabilidade econômico-financeira de sistemas de minigeração distribuída fotovoltaica para consumidores do Grupo A, sob as diretrizes do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei n° 14.300/2022). Através da modelagem matemática e da simulação de cinco cenários operacionais distintos, demonstrou-se que a atratividade deste tipo de investimento transcende a simples análise do volume bruto de energia consumida, estando intrinsecamente atrelada ao perfil de carga da unidade e à rigorosa sinergia entre os postos tarifários.

Os resultados comprovaram que a geração distribuída permanece como uma alternativa altamente rentável (apresentando VPL positivo e TIR superior à Taxa Mínima de Atratividade). Identificou-se, contudo, a existência de um teto de rentabilidade: uma vez que a usina atinge o limite máximo da sua capacidade de compensação e toda a energia injetada é aproveitada, o retorno financeiro se estabiliza, independentemente de quanto o consumo da instalação continue a crescer, conforme observado nos Cenários 2 e 3.

Por outro lado, o estudo evidenciou o risco crítico associado ao dimensionamento inadequado. Conforme demonstrado no Cenário 5, unidades cuja demanda de carga é inferior à infraestrutura de geração contratada e que dependem de compensação assimétrica entre postos tarifários sofrem forte penalização financeira. Embora o projeto não se torne economicamente inviável, a rentabilidade é drasticamente reduzida e o prazo de recuperação do capital (Payback Descontado) se estende para mais de 20 anos, reduzindo drasticamente a margem de segurança do investidor.

Conclui-se, portanto, que embora a Lei n° 14.300/2022 tenha trazido previsibilidade e segurança jurídica ao setor elétrico, ela eliminou a margem de tolerância para dimensionamentos empíricos. Para consumidores de média e alta tensão (Grupo A), a adoção da tecnologia fotovoltaica exige um diagnóstico minucioso da curva horária de carga. Em instalações com perfil de consumo predominantemente noturno, a geração fotovoltaica isolada revela-se ineficaz, tornando imperativa a adoção de estratégias complementares - como a integração de Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) para a realização

de “*peak shaving*” (corte de pico) ou a avaliação de migração estratégica para o Mercado Livre de Energia.

5.1 Trabalhos futuros

A partir dos resultados obtidos nesta pesquisa, podem ser desenvolvidos estudos futuros com o objetivo de ampliar a análise da viabilidade econômica da geração distribuída para consumidores do Grupo A. Como primeira possibilidade, destaca-se a modelagem da integração de sistemas de armazenamento de energia por BESS, avaliando sua capacidade de deslocar o consumo para os períodos de maior tarifa e reduzir os efeitos da diferença entre os postos tarifários de Ponta e Fora de Ponta.

Outra possibilidade consiste na realização de uma análise comparativa entre a permanência do consumidor no SCEE e a migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), considerando diferentes perfis de consumo, tarifas, custos de contratação e estratégias de gerenciamento da demanda.

Também poderá ser aprimorado o modelo computacional desenvolvido neste trabalho, incorporando dados reais de curvas de carga em intervalos horários, em substituição à análise predominantemente mensal. Essa abordagem permitiria representar com maior precisão a simultaneidade entre geração e consumo e avaliar de forma mais detalhada os efeitos da compensação entre os postos tarifários.

Como extensão da pesquisa, recomenda-se ainda a análise de diferentes distribuidoras, subgrupos tarifários e modalidades de fornecimento, permitindo verificar se os resultados encontrados neste estudo se mantêm em diferentes condições tarifárias e regulatórias. poderão também ser avaliados diferentes custos de implantação, taxas de degradação, custos de operação e manutenção, taxa de desconto e cenários de reajuste tarifário, possibilitando uma análise de sensibilidade dos indicadores econômicos.

Por fim, estudos futuros poderão incorporar diferentes estratégias de dimensionamento da geração fotovoltaica e da demanda contratada, buscando identificar como a relação entre o consumo da unidade, a capacidade de geração e o perfil de carga influencia os indicadores de viabilidade econômica. Dessa forma, o modelo desenvolvido poderá ser utilizado como ferramenta de apoio à tomada de decisão para projetos de GD destinados a consumidores do Grupo A.

REFERÊNCIAS

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Visão geral do setor. Brasília, DF, 2022. Disponível em: https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/. Acesso em: 20 jun. 2025.

ABRACEEL – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. Conta de luz sobe mais que o dobro da inflação no mercado cativo. 2022. Disponível em: https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/. Acesso em: 2 jun. 2025.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. ABSOLAR vê avanços com a aprovação do marco legal da micro e minigeração distribuída, mas sugere ajustes. São Paulo, 8 fev. 2023. Disponível em: https://www.absolar.org.br/noticia/absolar-ve-avancos-com-a-aprovacao-do-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida-mas-sugere-ajustes/. Acesso em: 21 jun. 2025.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Energia solar fotovoltaica no Brasil: infográfico ABSOLAR. 2022. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 2 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (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.], [s. d.]. Disponível em: https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!. Acesso em: 20 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Micro e minigeração distribuída. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Atualizado em: 9 jun. 2026. Disponível em:

https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida. Acesso em: 26 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos regulatórios. Brasília, DF, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret. Acesso em: 20 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005. Brasília, DF, 2005. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2005206.pdf. Acesso em: 20 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Brasília, DF, 2010. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.html. Acesso em: 20 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Brasília, DF, 2012. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf. Acesso em: 2 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Brasília, DF, 2015. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf. Acesso em: 20 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html. Acesso em: 20 jun. 2025.

BRASIL. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei nº 5.829, de 2019. 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). Brasília, DF: Câmara dos Deputados, 2019. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151. Acesso em: 26 set. 2026.

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 nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e nº 10.848, de 15 de março de 2004; e dá outras providências. *Diário Oficial da União: seção 1*, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 2 jun. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Custo da energia que chega aos consumidores. Brasília, DF, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores. Acesso em: 20 jun. 2025.

CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Caderno temático: micro e minigeração distribuída. 2. ed. Belo Horizonte: CEMIG, 2025. Disponível em: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2025/08/Caderno-tematico-Micro-e-Minigeracao-Distribuida-2-edicao.pdf. Acesso em: 30 jun. 2026.

CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Cartilha de faturamento para geração distribuída. Belo Horizonte: CEMIG, 2025. Disponível em: https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2025/08/cartilha-faturamento-gd.pdf. Acesso em: 13 jul. 2026.

DESCARBONIZE SOLUÇÕES. Preço da energia solar: quanto custa e o que influencia. 25 fev. 2025. Disponível em: https://descarbonizesolucoes.com.br/blog/preco-da-energia-solar. Acesso em: 1 ago. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Matriz energética e elétrica. Brasília, DF, [s. d.]. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica. Acesso em: 20 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2026. Acesso em: 26 set. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Roadmap tecnológico de recursos energéticos distribuídos. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-tecnologico-de-recursos-energeticos-distribuidos. Acesso em: 26 set. 2026.

GREENER. Análise do marco legal da geração distribuída: Lei 14.300/2022. São Paulo, 2022. Disponível em: https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/. Acesso em: 20 jun. 2025.

HIRSCHFELD, H. Engenharia econômica e análise de custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2011.

IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World Energy Outlook 2024. Paris: IEA, 2024. Disponível em: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024. Acesso em: 26 set. 2026.

MARTINS, Ariel. Qual é a vida útil do inversor fotovoltaico? *Canal Solar*, 27 maio 2021. Atualizado em: 15 jan. 2026. Disponível em: https://canalsolar.com.br/qual-e-a-vida-util-do-inversor-fotovoltaico/. Acesso em: 1 ago. 2026.

PENEDO, R. C. A taxa interna de retorno na análise de investimentos. 1. ed. Brasília, DF: Lettera Editora, 2005.

