



Análise dos impactos econômicos do marco legal da geração distribuída lei 14.300/22 nos sistemas fotovoltaicos

Analysis of the economic impacts of the legal framework for distributed generation law 14,300/22 on photovoltaic systems

Brendeson Sá Barrêto do Rosário Pinheiro dos Santos^{1,*}, Huilman Sanca Sanca², Caio Marco dos Santos Junqueira³

¹ Aluno do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Recôncavo da Bahia – UFRB, campus Cruz das Almas, BA, Brasil

² Professor do Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande – UFCG, campus Campina Grande, PB, Brasil

³ Professor do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal do Recôncavo da Bahia – UFRB, campus Cruz das Almas, BA, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: brendesonsabarreto@aluno.ufrb.edu.br

Received: 14 February 2025 | Accepted: 10 April 2025 | Published online: 15 April 2025

Resumo: Em janeiro de 2022, a Lei nº 14.300 (Marco Legal da Geração Distribuída) trouxe mudanças significativas no sistema de compensação e nas regras para consumidores com GD. Este trabalho avalia os impactos da nova lei em plantas de micro e minigeração fotovoltaica, abordando o processo de geração, as mudanças regulatórias e estudos de caso com análise de previsões em cenários baseados na REN nº 482/2012 e na Lei nº 14.300, considerando pagamentos à vista e parcelado. Os resultados mostram que, na microgeração residencial, a Lei 14.300 aumentou o período de retorno do investimento (*Payback*) e elimina indicadores financeiros, como o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o retorno sobre o investimento (ROI), especialmente em financiamentos. Em contrapartida, na minigeração, houve melhorias nesses indicadores, evidenciando vantagens para projetos de maior porte, que se tornaram mais atraentes e economicamente viáveis.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico; Geração distribuída; REN 482/2012; Lei 14.300; Viabilidade econômica.

Abstract: In January 2022, Law No. 14,300 (Legal Framework for Distributed Generation) introduced significant changes to the compensation system and rules for consumers with distributed generation (DG). This study evaluates the impacts of the new law on micro and mini photovoltaic generation plants, covering the generation process, regulatory changes, and case studies with feasibility analysis based on scenarios from REN No. 482/2012 and Law No. 14,300, considering both upfront and financed payments. The results show that, for residential microgeneration, Law No. 14,300 increased the payback period and reduced financial indicators, such as net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and return on investment (ROI), especially in financing scenarios. Conversely, mini-generation experienced improvements in these indicators, highlighting advantages for larger-scale projects, which became more attractive and economically viable.

Keywords: Photovoltaic system; Distributed generation; REN 482/2012; Law 14.300; Economic viability.

1 Introdução

No Brasil, a adoção de fontes renováveis de energia, como solar e eólica, tem crescido significativamente, acompanhando tendências globais. Em dezembro de 2024, a capacidade instalada de energia fotovoltaica superou 52 GW, com a geração distribuída (GD) representando 67% desse total (ABSOLAR, 2024). A GD, baseada em fontes renováveis próximas ao consumo, destaca-se pela instalação de sistemas fotovoltaicos em residências e empresas (ANEEL, 2024a). Esse crescimento é ilustrado na Figura 1, que

mostra a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.

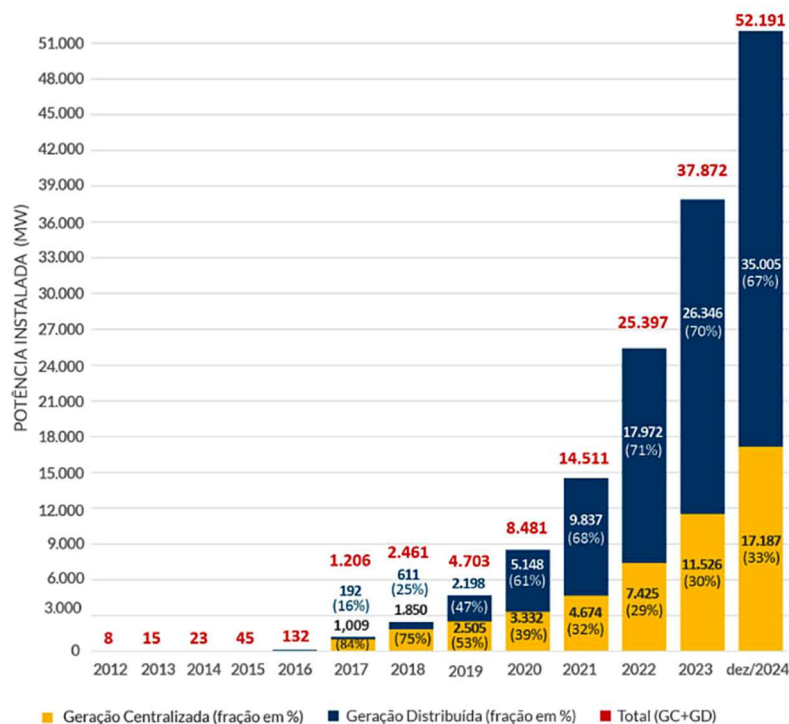


Figura 1. Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.