REIS, L. B. R. Geração de energia elétrica. 3. ed. Barueri: Manole, 2017.

SAMANEZ, C. P. Engenharia econômica. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

SENAI – SERVIÇO NACIONAL DE APRENDIZAGEM INDUSTRIAL. Instalação de sistema de microgeração solar fotovoltaica. São Paulo: Editora SENAI-SP, 2019. ISBN 978-85-8393-586-5.

SORIA, A. F. S.; FILIPINI, F. A. Eficiência energética. 22. ed. Curitiba: Base Editorial, 2010.

SOUZA, A.; CLEMENTE, A. Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008.

ANEXO

```
from __future__ import annotations
import tkinter as tk
from tkinter import ttk, messagebox, filedialog
from dataclasses import dataclass, field
from typing import List, Optional, Dict

#
================================================================
=====
# Utilitários
#
================================================================
=====
def parse_12_vals(texto: str) -> List[float]:
    """Lê 12 valores numéricos do texto (um para cada mês)."""
    if not texto.strip():
        return []
    raw = texto.replace(";", "\n").replace(",", "\n").splitlines()
    vals = []
    for item in raw:
        s = item.strip()
        if not s:
            continue
        s = s.replace(" ", "")
        if s.count(",") == 1 and s.count(".") == 0:
            s = s.replace(",", ".")
        vals.append(float(s))
    if len(vals) != 12:
        raise ValueError(f"Você deve informar exatamente 12 valores. Recebi
{len(vals)}.")
    return vals
```

```
#
================================================================
=====
# Núcleo Financeiro (VPL / TIR / Payback Descontado / ICB)
#
================================================================
=====
def calc_vpl(investimento_inicial: float, fluxos: List[float], taxa_desconto: float) ->
float:
    vp = 0.0
    for t, ft in enumerate(fluxos, start=1):
        vp += ft / ((1.0 + taxa_desconto) ** t)
    return vp - investimento_inicial


def calc_tir(investimento_inicial: float, fluxos: List[float],
             guess: float = 0.12, tol: float = 1e-8, max_iter: int = 200) -> Optional[float]:
    def f(i: float) -> float:
        return calc_vpl(investimento_inicial, fluxos, i)

    def df(i: float) -> float:
        s = 0.0
        for t, ft in enumerate(fluxos, start=1):
            s += -t * ft / ((1.0 + i) ** (t + 1))
        return s

    i = guess
    for _ in range(max_iter):
        fi = f(i)
        dfi = df(i)
        if abs(dfi) < 1e-14:
            return None
        i_new = i - (fi / dfi)
```

```
        if i_new <= -0.999999999:
            return None
        if abs(i_new - i) < tol:
            return i_new
        i = i_new
    return None


def calc_pbd(investimento_inicial: float, fluxos: List[float], taxa_desconto: float) ->
Optional[float]:
    acum = 0.0
    for t, ft in enumerate(fluxos, start=1):
        vp = ft / ((1.0 + taxa_desconto) ** t)
        prev = acum
        acum += vp
        if acum >= investimento_inicial:
            faltava = investimento_inicial - prev
            if vp <= 0:
                return float(t)
            frac = faltava / vp
            return (t - 1) + frac
    return None


def calc_icb(investimento_inicial: float, fluxos: List[float], taxa_desconto: float) ->
float:
    v = calc_vpl(investimento_inicial, fluxos, taxa_desconto)
    vp_beneficios = v + investimento_inicial
    return vp_beneficios / investimento_inicial


#
==========================================================
=====
```

```
# ETAPA 1: MOTOR DE FATURAMENTO DO GRUPO A (fatura SEM GD e COM
GD)
#
================================================================
=====
#
# Conforme a Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída) e a
# REN ANEEL nº 1.000/2021 (alterada pela REN ANEEL nº 1.059/2023):
#
#   Fatura SEM GD  -> linha de base: como se a UC não tivesse geração
#                     própria. Serve apenas de referência para medir a
#                     economia trazida pelo sistema fotovoltaico.
#
#   Fatura COM GD  -> fatura real da UC, pelo Sistema de Compensação de
#                     Energia Elétrica (SCEE): a energia compensada
#                     (do próprio mês ou do banco de créditos) deixa de
#                     pagar TE e TUSD "Outros", mas ainda paga uma
#                     parcela residual da TUSD Fio B, proporcional ao
#                     cronograma de transição da lei (Etapa 2 cuida do
#                     banco de créditos que alimenta esse cálculo).
#
# A TUSD é decomposta em duas parcelas porque só o Fio B é objeto do
# cronograma de transição:
#   tusd_fio_b  -> parcela "Fio B" (uso da rede de distribuição), sujeita
#                  ao percentual do cronograma quando a energia é
#                  compensada.
#   tusd_outros -> demais parcelas da TUSD (Fio A, perdas, encargos
#                  setoriais), sempre integralmente compensadas junto
#                  com a TE.
# Caso só se disponha do valor agregado da TUSD, uma aproximação usual é
# atribuir a ela integralmente a parcela Fio B (documentar essa
# premissa no TCC).

CRONOGRAMA_FIO_B: Dict[int, float] = {
```

```
    2023: 0.15,
    2024: 0.30,
    2025: 0.45,
    2026: 0.60,
    2027: 0.75,
    2028: 0.90,
}


def percentual_fio_b(ano: int, regra_antiga: bool = False) -> float:
    """
    Percentual da TUSD Fio B cobrado sobre a energia compensada no ano
    informado, conforme o cronograma de transição da Lei 14.300/2022.

    regra_antiga=True -> unidade com sistema já existente na publicação
    da lei (06/01/2022) ou pedido de acesso protocolado até 06/01/2023:
    mantém compensação integral (0% de Fio B) até 31/12/2045.
    """
    if regra_antiga:
        return 0.0
    if ano < 2023:
        return CRONOGRAMA_FIO_B[2023]
    if ano >= 2029:
        return 1.0
    return CRONOGRAMA_FIO_B[ano]


@dataclass
class TarifasPosto:
    """Componentes tarifários de um posto tarifário (Ponta ou Fora Ponta)."""
    te: float
    tusd_fio_b: float
    tusd_outros: float
```

```
    @property
    def tusd_total(self) -> float:
        return self.tusd_fio_b + self.tusd_outros

    @property
    def tarifa_cheia(self) -> float:
        return self.te + self.tusd_total

    def escalar(self, fator: float) -> "TarifasPosto":
        return TarifasPosto(
            te=self.te * fator,
            tusd_fio_b=self.tusd_fio_b * fator,
            tusd_outros=self.tusd_outros * fator,
        )


def fatura_sem_gd(
    consumo_ponta: float,
    consumo_fora_ponta: float,
    tarifas_ponta: TarifasPosto,
    tarifas_fora_ponta: TarifasPosto,
    demanda_consumo_kw: float,
    tarifa_demanda_consumo: float,
) -> float:
    """Fatura de referência: consumo integral medido, sem geração própria."""
    energia = (
        consumo_ponta * tarifas_ponta.tarifa_cheia
        + consumo_fora_ponta * tarifas_fora_ponta.tarifa_cheia
    )
    demanda = demanda_consumo_kw * tarifa_demanda_consumo
    return energia + demanda


def fatura_com_gd(
```

```
    consumo_faturado_ponta: float,
    consumo_faturado_fora_ponta: float,
    compensado_ponta: float,
    compensado_fora_ponta: float,
    tarifas_ponta: TarifasPosto,
    tarifas_fora_ponta: TarifasPosto,
    pct_fio_b: float,
    demanda_consumo_kw: float,
    tarifa_demanda_consumo: float,
    demanda_geracao_kw: float,
    tarifa_demanda_geracao: float,
    injetado_ponta: float,
    injetado_fora_ponta: float,
    tusd_g_injecao: float,
) -> float:
    """
    Fatura real da UC com GD (SCEE):
      consumo não compensado x tarifa cheia
      + energia compensada x TUSD_FioB x percentual do cronograma
      + demanda de consumo + demanda de geração/MUSTD
      + (opcional) TUSDg sobre a energia injetada
    """
    energia_liquida = (
        consumo_faturado_ponta * tarifas_ponta.tarifa_cheia
        + consumo_faturado_fora_ponta * tarifas_fora_ponta.tarifa_cheia
    )
    residual_fio_b = (
        compensado_ponta * tarifas_ponta.tusd_fio_b * pct_fio_b
        + compensado_fora_ponta * tarifas_fora_ponta.tusd_fio_b * pct_fio_b
    )
    demanda = (
        demanda_consumo_kw * tarifa_demanda_consumo
        + demanda_geracao_kw * tarifa_demanda_geracao
    )
```

```
    custo_injecao = (injetado_ponta + injetado_fora_ponta) * tusd_g_injecao
    return energia_liquida + residual_fio_b + demanda + custo_injecao


#
================================================================
=====
# ETAPA 2: BANCO DE CRÉDITOS (60 MESES) E COMPENSAÇÃO ENTRE
POSTOS
#
================================================================
=====
#
# O excedente de energia injetado vira crédito em kWh, guardado por até
# 60 meses (art. 15, §5º, Lei 14.300/2022). O consumo dos créditos segue
# ordem FIFO (mais antigos primeiro), minimizando perdas por expiração.
# É mantido um sub-banco por posto tarifário (Ponta / Fora Ponta); a
# compensação entre postos usa a razão entre as Tarifas de Energia (TE),
# conforme a Lei 14.300/2022, e só é aplicada depois de esgotada a
# compensação dentro do próprio posto.

Posto = str
PONTA: Posto = "ponta"
FORA_PONTA: Posto = "fora_ponta"


@dataclass
class LoteCredito:
    """Um lote de créditos de energia (kWh), gerado em um mês específico."""
    mes_geracao: int
    kwh: float


@dataclass
```

```
class BancoCreditos:
    """Banco de créditos de energia do SCEE, com validade e consumo FIFO."""
    validade_meses: int = 60
    lotes: Dict[Posto, List[LoteCredito]] = field(
        default_factory=lambda: {PONTA: [], FORA_PONTA: []}
    )
    total_expirado_kwh: Dict[Posto, float] = field(
        default_factory=lambda: {PONTA: 0.0, FORA_PONTA: 0.0}
    )

    def expirar(self, mes_atual: int, posto: Posto) -> float:
        """Remove lotes com mais de `validade_meses` e retorna o kWh expirado."""
        limite = mes_atual - self.validade_meses
        mantidos, expirados_kwh = [], 0.0
        for lote in self.lotes[posto]:
            if lote.mes_geracao > limite:
                mantidos.append(lote)
            else:
                expirados_kwh += lote.kwh
        self.lotes[posto] = mantidos
        self.total_expirado_kwh[posto] += expirados_kwh
        return expirados_kwh

    def adicionar(self, posto: Posto, mes_atual: int, kwh: float) -> None:
        if kwh > 1e-9:
            self.lotes[posto].append(LoteCredito(mes_geracao=mes_atual, kwh=kwh))

    def saldo(self, posto: Posto) -> float:
        return sum(lote.kwh for lote in self.lotes[posto])

    def consumir(self, posto: Posto, kwh_necessario: float) -> float:
        """Consome créditos em ordem FIFO. Retorna o kWh efetivamente
compensado."""
        restante = kwh_necessario
```

```
        compensado = 0.0
        novos_lotes: List[LoteCredito] = []
        for lote in sorted(self.lotes[posto], key=lambda l: l.mes_geracao):
            if restante <= 1e-9:
                novos_lotes.append(lote)
                continue
            usa = min(lote.kwh, restante)
            lote.kwh -= usa
            restante -= usa
            compensado += usa
            if lote.kwh > 1e-9:
                novos_lotes.append(lote)
        self.lotes[posto] = novos_lotes
        return compensado


@dataclass
class ResultadoMensal:
    ano: int
    mes: int
    mes_abs: int
    consumo_ponta: float
    consumo_fora_ponta: float
    geracao_ponta: float
    geracao_fora_ponta: float
    autoconsumo_ponta: float
    autoconsumo_fora_ponta: float
    compensado_ponta: float
    compensado_fora_ponta: float
    injetado_liquido_ponta: float
    injetado_liquido_fora_ponta: float
    creditos_expirados_ponta: float
    creditos_expirados_fora_ponta: float
    saldo_banco_ponta: float
```

```
    saldo_banco_fora_ponta: float
    fatura_sem_gd: float
    fatura_com_gd: float
    economia_bruta: float
    custo_om: float
    custo_extraordinario: float
    fluxo_caixa_liquido: float
    percentual_fio_b_aplicado: float


@dataclass
class ResultadoSimulacao:
    mensal: List[ResultadoMensal]
    fluxos_anuais: List[float]

    def total_fatura_sem_gd(self) -> float:
        return sum(m.fatura_sem_gd for m in self.mensal)

    def total_fatura_com_gd(self) -> float:
        return sum(m.fatura_com_gd for m in self.mensal)

    def total_economia(self) -> float:
        return sum(m.economia_bruta for m in self.mensal)

    def total_creditos_expirados_kwh(self) -> float:
        return sum(
            m.creditos_expirados_ponta + m.creditos_expirados_fora_ponta
            for m in self.mensal
        )


@dataclass
class ParametrosSimulacao:
    anos: int
```

```
    ano_inicial: int
    cons_ponta_12: List[float]
    cons_fora_ponta_12: List[float]
    ger_ponta_12: List[float]
    ger_fora_ponta_12: List[float]
    te_ponta: float
    te_fora_ponta: float
    tusd_fio_b_ponta: float
    tusd_fio_b_fora_ponta: float
    tusd_outros_ponta: float
    tusd_outros_fora_ponta: float
    demanda_consumo_kw: float
    tarifa_demanda_consumo: float
    demanda_geracao_kw: float
    tarifa_demanda_geracao: float
    tusd_g_injecao: float = 0.0
    regra_antiga: bool = False
    validade_creditos_meses: int = 60
    crescimento_tarifa_aa: float = 0.0
    crescimento_consumo_aa: float = 0.0
    degradacao_aa: float = 0.0
    om_anual_rs: float = 0.0
    ano_troca_inversor: int = 0
    custo_troca_inversor_rs: float = 0.0