Entre 2018 e 2019, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) revisou a Resolução Normativa nº 482/2012 por meio de consultas públicas, resultando na aprovação do projeto de Lei nº 5.829/2019, posteriormente sancionado como a Lei nº 14.300/2022. Essa legislação estabeleceu o marco regulatório da microgeração e minigeração distribuída (MMGD), garantindo maior segurança jurídica, redução de perdas de energia e incentivos a consumidores de baixa renda (Oliveira, 2022). Paralelamente, fatores como consciência ambiental, avanços tecnológicos e redução de custos têm impulsionado a expansão da energia solar, beneficiada pelo elevado potencial solar do país, com irradiação global anual entre 4,5 e 6,5 kWh/m² por dia (Rodrigues e Freitas, 2022).

Este trabalho analisa os impactos econômicos da Lei nº 14.300/2022 no setor de microgeração e minigeração fotovoltaica, comparando-a à Resolução Normativa nº 482/2012. O estudo inclui a análise do processo de geração solar, suas aplicações em projetos distribuídos e uma avaliação financeira detalhada, com foco nas mudanças legislativas e tributação da energia solar.

2 Histórico das resoluções normativas da GD no Brasil

O estudo das resoluções normativas relacionadas à GD no Brasil é essencial para compreender as transformações ocorridas no setor, identificar os desafios enfrentados pelos agentes envolvidos e contribuir para a formulação de políticas públicas mais eficazes e consistentes. Essa análise possibilita direcionar investimentos de forma estratégica e elaborar planos de transição energética que sejam ao mesmo tempo sustentáveis e inclusivos. Além disso, promove a descentralização da produção de energia elétrica e reduz a dependência de fontes fósseis, alinhando-se às metas globais de descarbonização. Nesta seção, apresenta-se uma revisão do histórico regulatório do setor de GD no Brasil.

2.1 Resolução normativa nº 482/2012

A Resolução Normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012) introduziu a micro e minigeração distribuída no Brasil, permitindo que consumidores gerassem energia própria a partir de fontes renováveis e utilizassem o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Net Metering). Posteriores ajustes nas Resoluções nº 687/2015 e nº 786/2017 aprimoraram o marco regulatório. A microgeração contempla sistemas de até 75 kW, enquanto a minigeração abrange sistemas entre 75 kW e 5 MW.

O Sistema de Compensação exige a substituição do medidor convencional por um bidirecional (Figura 2) ou a instalação de dois medidores, permitindo que o excedente de energia seja injetado na rede e convertido em créditos válidos por até 60 meses, sem custos adicionais para a distribuidora (ANEEL,

2012; Energia, 2022).

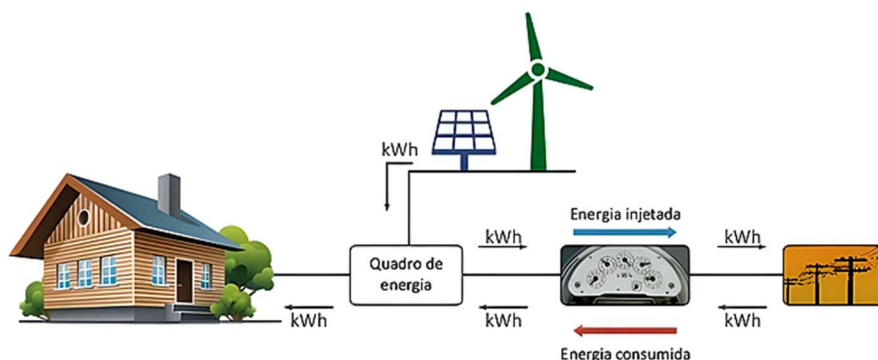


Figura 2. Sistema de compensação de Energia Elétrica.

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabelece um valor mínimo para o faturamento dos consumidores com GD. Para os consumidores do grupo B, quando o faturamento estiver abaixo desse valor mínimo, será cobrado um encargo de disponibilidade, que varia conforme o tipo de ligação elétrica. Esse encargo será de 30 kWh para ligações monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas. Já no grupo A, não há cobrança de encargos de disponibilidade. Nesse caso, o consumidor paga apenas a tarifa da demanda contratada, que é definida em acordo com a concessionária de energia elétrica (ANEEL, 2012).

2.2 Resolução normativa nº 1000/2021

A Resolução Normativa nº 1000, de 2021, define as regras para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021). Para unidades consumidoras em baixa tensão (Grupo B), a cobrança considera o maior valor entre o custo de disponibilidade e o consumo, descontando a energia injetada na rede e os créditos acumulados. Já unidades em média tensão, com potências entre 75 kW e 112,5 kVA, podem optar pela modalidade Grupo B Optante, que elimina o custo da demanda. No Grupo A, a cobrança é baseada na demanda contratada e no consumo apurado em cada ciclo de faturamento (ANEEL, 2021).