def simular_grupo_a(p: ParametrosSimulacao) -> ResultadoSimulacao:
    """
    Simulação MENSAL completa (Etapas 1 + 2), rodando mês a mês por todo
    o horizonte do projeto (até 300 meses para 25 anos). A resolução
    mensal é indispensável para representar corretamente a validade de
    60 meses do banco de créditos — uma simulação puramente anual não
    conseguiria capturar a expiração de créditos.
    """
```

```
    banco = BancoCreditos(validade_meses=p.validade_creditos_meses)

    cP = list(p.cons_ponta_12)
    cFP = list(p.cons_fora_ponta_12)
    gP = list(p.ger_ponta_12)
    gFP = list(p.ger_fora_ponta_12)

    tar_p = TarifasPosto(p.te_ponta, p.tusd_fio_b_ponta, p.tusd_outros_ponta)
    tar_fp = TarifasPosto(p.te_fora_ponta, p.tusd_fio_b_fora_ponta,
p.tusd_outros_fora_ponta)
    tar_dem_c = p.tarifa_demanda_consumo
    tar_dem_g = p.tarifa_demanda_geracao
    tusd_g = p.tusd_g_injecao

    resultados: List[ResultadoMensal] = []
    fluxos_anuais: List[float] = []

    for ano_idx in range(p.anos):
        ano = p.ano_inicial + ano_idx
        pct_fio_b = percentual_fio_b(ano, regra_antiga=p.regra_antiga)

        if ano_idx > 0:
            tar_p = tar_p.escalar(1.0 + p.crescimento_tarifa_aa)
            tar_fp = tar_fp.escalar(1.0 + p.crescimento_tarifa_aa)
            tar_dem_c *= (1.0 + p.crescimento_tarifa_aa)
            tar_dem_g *= (1.0 + p.crescimento_tarifa_aa)
            tusd_g *= (1.0 + p.crescimento_tarifa_aa)
            cP = [c * (1.0 + p.crescimento_consumo_aa) for c in cP]
            cFP = [c * (1.0 + p.crescimento_consumo_aa) for c in cFP]
            gP = [g * (1.0 - p.degradacao_aa) for g in gP]
            gFP = [g * (1.0 - p.degradacao_aa) for g in gFP]

        fluxo_liquido_ano = 0.0
```

```
for m in range(12):
    mes_abs = ano_idx * 12 + m

    exp_p = banco.expirar(mes_abs, PONTA)
    exp_fp = banco.expirar(mes_abs, FORA_PONTA)

    # 1. Autoconsumo instantâneo (não passa pelo medidor)
    auto_p = min(cP[m], gP[m])
    auto_fp = min(cFP[m], gFP[m])
    exced_p = gP[m] - auto_p
    exced_fp = gFP[m] - auto_fp
    cons_rem_p = cP[m] - auto_p
    cons_rem_fp = cFP[m] - auto_fp

    comp_banco_p = comp_banco_fp = 0.0
    comp_mes_p = comp_mes_fp = 0.0
    comp_cruz_p = comp_cruz_fp = 0.0

    # 2. Compensação com banco de créditos, mesmo posto (FIFO)
    if cons_rem_p > 1e-9:
        comp_banco_p = banco.consumir(PONTA, cons_rem_p)
        cons_rem_p -= comp_banco_p
    if cons_rem_fp > 1e-9:
        comp_banco_fp = banco.consumir(FORA_PONTA, cons_rem_fp)
        cons_rem_fp -= comp_banco_fp

    # 3. Compensação com excedente do próprio mês, mesmo posto
    comp_mes_p = min(exced_p, cons_rem_p)
    cons_rem_p -= comp_mes_p
    exced_p -= comp_mes_p

    comp_mes_fp = min(exced_fp, cons_rem_fp)
    cons_rem_fp -= comp_mes_fp
    exced_fp -= comp_mes_fp
```

```
# 4. Compensação cruzada entre postos, via razão de TE
fator_fp_para_p = (tar_fp.te / tar_p.te) if tar_p.te > 0 else 0.0
if cons_rem_p > 1e-9 and fator_fp_para_p > 0:
    necessario_fp = cons_rem_p / fator_fp_para_p
    usa_exced = min(exced_fp, necessario_fp)
    abate = usa_exced * fator_fp_para_p
    exced_fp -= usa_exced
    cons_rem_p -= abate
    comp_cruz_p += abate
    if cons_rem_p > 1e-9:
        necessario_fp2 = cons_rem_p / fator_fp_para_p
        usa_banco = banco.consumir(FORA_PONTA, necessario_fp2)
        abate2 = usa_banco * fator_fp_para_p
        cons_rem_p -= abate2
        comp_cruz_p += abate2

fator_p_para_fp = (tar_p.te / tar_fp.te) if tar_fp.te > 0 else 0.0
if cons_rem_fp > 1e-9 and fator_p_para_fp > 0:
    necessario_p = cons_rem_fp / fator_p_para_fp
    usa_exced = min(exced_p, necessario_p)
    abate = usa_exced * fator_p_para_fp
    exced_p -= usa_exced
    cons_rem_fp -= abate
    comp_cruz_fp += abate
    if cons_rem_fp > 1e-9:
        necessario_p2 = cons_rem_fp / fator_p_para_fp
        usa_banco = banco.consumir(PONTA, necessario_p2)
        abate2 = usa_banco * fator_p_para_fp
        cons_rem_fp -= abate2
        comp_cruz_fp += abate2

# 5. Excedente remanescente vira novo lote de crédito
banco.adicionar(PONTA, mes_abs, exced_p)
```

```
banco.adicionar(FORA_PONTA, mes_abs, exced_fp)

total_comp_p = comp_banco_p + comp_mes_p + comp_cruz_p
total_comp_fp = comp_banco_fp + comp_mes_fp + comp_cruz_fp

# 6. Faturamento (Etapa 1)
f_sem_gd = fatura_sem_gd(
    cP[m], cFP[m], tar_p, tar_fp,
    p.demanda_consumo_kw, tar_dem_c,
)
f_com_gd = fatura_com_gd(
    consumo_faturado_ponta=cons_rem_p,
    consumo_faturado_fora_ponta=cons_rem_fp,
    compensado_ponta=total_comp_p,
    compensado_fora_ponta=total_comp_fp,
    tarifas_ponta=tar_p,
    tarifas_fora_ponta=tar_fp,
    pct_fio_b=pct_fio_b,
    demanda_consumo_kw=p.demanda_consumo_kw,
    tarifa_demanda_consumo=tar_dem_c,
    demanda_geracao_kw=p.demanda_geracao_kw,
    tarifa_demanda_geracao=tar_dem_g,
    injetado_ponta=exced_p,
    injetado_fora_ponta=exced_fp,
    tusd_g_injecao=tusd_g,
)
economia = f_sem_gd - f_com_gd

custo_om_mes = p.om_anual_rs / 12.0
custo_extra = 0.0
if p.ano_troca_inversor > 0 and ano == p.ano_troca_inversor and m == 11:
    custo_extra = p.custo_troca_inversor_rs

fluxo_liquido = economia - custo_om_mes - custo_extra
```

```
            fluxo_liquido_ano += fluxo_liquido

            resultados.append(ResultadoMensal(
                ano=ano, mes=m + 1, mes_abs=mes_abs,
                consumo_ponta=cP[m], consumo_fora_ponta=cFP[m],
                geracao_ponta=gP[m], geracao_fora_ponta=gFP[m],
                autoconsumo_ponta=auto_p, autoconsumo_fora_ponta=auto_fp,
                compensado_ponta=total_comp_p,
compensado_fora_ponta=total_comp_fp,
                injetado_liquido_ponta=exced_p, injetado_liquido_fora_ponta=exced_fp,
                creditos_expirados_ponta=exp_p, creditos_expirados_fora_ponta=exp_fp,
                saldo_banco_ponta=banco.saldo(PONTA),
                saldo_banco_fora_ponta=banco.saldo(FORA_PONTA),
                fatura_sem_gd=f_sem_gd, fatura_com_gd=f_com_gd,
                economia_bruta=economia,
                custo_om=custo_om_mes, custo_extraordinario=custo_extra,
                fluxo_caixa_liquido=fluxo_liquido,
                percentual_fio_b_aplicado=pct_fio_b,
            ))

        fluxos_anuais.append(fluxo_liquido_ano)

    return ResultadoSimulacao(mensal=resultados, fluxos_anuais=fluxos_anuais)


#
==========================================================================
=====
# ETAPA 4: RELATÓRIO TÉCNICO DETALHADO (base para o capítulo de
# resultados do TCC) — gerado em texto puro pelo próprio programa.
#
==========================================================================
=====
def gerar_relatorio_tecnico(
```

```
    p: ParametrosSimulacao,
    r: ResultadoSimulacao,
    investimento: float,
    taxa_desc: float,
    vpl: float,
    tir: Optional[float],
    pbd: Optional[float],
    icb: float,
) -> str:
    linhas: List[str] = []
    add = linhas.append
    sep = "=" * 78

    add(sep)
    add("RELATÓRIO TÉCNICO — VIABILIDADE DE GD PARA UC DO GRUPO A")
    add("Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) — Lei nº
14.300/2022")
    add(sep)
    add("")

    add("1. MARCO REGULATÓRIO E METODOLOGIA")
    add("-" * 78)
    add("Este relatório documenta os resultados do motor de faturamento do Grupo
A")
    add("desenvolvido sob as regras do SCEE (Lei nº 14.300/2022 e REN ANEEL")
    add("nº 1.000/2021, alterada pela REN ANEEL nº 1.059/2023). O motor roda em")
    add("resolução MENSAL por todo o horizonte do projeto, condição necessária
para")
    add("representar corretamente o banco de créditos com validade de 60 meses.")
    add("")
    add("Cronograma de transição do Fio B (percentual cobrado sobre a energia")
    add("compensada, para sistemas homologados após 06/01/2023):")
    add("   2023: 15%   2024: 30%   2025: 45%   2026: 60%")
    add("   2027: 75%   2028: 90%   2029 em diante: 100%")
```

```
    add("")
    regra_txt = ("Regra ANTIGA (sistema homologado até 06/01/2023): compensação
"
                 "integral, sem cobrança de Fio B, garantida até 31/12/2045."
                 if p.regra_antiga else
                 "Regra de TRANSIÇÃO (Lei 14.300/2022): cobrança progressiva do "
                 "Fio B conforme cronograma acima.")
    add(f"Regime aplicado nesta simulação: {regra_txt}")
    add(f"Validade dos créditos de energia: {p.validade_creditos_meses} meses")
    add("")

    add("Fórmulas do motor de faturamento:")
    add("  Fatura SEM GD = Consumo x Tarifa cheia (por posto) + Demanda de
consumo")
    add("  Fatura COM GD = Consumo não compensado x Tarifa cheia")
    add("                + Energia compensada x TUSD_FioB x %Fio B(ano)")
    add("                + Demanda de consumo + Demanda de geração/MUSTD")
    add("  Economia mensal = Fatura SEM GD - Fatura COM GD")
    add("")
    add("Compensação entre postos tarifários (Ponta <-> Fora Ponta), aplicada após")
    add("esgotada a compensação dentro do próprio posto (banco + excedente do
mês):")
    add("  kWh abatido no posto destino = kWh excedente(origem) x
[TE(origem)/TE(destino)]")
    add("")

    add("2. PARÂMETROS DE ENTRADA")
    add("-" * 78)
    add(f"Investimento inicial (CAPEX):       R$ {investimento:,.2f}")
    add(f"Taxa de desconto (TMA):             {taxa_desc*100:.2f}% a.a.")
    add(f"Vida útil do projeto:              {p.anos} anos")
    add(f"Ano inicial:                      {p.ano_inicial}")
    add(f"TE Ponta / Fora Ponta:             R$ {p.te_ponta:.4f} / R$
{p.te_fora_ponta:.4f} por kWh")
```

```
    add(f"TUSD Fio B Ponta / Fora Ponta:        R$ {p.tusd_fio_b_ponta:.4f} / R$
{p.tusd_fio_b_fora_ponta:.4f} por kWh")
    add(f"TUSD Outros Ponta / Fora Ponta:       R$ {p.tusd_outros_ponta:.4f} / R$
{p.tusd_outros_fora_ponta:.4f} por kWh")
    add(f"Tarifa cheia Ponta / Fora Ponta:      R$
{(p.te_ponta+p.tusd_fio_b_ponta+p.tusd_outros_ponta):.4f} / "
        f"R$ {(p.te_fora_ponta+p.tusd_fio_b_fora_ponta+p.tusd_outros_fora_ponta):.4f}
por kWh")
    add(f"Demanda de consumo:                 {p.demanda_consumo_kw:.1f} kW (R$
{p.tarifa_demanda_consumo:.2f}/kW)")
    add(f"Demanda de geração/MUSTD:           {p.demanda_geracao_kw:.1f} kW
(R$ {p.tarifa_demanda_geracao:.2f}/kW)")
    add(f"Crescimento tarifário / consumo a.a.:  {p.crescimento_tarifa_aa*100:.2f}% /
{p.crescimento_consumo_aa*100:.2f}%")
    add(f"Degradação anual dos módulos:        {p.degradacao_aa*100:.2f}%")
    add(f"O&M anual / troca de inversor:       R$ {p.om_anual_rs:,.2f} / R$
{p.custo_troca_inversor_rs:,.2f} (ano {p.ano_troca_inversor})")
    add("")

    add("3. INDICADORES DE VIABILIDADE")
    add("-" * 78)
    add(f"VPL:                  R$ {vpl:,.2f}")
    add(f"TIR:                  {'Não convergiu' if tir is None else f'{tir*100:.3f}% a.a.'}")
    add(f"Payback Descontado:    {'Não recuperado no horizonte' if pbd is None else
f'{pbd:.2f} anos'}")
    add(f"Índice Custo-Benefício: {icb:.4f}")
    add("")

    add("4. FATURAMENTO AGREGADO NO HORIZONTE DO PROJETO")
    add("-" * 78)
    add(f"Total Fatura SEM GD (referência):       R$ {r.total_fatura_sem_gd():,.2f}")
    add(f"Total Fatura COM GD (SCEE):             R$ {r.total_fatura_com_gd():,.2f}")
    add(f"Economia bruta acumulada:               R$ {r.total_economia():,.2f}")
```

```
    add(f"Créditos de energia expirados (perdidos):
{r.total_creditos_expirados_kwh():,.1f} kWh")
    add("")

    add("5. FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO ANUAL")
    add("-" * 78)
    add(f"{'Ano':<8}{'% Fio B':<12}{'Fluxo de caixa líquido (R$)':>30}")
    for i, ft in enumerate(r.fluxos_anuais, start=1):
        ano = p.ano_inicial + (i - 1)
        pct = percentual_fio_b(ano, p.regra_antiga)
        add(f"{ano:<8}{pct*100:<11.0f}%{ft:>30,.2f}")
    add("")

    add("6. DETALHAMENTO MENSAL — ANO 1 (útil para apêndices do TCC)")
    add("-" * 78)
    header = (f"{'Mês':<4}{'ConsP':>8}{'ConsFP':>9}{'GerP':>8}{'GerFP':>9}"
              f"{'CompP':>8}{'CompFP':>9}{'SaldoP':>9}{'SaldoFP':>10}"
              f"{'Fat s/GD':>12}{'Fat c/GD':>12}{'Economia':>12}")
    add(header)
    for m in r.mensal[:12]:
        add(f"{m.mes:<4}{m.consumo_ponta:>8.0f}{m.consumo_fora_ponta:>9.0f}"
            f"{m.geracao_ponta:>8.0f}{m.geracao_fora_ponta:>9.0f}"
            f"{m.compensado_ponta:>8.0f}{m.compensado_fora_ponta:>9.0f}"
            f"{m.saldo_banco_ponta:>9.0f}{m.saldo_banco_fora_ponta:>10.0f}"

f"{m.fatura_sem_gd:>12,.2f}{m.fatura_com_gd:>12,.2f}{m.economia_bruta:>12,.2f}")
    add("")

    add("7. PREMISSAS E LIMITAÇÕES DO MODELO")
    add("-" * 78)
    add("- Autoconsumo instantâneo aproximado, em base mensal, por
min(consumo,")
    add("  geração) em cada posto tarifário — simplificação padrão quando não há")
    add("  dados de medição sub-horária; validar com dados de maior granularidade")
```

```
    add("  (15 min ou horária) sempre que possível.")
    add("- A parcela TUSD Fio B é informada como parâmetro de entrada; se a")
    add("  distribuidora não publicar essa decomposição, documente a fonte usada")
    add("  (ANEEL, associações do setor, ou solicitação formal à distribuidora).")
    add("- TUSDg (tarifa de uso do sistema aplicada à energia injetada) é opcional")