2.3 Lei nº 14.300: Marco Legal da MMGD

Sancionada em janeiro de 2022, a Lei 14.300 estabeleceu o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída, introduzindo mudanças como a comercialização do excedente de energia e ajustes no sistema de compensação de créditos (Aguiar, 2022). A fatura de energia elétrica inclui a Tarifa de Energia (TE), relacionada ao custo de produção e transporte da eletricidade, e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobre a infraestrutura da rede elétrica. A TUSD divide-se em Fio A, para custos de transmissão, e Fio B, referente à distribuição (Varella e Junior, 2023).

O conceito de simultaneidade, introduzido pela lei, permite maior eficiência no uso da energia gerada ao excluir o custo do Fio B no autoconsumo instantâneo. Desde 1º de julho de 2023, o sistema de compensação parcial exige o pagamento do Fio B, reduzindo os créditos acumulados em cerca de 30% (Santos e Anjos, 2023). Apesar disso, consumidores com sistemas existentes ou com acesso protocolado até 12 meses após a publicação da lei mantêm os benefícios até 2045. Para novos usuários, aplica-se um modelo de faturamento específico (Brasil, 2022):

- a) Para a geração junto à carga, geração compartilhada, EMUC (Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras) ou autoconsumo com capacidade inferior a 500 kW, o faturamento será sujeito a uma cobrança gradual da TUSD Fio B, conforme especificado na Tabela 1 (Brasil, 2022).

Tabela 1. Cobrança gradual do fio B.

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
15% do Fio B	30% do Fio B	45% do Fio B	60% do Fio B	75% do Fio B	90% do Fio B	100% do Fio B

- b) No caso de autoconsumo remoto acima de 500 kW ou de geração compartilhada em que um dos

consumidores detenha 25% ou mais de participação nos créditos de energia, haverá cobrança da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, além de encargos adicionais como a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e a contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Esses encargos são especificados na Tabela 2 (Brasil, 2022).

Tabela 2. Cobrança gradual do fio B.

2023 a 2028	2029
100% da TUSD Fio B + 40% da TUSD Fio A + TFSEE + P&D	Nova regra

A partir de 2029, todas as tarifas não relacionadas ao custo da eletricidade serão cobradas integralmente, considerando descontos baseados nos benefícios da GD na rede, avaliados pela ANEEL conforme diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (Brasil, 2022). Para consumidores do Grupo B, a Lei 14.300 eliminou a taxa mínima adicional vinculada ao padrão de entrada de energia elétrica e implementou um modelo mais justo para a compensação de créditos, beneficiando sistemas instalados antes de sua promulgação. Essas mudanças promoveram maior equidade tarifária (Brasil, 2022).

No Grupo A, a legislação trouxe descontos na tarifa de demanda contratada e adaptou a nomenclatura de TUSDc (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição Convencional) para TUSDg (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para Geração), refletindo as novas modalidades de GD. As alterações resultaram em uma diminuição das tarifas de demanda, especialmente para usinas de minigeração remotas, como ilustrado na Figura 3 (Almeida, 2023).

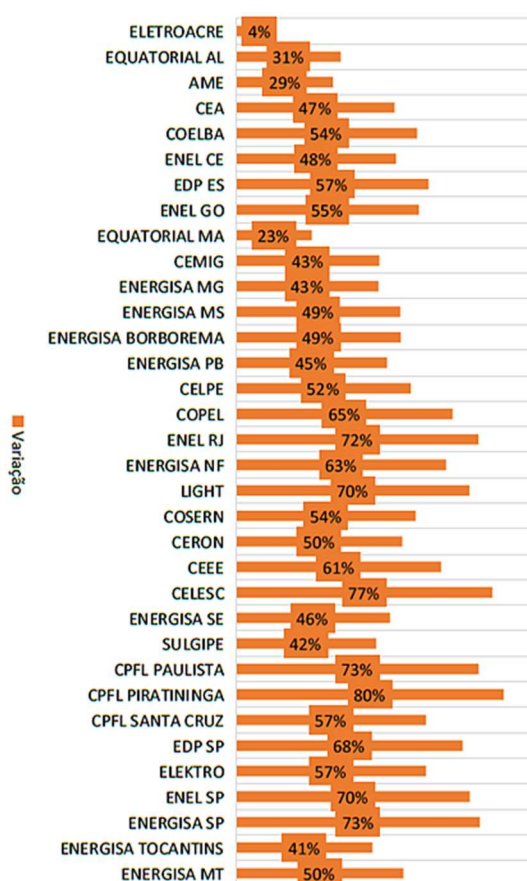


Figura 3. Variação de Redução na Tarifa de demanda (TUSDg/TUSDc). Fonte: (Almeida, 2023).

Houve mudanças significativas no cálculo da demanda contratada. De acordo com o artigo 26 da Lei 14.300, o cálculo agora é baseado no padrão de utilização da energia, substituindo o modelo anterior da REN nº 482/2012, que utilizava a TUSD da demanda como referência. Além disso, o pagamento do custo de disponibilidade também foi reformulado. Para projetos com direito adquirido, a compensação de energia está limitada ao valor em que o faturamento da unidade consumidora (UC) seja igual ou superior ao mínimo de referência, o que garante a cobrança do custo de disponibilidade. Já para projetos sob a regra de transição, o custo de disponibilidade será devido apenas quando o consumo registrado for

inferior ao valor de referência. Essas alterações ajustam as cobranças às novas disposições legais e promovem maior equidade no sistema tarifário (Greener, 2023).