    add("  e varia conforme a distribuidora e o porte da geração.")
    add("- Este relatório não constitui parecer jurídico ou tributário; a")
    add("  aplicabilidade da 'regra antiga' deve ser confirmada com a distribuidora.")
    add("")

    add("8. REFERÊNCIAS")
    add("-" * 78)
    add("BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da")
    add("microgeração e minigeração distribuída e o Sistema de Compensação de")
    add("Energia Elétrica (SCEE). Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022.")
    add("AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução
Normativa nº 1.000,")
    add("de 7 de dezembro de 2021, alterada pela REN nº 1.059, de 7 de fevereiro
de")
    add("2023, para adequação ao marco legal da geração distribuída.")
    add(sep)

    return "\n".join(linhas)


#
==========================================================================
=====
# ETAPA 3: INTERFACE TKINTER — integra o novo motor mantendo o layout
# original do programa (mesmas seções, mesma navegação por scroll).
#
==========================================================================
=====
class App(tk.Tk):
```

```
    def __init__(self):
        super().__init__()
        self.title(
            "Calculadora Solar Grupo A (Lei 14.300/2022) — Motor SCEE com "
            "Banco de Créditos (60 meses) — VPL/TIR/PBD/ICB"
        )
        self.geometry("1280x900")

        container = ttk.Frame(self)
        container.pack(fill="both", expand=True)

        self.canvas = tk.Canvas(container)
        scrollbar = ttk.Scrollbar(container, orient="vertical",
command=self.canvas.yview)
        self.scrollable_frame = ttk.Frame(self.canvas)

        self.scrollable_frame.bind(
            "<Configure>",
            lambda e: self.canvas.configure(scrollregion=self.canvas.bbox("all"))
        )

        self.canvas_window = self.canvas.create_window((0, 0),
window=self.scrollable_frame, anchor="nw")
        self.canvas.configure(yscrollcommand=scrollbar.set)

        self.canvas.pack(side="left", fill="both", expand=True)
        scrollbar.pack(side="right", fill="y")

        self.canvas.bind_all("<MouseWheel>", self._on_mousewheel)
        self.canvas.bind("<Configure>", self._on_canvas_configure)

        self._ultimo_resultado: Optional[ResultadoSimulacao] = None
        self._ultimo_relatorio: Optional[str] = None
```

```
        self._build_ui()

    def _on_mousewheel(self, event):
        self.canvas.yview_scroll(int(-1 * (event.delta / 120)), "units")

    def _on_canvas_configure(self, event):
        self.canvas.itemconfig(self.canvas_window, width=event.width)

    def _build_scrolled_text(self, parent, width=24, height=6):
        frame = ttk.Frame(parent)
        txt = tk.Text(frame, width=width, height=height, wrap="none")
        sb = ttk.Scrollbar(frame, orient="vertical", command=txt.yview)
        txt.configure(yscrollcommand=sb.set)
        txt.pack(side="left", fill="both", expand=True)
        sb.pack(side="right", fill="y")
        return frame, txt

    def _build_ui(self):
        frm_inputs = ttk.LabelFrame(
            self.scrollable_frame,
            text="Parâmetros Tarifários e Financeiros (Grupo A - Lei 14.300)"
        )
        frm_inputs.pack(fill="x", padx=10, pady=10)

        frm_gd = ttk.LabelFrame(
            self.scrollable_frame,
            text="Regras do SCEE / Marco Legal da GD (Lei 14.300/2022)"
        )
        frm_gd.pack(fill="x", padx=10, pady=8)

        frm_vectors = ttk.LabelFrame(
            self.scrollable_frame,
            text="Consumo e Geração Mensais por Posto Tarifário (kWh) — perfil do Ano
1"
```

```
        )
        frm_vectors.pack(fill="x", padx=10, pady=8)

        frm_buttons = ttk.Frame(self.scrollable_frame)
        frm_buttons.pack(fill="x", padx=10, pady=8)

        frm_outputs = ttk.LabelFrame(self.scrollable_frame, text="Resultados da
Análise Financeira")
        frm_outputs.pack(fill="both", expand=True, padx=10, pady=10)

        def add_row(parent, r, label, default, col=0):
            ttk.Label(parent, text=label).grid(row=r, column=col, sticky="w", padx=6,
pady=3)
            var = tk.StringVar(value=str(default))
            ent = ttk.Entry(parent, textvariable=var, width=14)
            ent.grid(row=r, column=col + 1, sticky="w", padx=6, pady=3)
            return var

        # ---------------- Coluna 1: Dados Financeiros Gerais ----------------
        self.var_invest = add_row(frm_inputs, 0, "Investimento (R$)", 250000)
        self.var_taxa_desc = add_row(frm_inputs, 1, "Taxa Desconto (% a.a.)", 10.0)
        self.var_anos = add_row(frm_inputs, 2, "Vida útil (anos)", 25)
        self.var_ano_inicial = add_row(frm_inputs, 3, "Ano inicial", 2026)

        ttk.Separator(frm_inputs, orient="vertical").grid(row=0, column=2, rowspan=8,
sticky="ns", padx=8)

        # ---------------- Coluna 2: TE e TUSD decomposta (Fio B / Outros) ---
        self.var_te_ponta = add_row(frm_inputs, 0, "TE Ponta (R$/kWh)", 0.65, col=3)
        self.var_te_fponta = add_row(frm_inputs, 1, "TE Fora Ponta (R$/kWh)", 0.38,
col=3)
        self.var_tusd_fiob_p = add_row(frm_inputs, 2, "TUSD Fio B - Ponta (R$/kWh)",
0.45, col=3)
```

```
        self.var_tusd_fiob_fp = add_row(frm_inputs, 3, "TUSD Fio B - F.Ponta
(R$/kWh)", 0.08, col=3)
        self.var_tusd_outros_p = add_row(frm_inputs, 4, "TUSD Outros - Ponta
(R$/kWh)", 0.65, col=3)
        self.var_tusd_outros_fp = add_row(frm_inputs, 5, "TUSD Outros - F.Ponta
(R$/kWh)", 0.10, col=3)
        self.var_tusd_g = add_row(frm_inputs, 6, "TUSDg Injeção (R$/kWh, opcional)",
0.0, col=3)

        ttk.Separator(frm_inputs, orient="vertical").grid(row=0, column=5, rowspan=8,
sticky="ns", padx=8)

        # ---------------- Coluna 3: Demandas ----------------
        self.var_dem_cons = add_row(frm_inputs, 0, "Demanda Cons. (kW)", 150,
col=6)
        self.var_tar_dem_cons = add_row(frm_inputs, 1, "Tar. Demanda Cons.
(R$/kW)", 28.50, col=6)
        self.var_dem_ger = add_row(frm_inputs, 2, "Demanda Ger./MUSTD (kW)", 100,
col=6)
        self.var_tar_dem_ger = add_row(frm_inputs, 3, "Tar. Demanda Ger. (R$/kW)",
12.00, col=6)

        ttk.Separator(frm_inputs, orient="vertical").grid(row=0, column=8, rowspan=8,
sticky="ns", padx=8)

        # ---------------- Coluna 4: Projeções e Manutenção ----------------
        self.var_cresc_tarifa = add_row(frm_inputs, 0, "Cresc. Tarifa (% a.a.)", 6.0,
col=9)
        self.var_cresc_consumo = add_row(frm_inputs, 1, "Cresc. Consumo (% a.a.)",
1.0, col=9)
        self.var_degrad = add_row(frm_inputs, 2, "Degradação (% a.a.)", 0.5, col=9)