3 Fundamentação

Nesta seção, são apresentados os principais conceitos para a análise econômica de sistemas fotovoltaicos, abrangendo modalidades e grupos tarifários, padrões de consumo, demanda e viabilidade financeira, com foco na eficiência e sustentabilidade dos projetos.

3.1 Análise de perfil e consumo

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos requer a análise detalhada dos componentes da fatura de energia elétrica, como TE, TUSD, iluminação pública, impostos e encargos. Segundo o Módulo 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) (ANEEL, 2023), a fatura deve incluir informações como identificação do consumidor, grupo tarifário (A ou B), classe de energia elétrica (monofásico, bifásico ou trifásico), consumo, demandas contratada e medida, além de impostos e histórico de faturamento.

Os grupos tarifários se dividem em Grupo A e Grupo B, conforme o nível de tensão. O Grupo A atende consumidores em alta tensão ($\geq 2,3$ kV), exige demanda mínima de 30 kW e utiliza tarifação binômia, considerando consumo (kWh) e demanda contratada (kW). Subgrupos incluem A1 (≥ 230 kV), A2 (88–138 kV), A3 (69 kV), A3a (30–44 kV), A4 (2,3–25 kV) e AS ($< 2,3$ kV, com sistemas subterrâneos). Já o Grupo B atende consumidores em baixa tensão ($< 2,3$ kV) com tarifação monômia, e seus subgrupos são B1 (residencial), B2 (rural), B3 (demais classes) e B4 (iluminação pública). Essa classificação tarifária é essencial para otimizar o custo-benefício de sistemas fotovoltaicos (Felix, 2023).

3.2 Consumo vs. geração

Conforme as Resoluções Normativas nº 482/2012 da ANEEL, mesmo com microgeração ou minigeração distribuída, o consumidor é responsável pelos custos de disponibilidade de energia, que incluem o pagamento pela infraestrutura elétrica e manutenção do fornecimento. Desde janeiro de 2023, os consumidores também são tarifados pela energia injetada (Fio B) na rede elétrica (Brasil, 2022).

O fator de simultaneidade indica a proporção de energia gerada que é consumida imediatamente. Em residências, cerca de 30% da energia produzida é consumida durante o dia, enquanto os 70% restantes são injetados na rede elétrica, originando créditos (Energês, 2023). Esse comportamento reflete uma baixa simultaneidade, já que o maior consumo ocorre predominantemente à noite.

No setor industrial, o fator de simultaneidade pode variar, já que indústrias costumam consumir mais energia durante os períodos de geração. Esse fator mais alto reduz o impacto das mudanças tarifárias, como as previstas na Lei 14.300, no retorno do investimento. Já em residências com baixa simultaneidade, o retorno do investimento é mais lento, devido à tarifa Fio B sobre os créditos gerados (Energês, 2023).

3.3 Análise do fator de carga em sistemas elétricos

Uma análise do fator de carga (FC), conforme definido por Mamede (2023), fornece uma visão sobre a regularidade do consumo de energia ao longo do tempo. O FC é a razão entre o consumo total de energia elétrica e o produto da demanda máxima pela duração do intervalo analisado, de acordo com a Eq. (1):

$$\text{Fator de Carga} = \frac{\text{Consumo Total [kW]}}{\text{Demanda Máxima Medida [kW]} \times \text{Tempo [h]}} \quad (1)$$

De acordo com Mamede (2023), o fator de carga é uma métrica adimensional que varia entre 0 e 1. Um valor próximo de 1 reflete um consumo uniforme ao longo do tempo, onde a demanda média é muito próxima da demanda máxima, indicando uma utilização eficiente da infraestrutura elétrica. Por outro lado, um valor próximo de 0 evidencia um consumo irregular, caracterizado por grandes oscilações entre períodos de alta e baixa demanda. Quando o consumo apresenta períodos de alta concentração de cargas alternados com períodos de baixa utilização, o fator de carga tende a ser mais baixo. Isso implica que a infraestrutura elétrica é projetada para atender picos de demanda que ocorrem esporadicamente, resultando em subutilização na maior parte do tempo.

Em contraste, sistemas com fatores de carga elevados apresentam maior uniformidade no consumo, promovendo eficiência energética e econômica. Portanto, o fator de carga é uma ferramenta fundamental para avaliar e melhorar o desempenho de sistemas elétricos, possibilitando estratégias de uso mais eficientes da energia, inclusive em instalações com sistemas fotovoltaicos.

3.4 Análise de viabilidade financeira

A análise de viabilidade financeira em sistemas fotovoltaicos baseia-se em métricas essenciais da engenharia financeira. O *payback* simples calcula o tempo necessário para recuperar o investimento inicial com base nas economias geradas pela produção de energia solar, conforme a Eq. (2):

$$\text{Payback simples} = \frac{\text{Investimento inicial}}{\text{Economia anual}} \quad (2)$$

Essa métrica indica a liquidez e o risco associado ao projeto, sendo menor o Payback, maior a viabilidade. De acordo com a ANEEL (2012), o *payback* médio para instalações residenciais fotovoltaicas no Brasil é de 4,8 anos (Grenner, 2024).

O Valor Presente Líquido (VPL) representa o valor atual do investimento ao ajustar os fluxos de caixa futuros ao presente, utilizando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), conforme a Eq. (3):

$$FC_t = \frac{VF}{(1+i)^n} \quad (3)$$

A consolidação dos fluxos de caixa ajustados resulta no cálculo do VPL pela Eq. (4):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (4)$$

sendo, FC_t o fluxo de caixa no intervalo t [R\$], i a TMA [%], n representa o ano, t o intervalo de tempo e VF o valor futuro [R\$]. Um VPL positivo indica viabilidade, enquanto valores negativos indicam inviabilidade econômica (Rodrigues et al., 2016).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa que zera o VPL, expressa pela Eq. (5):

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+T)^t} = 0 \quad (5)$$

Quando a TIR supera a TMA, o projeto é considerado viável; valores inferiores indicam inviabilidade. A TMA, por sua vez, reflete o custo de oportunidade e o retorno mínimo necessário para justificar o investimento, orientando a alocação de recursos (Rodrigues et al., 2016).

O Retorno sobre o Investimento (ROI) mede a eficiência do investimento, conforme a Eq. (6):

$$ROI = \frac{\text{Receita} - \text{Investimento inicial}}{\text{Investimento inicial}} \quad (6)$$

Um ROI positivo indica lucro, e valores mais altos apontam maior eficiência e desempenho do projeto (Neto et al., 2020).

O fluxo de caixa livre, base para essas análises, é composto pela economia gerada na aquisição de energia elétrica, enquanto os custos de instalação e manutenção são as principais saídas financeiras. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico, ao ser multiplicada pela tarifa de compensação, define as entradas financeiras do projeto (Pangoni e Pereira Silva, 2023).

4 Metodologia

Esta seção descreve a metodologia adotada para analisar a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos diante dos impactos econômicos da Lei 14.300. São estabelecidas premissas para a coleta de informações, acompanhando resultados de um sistema real, e apresentados os procedimentos de dimensionamento, além dos critérios para a análise comparativa sob a perspectiva regulatória.

4.1 Definições de estudo de caso

A pesquisa tem como objetivo avaliar a viabilidade econômico-financeira de investimentos em sistemas fotovoltaicos. O processo inicia-se com uma visita ao local de estudo, com o intuito de compreender as demandas do consumidor e as razões para a realização da análise financeira e operacional do projeto. Para o grupo B, calcula-se a média de consumo de energia elétrica dos últimos 12 meses, subtraindo a taxa de disponibilidade, que corresponde ao valor mínimo cobrado pelas concessionárias, neste caso, a COELBA Neoenergia, na Bahia. No grupo A, realiza-se uma análise detalhada do consumo elétrico, levando em consideração os cronogramas de ponta e fora de ponta. Para isso, são coletados e avaliados os registros de consumo, identificando os picos de demanda durante os horários de ponta e os períodos de menor consumo fora de ponta, informações essenciais para dimensionar a usina fotovoltaica (UFV) e otimizar os custos de energia.

A seguir, procede-se à avaliação da fatura de energia, considerando o consumo médio obtido nos cálculos anteriores, a partir da qual são coletados dados como: histórico de consumo mensal (kWh), classe do padrão de entrada de energia elétrica, demanda contratada de potência, bandeiras tarifárias, taxas de iluminação, e a incidência de PIS/COFINS e ICMS. Além disso, são coletados dados específicos para o cálculo do FC das unidades onde serão implementadas as usinas de minigeração, incluindo o perfil de consumo diário, a demanda máxima registrada e a duração do intervalo analisado. Em seguida, realiza-se a coleta de dados sobre a irradiação solar média na cidade onde a UFV será instalada, a fim de avaliar o potencial local para a geração de energia solar. Com base nas informações obtidas, são realizadas as seguintes ações para dimensionar o projeto e avaliar sua sustentabilidade financeira: dimensionamento e simulação das Usinas de Microgeração e Minigeração; análise da viabilidade financeira dos projetos, considerando os cenários da REN nº 482/2012 e da Lei nº 14.300; e, por fim, uma análise comparativa entre esses cenários, elucidando as implicações do Marco Legal da Geração Distribuída nos sistemas fotovoltaicos.

Considerando as regras de compensação, os casos selecionados para este estudo são os seguintes: Caso 1, que envolve uma usina de Microgeração com autoconsumo local; e Casos 2 e 3, que se referem a usinas de Minigeração com autoconsumo local inferior a 500 kW.

4.2 Dimensionamento e simulação

Este estudo realiza uma análise dos casos selecionados utilizando o *software* PV*SOL, com o objetivo de simular a produção de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos de microgeração e minigeração. Ao iniciar o *software*, é necessário selecionar a opção de sistema conectado à rede. Em uma nova janela, os dados do projeto são solicitados, começando com a inserção da localização do sistema, para obter informações meteorológicas específicas. A base de dados utilizada é o Meteonorm, a partir da qual o *software* coleta dados sobre velocidade do vento, temperatura média e irradiação média da coordenada escolhida.