        self.var_om = add_row(frm_inputs, 3, "O&M Anual (R$)", 4000.0, col=9)
        self.var_ano_inv = add_row(frm_inputs, 4, "Ano Troca Inversor", 2041, col=9)
```

```
        self.var_custo_inv = add_row(frm_inputs, 5, "Custo Inversor (R$)", 35000.0,
col=9)

        # ---------------- Regras do SCEE / Lei 14.300 (Etapas 1 e 2) --------
        ttk.Label(
            frm_gd,
            text=("Cronograma legal do Fio B: 2023=15% · 2024=30% · 2025=45% · "
                  "2026=60% · 2027=75% · 2028=90% · 2029+=100%")
        ).grid(row=0, column=0, columnspan=4, sticky="w", padx=6, pady=(4, 8))

        self.var_regra_antiga = tk.BooleanVar(value=False)
        ttk.Checkbutton(
            frm_gd,
            text=("Regra antiga (sistema homologado até 06/01/2023 → compensação "
                  "integral, 0% Fio B, até 2045)"),
            variable=self.var_regra_antiga,
        ).grid(row=1, column=0, columnspan=4, sticky="w", padx=6, pady=2)

        ttk.Label(frm_gd, text="Validade dos créditos (meses)").grid(row=2, column=0,
sticky="w", padx=6, pady=2)
        self.var_validade_creditos = tk.StringVar(value="60")
        ttk.Entry(frm_gd, textvariable=self.var_validade_creditos, width=10).grid(row=2,
column=1, sticky="w", padx=6)

        # ---------------- Vetores Mensais ----------------
        ttk.Label(frm_vectors, text="Consumo Fora Ponta (kWh)").grid(row=0,
column=0, sticky="w", padx=6, pady=2)
        ttk.Label(frm_vectors, text="Consumo Ponta (kWh)").grid(row=0, column=1,
sticky="w", padx=6, pady=2)
        ttk.Label(frm_vectors, text="Geração Fora Ponta (kWh)").grid(row=0, column=2,
sticky="w", padx=6, pady=2)
        ttk.Label(frm_vectors, text="Geração Ponta (kWh)").grid(row=0, column=3,
sticky="w", padx=6, pady=2)
```

```
        frm_cFP, self.txt_cFP = self._build_scrolled_text(frm_vectors)
        frm_cP, self.txt_cP = self._build_scrolled_text(frm_vectors)
        frm_gFP, self.txt_gFP = self._build_scrolled_text(frm_vectors)
        frm_gP, self.txt_gP = self._build_scrolled_text(frm_vectors)

        frm_cFP.grid(row=1, column=0, padx=6, pady=4, sticky="nsew")
        frm_cP.grid(row=1, column=1, padx=6, pady=4, sticky="nsew")
        frm_gFP.grid(row=1, column=2, padx=6, pady=4, sticky="nsew")
        frm_gP.grid(row=1, column=3, padx=6, pady=4, sticky="nsew")

        def_cfp =
"18000\n17500\n17000\n18500\n19000\n19500\n20000\n20500\n19800\n18200\n17
900\n18100\n"
        def_cp =
"2500\n2400\n2350\n2450\n2600\n2650\n2700\n2750\n2600\n2500\n2450\n2500\n"
        def_gfp =
"22000\n21500\n20800\n18000\n15500\n14800\n15200\n17500\n19000\n21200\n21
800\n22200\n"
        def_gp = "300\n280\n250\n150\n80\n40\n50\n120\n180\n240\n280\n310\n"

        self.txt_cFP.insert("1.0", def_cfp)
        self.txt_cP.insert("1.0", def_cp)
        self.txt_gFP.insert("1.0", def_gfp)
        self.txt_gP.insert("1.0", def_gp)

        # ---------------- Botões ----------------
        ttk.Button(frm_buttons, text="CALCULAR (SCEE / Lei 14.300 - Grupo A)",
                   command=self.on_calcular).pack(side="left", padx=6)
        ttk.Button(frm_buttons, text="GERAR RELATÓRIO TÉCNICO (BASE PARA O
TCC)",
                   command=self.on_gerar_relatorio).pack(side="left", padx=6)
        ttk.Button(frm_buttons, text="SALVAR RELATÓRIO (.TXT)",
                   command=self.on_salvar_relatorio).pack(side="left", padx=6)
        ttk.Button(frm_buttons, text="EXPORTAR DETALHAMENTO MENSAL (.CSV)",
```

```
                command=self.on_exportar_csv).pack(side="left", padx=6)
        ttk.Button(frm_buttons, text="LIMPAR RESULTADOS",
                command=self.on_limpar).pack(side="left", padx=6)

        # ---------------- Resultados ----------------
        out_container = ttk.Frame(frm_outputs)
        out_container.pack(fill="both", expand=True, padx=8, pady=8)

        self.txt_out = tk.Text(out_container, height=22, wrap="word", font=("Consolas",
10))
        out_scroll = ttk.Scrollbar(out_container, orient="vertical",
command=self.txt_out.yview)
        self.txt_out.configure(yscrollcommand=out_scroll.set)

        self.txt_out.pack(side="left", fill="both", expand=True)
        out_scroll.pack(side="right", fill="y")

    def on_limpar(self):
        self.txt_out.delete("1.0", "end")
        self._ultimo_resultado = None
        self._ultimo_relatorio = None

    def _ler_parametros(self) -> ParametrosSimulacao:
        cFP_12 = parse_12_vals(self.txt_cFP.get("1.0", "end"))
        cP_12 = parse_12_vals(self.txt_cP.get("1.0", "end"))
        gFP_12 = parse_12_vals(self.txt_gFP.get("1.0", "end"))
        gP_12 = parse_12_vals(self.txt_gP.get("1.0", "end"))

        return ParametrosSimulacao(
            anos=int(float(self.var_anos.get())),
            ano_inicial=int(float(self.var_ano_inicial.get())),
            cons_ponta_12=cP_12, cons_fora_ponta_12=cFP_12,
            ger_ponta_12=gP_12, ger_fora_ponta_12=gFP_12,
            te_ponta=float(self.var_te_ponta.get()),
```

```
            te_fora_ponta=float(self.var_te_fponta.get()),
            tusd_fio_b_ponta=float(self.var_tusd_fiob_p.get()),
            tusd_fio_b_fora_ponta=float(self.var_tusd_fiob_fp.get()),
            tusd_outros_ponta=float(self.var_tusd_outros_p.get()),
            tusd_outros_fora_ponta=float(self.var_tusd_outros_fp.get()),
            demanda_consumo_kw=float(self.var_dem_cons.get()),
            tarifa_demanda_consumo=float(self.var_tar_dem_cons.get()),
            demanda_geracao_kw=float(self.var_dem_ger.get()),
            tarifa_demanda_geracao=float(self.var_tar_dem_ger.get()),
            tusd_g_injecao=float(self.var_tusd_g.get()),
            regra_antiga=bool(self.var_regra_antiga.get()),
            validade_creditos_meses=int(float(self.var_validade_creditos.get())),
            crescimento_tarifa_aa=float(self.var_cresc_tarifa.get()) / 100.0,
            crescimento_consumo_aa=float(self.var_cresc_consumo.get()) / 100.0,
            degradacao_aa=float(self.var_degrad.get()) / 100.0,
            om_anual_rs=float(self.var_om.get()),
            ano_troca_inversor=int(float(self.var_ano_inv.get())),
            custo_troca_inversor_rs=float(self.var_custo_inv.get()),
        )

    def _calcular(self):
        params = self._ler_parametros()
        investimento = float(self.var_invest.get())
        taxa_desc = float(self.var_taxa_desc.get()) / 100.0

        resultado = simular_grupo_a(params)
        fluxos_anuais = resultado.fluxos_anuais

        vpl = calc_vpl(investimento, fluxos_anuais, taxa_desc)
        tir = calc_tir(investimento, fluxos_anuais)
        pbd = calc_pbd(investimento, fluxos_anuais, taxa_desc)