Entre os principais parâmetros de simulação, deve-se definir o tipo de estrutura da instalação, bem como a orientação e a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Na tela de entrada de dados do PV*SOL, é possível selecionar o fabricante e a potência dos módulos e inversores, dimensionar as strings e inserir a potência pico do sistema fotovoltaico. Após inserir esses dados, a simulação é executada, gerando resultados sobre a produção de energia, índice de desempenho e perdas em kWh.

4.3 Viabilidade financeira e comparação regulatória

A avaliação financeira é conduzida por meio de uma planilha digital no Excel, considerando inicialmente as normas da REN nº 482, que não previam taxas sobre a compensação de energia. Nesse cenário, a energia injetada é valorizada pelo total da tarifa. Os dados sobre os elementos tarifários da concessionária são obtidos junto à ANEEL. Como exemplo, na Tabela 3 apresentam-se os valores correspondentes às parcelas TE e TUSD aplicáveis à COELBA Neoenergia (ANEEL, 2024b).

O cálculo do fluxo de caixa disponível ao longo da vida útil do UFV baseia-se na economia anual gerada pelo projeto, obtida multiplicando a produção anual de energia pela tarifa de compensação do consumidor. Também são considerados os impactos da degradação anual dos módulos fotovoltaicos, cujas taxas podem ser verificadas na ficha técnica dos equipamentos, tanto para o primeiro ano quanto para os subsequentes.

Tabela 3. Componentes tarifários de energia elétrica.

Componente tarifário	Valor líquido (R\$/MWh)
TE	293,13
TUSD	527,57
TUSD Fio B	322,10

As despesas no fluxo de caixa englobam os custos de implementação do sistema, com destaque para o CAPEX (despesas de capital) e o O&M (operações e manutenção). O CAPEX abrange os custos com aquisição de equipamentos e instalação da usina, sendo dimensionado conforme a potência nominal do projeto (Greener, 2023). Os custos de O&M incluem despesas de manutenção e são ajustados periodicamente pela inflação. O CAPEX é alocado como despesa no ano 0, enquanto os custos de O&M são distribuídos ao longo dos anos de operação.

A análise financeira é realizada sob a perspectiva do empreendimento, sem considerar modelos de comercialização ou arrendamento das usinas. Após a inserção das entradas e saídas na planilha, são calculados o VPL, a TIR, o ROI e o *Payback*. Posteriormente, as regras de compensação da REN n° 482 são ajustadas para refletir as alterações introduzidas pela Lei 14.300, gerando um novo fluxo de caixa. A viabilidade do investimento é analisada com base em uma TMA equivalente à Taxa Selic, que representa a taxa básica de juros da economia brasileira.

5 Resultados e discussões

Nesta seção, apresenta-se uma análise financeira comparativa de três estudos de caso em diferentes cenários regulatórios, considerando as disposições da REN n° 482 e do Marco Legal da Geração Distribuída, estabelecido pela Lei 14.300. Os estudos incluem uma UFV de microgeração com autoconsumo local e duas UFVs de minigeração, ambas com autoconsumo local inferior a 500 kW, seguindo o procedimento descrito na seção anterior.

5.1 Premissas de análise

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram adotadas as seguintes premissas:

- Estrutura do tipo fixa e módulos fotovoltaicos com inclinação de 7°;
- Aplicação da tarifa B1 RESIDENCIAL para a microgeração, e tarifa A4 VERDE para a minigeração;
- Início da operação do UFV em janeiro de 2024;
- Bandeiras tarifárias e taxas de iluminação pública foram incluídas no custo da energia;
- Contratou-se demanda de geração (TUSDg) para a parcela da potência instalada da UFV que excede a demanda contratada de consumo (TUSDc);
- Degradação dos módulos fotovoltaicos de 2% no primeiro ano e 0,85% nos anos subsequentes;
- Na simulação, adota-se 1% a.a. de perdas ôhmicas, 2% a.a. de perdas de sujidade
- 1,5% a.a. de perdas de indisponibilidade;
- Análise de fluxo de caixa para um período de 25 anos;
- Incidência de alíquota de PIS/COFINS 6,59%, e ICMS de 20,50%;
- Custos de Operação e Manutenção (O&M) estimados em 0,8% a.a. do investimento inicial, com correção pelo IPCA (Nakabayashi, 2014);
- Adotou-se a substituição do inversor do SFV após 10 anos de operação, com correção pelo IPCA (BCB, 2024);
- A TMA aplicada é de 12,75% a.a., equivalente à TAXA SELIC vigente (BCB, 2024);
- Reajuste tarifário de 6,04% a.a., conforme as projeções de IPCA (BCB, 2024)

5.2 Caso 1: Microgeração com autoconsumo local

Este estudo avalia a instalação de uma UFV em uma residência unifamiliar localizada em Cruz das Almas, Bahia, com cinco moradores. O consumo médio registrado nos últimos 12 meses foi de 500 kWh/mês, em uma conexão bifásica. Considerando a dedução da taxa de disponibilidade de 50 kWh/mês, cobrada pela COELBA Neoenergia, o consumo projetado para o dimensionamento do SFV foi ajustado para 450 kWh/mês.