        icb = calc_icb(investimento, fluxos_anuais, taxa_desc)

        self._ultimo_resultado = resultado
```

```
        return params, resultado, investimento, taxa_desc, vpl, tir, pbd, icb

    def on_calcular(self):
        try:
            params, resultado, investimento, taxa_desc, vpl, tir, pbd, icb = self._calcular()

            self.txt_out.delete("1.0", "end")
            out = self.txt_out

            out.insert("end", "=== RELATÓRIO TÉCNICO E FINANCEIRO — SCEE / LEI
14.300 (GRUPO A) ===\n")
            out.insert("end", f"CAPEX Inicial: R$ {investimento:,.2f} | Taxa Desconto:
{taxa_desc*100:.2f}% a.a.\n")
            regra_txt = "Regra antiga (integral até 2045)" if params.regra_antiga else
"Regra de transição (Lei 14.300/2022)"
            out.insert("end", f"Regra de compensação aplicada: {regra_txt} | Validade dos
créditos: {params.validade_creditos_meses} meses\n")
            pct_ano1 = percentual_fio_b(params.ano_inicial, params.regra_antiga)
            out.insert("end", f"Percentual do Fio B cobrado sobre energia compensada
no ano {params.ano_inicial}: {pct_ano1*100:.0f}%\n")
            out.insert("end", f"Tarifa Cheia Ponta: R$
{params.te_ponta+params.tusd_fio_b_ponta+params.tusd_outros_ponta:.4f}/kWh | "
                              f"Fora Ponta: R$
{params.te_fora_ponta+params.tusd_fio_b_fora_ponta+params.tusd_outros_fora_po
nta:.4f}/kWh\n")
            out.insert("end", f"Demanda Consumo: {params.demanda_consumo_kw:.1f}
kW (R$ {params.tarifa_demanda_consumo:.2f}/kW) | "
                              f"Demanda Geração/MUSTD:
{params.demanda_geracao_kw:.1f} kW (R$
{params.tarifa_demanda_geracao:.2f}/kW)\n\n")

            out.insert("end", "=== INDICADORES DE VIABILIDADE ===\n")
            out.insert("end", f"VPL: R$ {vpl:,.2f}\n")
```

```
        out.insert("end", f"TIR: {'Não convergiu' if tir is None else f'{tir*100:.3f}%
a.a.'}\n")
        out.insert("end", f"Payback Descontado (PBD): {'Não recuperado' if pbd is
None else f'{pbd:.2f} anos'}\n")
        out.insert("end", f"Índice Custo-Benefício (ICB): {icb:.4f}\n\n")

        out.insert("end", "=== FATURAMENTO AGREGADO NO HORIZONTE DO
PROJETO ===\n")
        out.insert("end", f"Total Fatura SEM GD (referência): R$
{resultado.total_fatura_sem_gd():,.2f}\n")
        out.insert("end", f"Total Fatura COM GD (SCEE): R$
{resultado.total_fatura_com_gd():,.2f}\n")
        out.insert("end", f"Economia bruta acumulada: R$
{resultado.total_economia():,.2f}\n")
        out.insert("end", f"Créditos de energia expirados (perdidos):
{resultado.total_creditos_expirados_kwh():,.1f} kWh\n\n")

        out.insert("end", "=== FLUXO DE CAIXA LÍQUIDO ANUAL (R$) ===\n")
        for i, ft in enumerate(resultado.fluxos_anuais, start=1):
            ano = params.ano_inicial + (i - 1)
            pct = percentual_fio_b(ano, params.regra_antiga)
            out.insert("end", f"Ano {ano} (Fio B {pct*100:.0f}%): R$ {ft:,.2f}\n")

        out.insert("end", "\n=== SALDO FINAL DO BANCO DE CRÉDITOS (último
mês simulado) ===\n")
        ultimo = resultado.mensal[-1]
        out.insert("end", f"Saldo Ponta: {ultimo.saldo_banco_ponta:,.1f} kWh | "
                          f"Saldo Fora Ponta: {ultimo.saldo_banco_fora_ponta:,.1f} kWh\n")
        out.insert("end", "\nDica: use 'GERAR RELATÓRIO TÉCNICO (BASE PARA
O TCC)' para o relatório "
                          "completo com metodologia, premissas e detalhamento
mensal.\n")

    except Exception as e:
```

```
            messagebox.showerror("Erro de Cálculo", str(e))

    def on_gerar_relatorio(self):
        try:
            params, resultado, investimento, taxa_desc, vpl, tir, pbd, icb = self._calcular()
            relatorio = gerar_relatorio_tecnico(params, resultado, investimento,
taxa_desc, vpl, tir, pbd, icb)
            self._ultimo_relatorio = relatorio
            self.txt_out.delete("1.0", "end")
            self.txt_out.insert("end", relatorio)
        except Exception as e:
            messagebox.showerror("Erro ao Gerar Relatório", str(e))

    def on_salvar_relatorio(self):
        if self._ultimo_relatorio is None:
            messagebox.showinfo("Salvar Relatório", "Clique antes em 'GERAR
RELATÓRIO TÉCNICO'.")
            return
        caminho = filedialog.asksaveasfilename(
            defaultextension=".txt",
            filetypes=[("Texto", "*.txt")],
            initialfile="relatorio_tecnico_tcc_grupo_a.txt",
        )
        if not caminho:
            return
        with open(caminho, "w", encoding="utf-8") as f:
            f.write(self._ultimo_relatorio)
        messagebox.showinfo("Salvar Relatório", f"Relatório salvo em:\n{caminho}")

    def on_exportar_csv(self):
        if self._ultimo_resultado is None:
            messagebox.showinfo("Exportar", "Calcule os resultados antes de exportar.")
            return
        import csv
```

```
        caminho = filedialog.asksaveasfilename(
            defaultextension=".csv",
            filetypes=[("CSV", "*.csv")],
            initialfile="detalhamento_mensal_grupo_a.csv",
        )
        if not caminho:
            return
        with open(caminho, "w", newline="", encoding="utf-8-sig") as f:
            w = csv.writer(f, delimiter=";")
            w.writerow([
                "Ano", "Mes", "ConsumoPonta_kWh", "ConsumoForaPonta_kWh",
                "GeracaoPonta_kWh", "GeracaoForaPonta_kWh",
                "CompensadoPonta_kWh", "CompensadoForaPonta_kWh",
                "SaldoBancoPonta_kWh", "SaldoBancoForaPonta_kWh",
                "CreditosExpiradosPonta_kWh", "CreditosExpiradosForaPonta_kWh",
                "PercentualFioB", "FaturaSemGD_R", "FaturaComGD_R",
                "EconomiaBruta_R", "FluxoCaixaLiquido_R",
            ])
            for m in self._ultimo_resultado.mensal:
                w.writerow([
                    m.ano, m.mes, f"{m.consumo_ponta:.2f}",
f"{m.consumo_fora_ponta:.2f}",
                    f"{m.geracao_ponta:.2f}", f"{m.geracao_fora_ponta:.2f}",
                    f"{m.compensado_ponta:.2f}", f"{m.compensado_fora_ponta:.2f}",
                    f"{m.saldo_banco_ponta:.2f}", f"{m.saldo_banco_fora_ponta:.2f}",
                    f"{m.creditos_expirados_ponta:.2f}",
f"{m.creditos_expirados_fora_ponta:.2f}",
                    f"{m.percentual_fio_b_aplicado:.2f}", f"{m.fatura_sem_gd:.2f}",
f"{m.fatura_com_gd:.2f}",
                    f"{m.economia_bruta:.2f}", f"{m.fluxo_caixa_liquido:.2f}",
                ])
        messagebox.showinfo("Exportar", f"Detalhamento mensal exportado
para:\n{caminho}")
```

```
if __name__ == "__main__":
    app = App()
    app.mainloop()
```