A UFV projetada possui uma potência instalada de 4 kW e uma potência de pico de 4,4 kWp, integrada à carga elétrica existente. A simulação realizada no *software* PV*SOL estimou uma produção anual de 6.304 kWh. Aproximadamente 30% dessa energia é consumida imediatamente, considerando o fator de simultaneidade. A Unidade Consumidora (UC) opera em baixa tensão, garantindo a compatibilidade com a infraestrutura existente.

5.2.1 Análise do caso 1 no cenário da REN nº 482 - Pagamento à vista

A economia gerada pela energia injetada na UC é calculada com base na tarifa integral paga pelo consumidor e na compensação da energia produzida. O CAPEX foi estimado considerando o pagamento à vista, enquanto os custos anuais de O&M e a taxa de disponibilidade foram projetados para cobrir as despesas durante a operação da UFV. No caso 1, as saídas de recursos no fluxo de caixa incluem: CAPEX de R\$ 18.913,77, custo anual de disponibilidade de R\$ 675,38 e custo anual de O&M de R\$ 151,31. A Tabela 4 apresenta o fluxo de caixa anual com base no cenário da REN nº 482, detalhando todas as entradas e saídas financeiras ao longo do tempo.

Com base nessas informações, foram calculados os principais indicadores financeiros, como *payback*, VPL, TIR e ROI. No décimo ano de operação, o sistema gerou 5.907,52 kWh, com tarifa de R\$ 1,9082040/kWh. O custo de disponibilidade foi de R\$ 1.144,92, resultando em um reembolso anual de R\$ 10.135,12. Também foi considerado um custo de R\$ 11.899,90 referente à substituição do inversor, conforme descrito na alínea I da subseção 5.1. O custo anual de O&M foi de R\$ 302,47, resultando em um fluxo de caixa anual negativo de R\$ -2.067,25 e acumulado de R\$ 48.029,59. Ressalta-se que esse mesmo formato de tabela e análise foi aplicado aos demais casos de estudo deste trabalho.

Tabela 4. Fluxo de caixa para o cenário da REN nº 482 - Caso 1 (À vista)

Geração			Receitas		Despesas		Fluxo de Caixa	
Ano	Geração	Tarifa	Custo mínimo	Reembolso	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado
0	-	R\$ -			-R\$ 18.913,77	R\$ -	-R\$ 18.913,77	-R\$ 18.913,77
1	6.304,08	R\$ 1,1256343	R\$ 675,38	R\$ 6.420,71	R\$ -	-R\$ 151,31	R\$ 6.269,40	-R\$ 12.644,37
2	6.178,00	R\$ 1,1936227	R\$ 716,17	R\$ 6.658,03	R\$ -	-R\$ 163,41	R\$ 6.494,61	-R\$ 6.149,76
3	6.144,02	R\$ 1,2657175	R\$ 759,43	R\$ 7.017,16	R\$ -	-R\$ 176,49	R\$ 6.840,67	R\$ 690,91
4	6.110,23	R\$ 1,3421668	R\$ 805,30	R\$ 7.395,64	R\$ -	-R\$ 190,61	R\$ 7.205,04	R\$ 7.895,95
5	6.076,62	R\$ 1,4232337	R\$ 853,94	R\$ 7.794,51	R\$ -	-R\$ 205,86	R\$ 7.588,66	R\$ 15.484,61
6	6.043,20	R\$ 1,5091970	R\$ 905,52	R\$ 8.214,86	R\$ -	-R\$ 222,32	R\$ 7.992,54	R\$ 23.477,14
7	6.009,96	R\$ 1,6003525	R\$ 960,21	R\$ 8.657,85	R\$ -	-R\$ 240,11	R\$ 8.417,74	R\$ 31.894,88
8	5.976,91	R\$ 1,6970138	R\$ 1.018,21	R\$ 9.124,69	R\$ -	-R\$ 259,32	R\$ 8.865,37	R\$ 40.760,24
9	5.944,03	R\$ 1,7995134	R\$ 1.079,71	R\$ 9.616,66	R\$ -	-R\$ 280,06	R\$ 9.336,60	R\$ 50.096,84
10	5.911,34	R\$ 1,9082040	R\$ 1.144,92	R\$ 10.135,12	-R\$ 11.899,90	-R\$ 302,47	-R\$ 2.067,25	R\$ 48.029,59
11	5.878,83	R\$ 2,0234595	R\$ 1.214,08	R\$ 10.681,50	R\$ -	-R\$ 326,67	R\$ 10.354,83	R\$ 58.384,42
12	5.846,50	R\$ 2,1456765	R\$ 1.287,41	R\$ 11.257,28	R\$ -	-R\$ 352,80	R\$ 10.904,48	R\$ 69.288,91
13	5.814,34	R\$ 2,2752754	R\$ 1.365,17	R\$ 11.864,06	R\$ -	-R\$ 381,02	R\$ 11.483,04	R\$ 80.771,94
14	5.782,36	R\$ 2,4127020	R\$ 1.447,62	R\$ 12.503,49	R\$ -	-R\$ 411,51	R\$ 12.091,99	R\$ 92.863,93
15	5.750,56	R\$ 2,5584292	R\$ 1.535,06	R\$ 13.177,34	R\$ -	-R\$ 444,43	R\$ 12.732,91	R\$ 105.596,84
16	5.718,93	R\$ 2,7129583	R\$ 1.627,77	R\$ 13.887,44	R\$ -	-R\$ 479,98	R\$ 13.407,46	R\$ 119.004,31
17	5.687,48	R\$ 2,8768210	R\$ 1.726,09	R\$ 14.635,76	R\$ -	-R\$ 518,38	R\$ 14.117,38	R\$ 133.121,68
18	5.656,20	R\$ 3,0505810	R\$ 1.830,35	R\$ 15.424,33	R\$ -	-R\$ 559,85	R\$ 14.864,48	R\$ 147.986,17
19	5.625,09	R\$ 3,2348361	R\$ 1.940,90	R\$ 16.255,33	R\$ -	-R\$ 604,64	R\$ 15.650,69	R\$ 163.636,86
20	5.594,15	R\$ 3,4302202	R\$ 2.058,13	R\$ 17.131,03	R\$ -	-R\$ 653,01	R\$ 16.478,02	R\$ 180.114,88
21	5.563,38	R\$ 3,6374055	R\$ 2.182,44	R\$ 18.053,83	R\$ -	-R\$ 705,25	R\$ 17.348,58	R\$ 197.463,45
22	5.532,78	R\$ 3,8571048	R\$ 2.314,26	R\$ 19.026,26	R\$ -	-R\$ 761,67	R\$ 18.264,59	R\$ 215.728,04
23	5.502,35	R\$ 4,0900739	R\$ 2.454,04	R\$ 20.050,98	R\$ -	-R\$ 822,60	R\$ 19.228,38	R\$ 234.956,42
24	5.472,09	R\$ 4,3371144	R\$ 2.602,27	R\$ 23.733,07	R\$ -	-R\$ 888,41	R\$ 22.844,66	R\$ 257.801,08
25	5.441,99	R\$ 4,5990761	R\$ 2.759,45	R\$ 25.028,14	R\$ -	-R\$ 959,49	R\$ 24.068,65	R\$ 281.869,73

5.2.2 Análise do caso 1 no cenário da REN nº 482 - Pagamento a prazo

Neste cenário, o CAPEX foi financiado em 5 anos, com taxa de juros anual de 8,4% (BNB, 2024). As despesas recorrentes durante a operação incluem os custos anuais de disponibilidade (R\$ 675,38) e de O&M (R\$ 226,47). O valor total financiado do CAPEX foi de R\$ 28.309,00. O fluxo de caixa incorpora o pagamento parcelado do investimento, conforme previsto na REN nº 482/2012, e segue a mesma metodologia aplicada na Tabela 4 para a avaliação financeira do projeto.

5.2.3 Análise do caso 1 no cenário da Lei 14.300 - Pagamento à vista

Com o Marco Legal da GD em vigor desde 2023, parte da energia injetada na rede passou a ser tarifada

gradualmente pela TUSD Fio B. Neste cenário, 70% da energia gerada é injetada, enquanto a fração consumida simultaneamente gera receita pela tarifa integral. Não há cobrança de disponibilidade, e os valores de CAPEX e O&M são os mesmos da subseção 5.2.1. A Tabela 5 apresenta o fluxo de caixa detalhado conforme a Lei 14.300, considerando o pagamento à vista do CAPEX, com registros completos das entradas e saídas financeiras. A legislação prevê subsídios à GD até 2045.

Tabela 5. Fluxo de caixa para o cenário da Lei 14.300 - Caso 1 (À vista)

Geração			Receitas		Despesas			Fluxo de Caixa	
Ano	Geração	Tarifa	Custo mínimo	Reembolso	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	Fio B (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado
0	-	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 18.913,77	R\$ -	-	-R\$ 18.913,77	-R\$ 18.913,77
1	6.304,08	R\$ 1,1256343	R\$ 675,38	R\$ 6.420,71	R\$ -	-R\$ 151,31	-R\$ 263,02	R\$ 6.006,38	-R\$ 12.907,39
2	6.178,00	R\$ 1,1936227	R\$ 716,17	R\$ 6.658,03	R\$ -	-R\$ 163,41	-R\$ 417,58	R\$ 6.077,03	-R\$ 6.830,36
3	6.144,02	R\$ 1,2657175	R\$ 759,43	R\$ 7.017,16	R\$ -	-R\$ 176,49	-R\$ 553,70	R\$ 6.286,97	-R\$ 543,39
4	6.110,23	R\$ 1,3421668	R\$ 805,30	R\$ 7.395,64	R\$ -	-R\$ 190,61	-R\$ 688,32	R\$ 6.516,71	R\$ 5.973,32
5	6.076,62	R\$ 1,4232337	R\$ 853,94	R\$ 7.794,51	R\$ -	-R\$ 205,86	-R\$ 821,45	R\$ 6.767,21	R\$ 12.740,53
6	6.043,20	R\$ 1,5091970	R\$ 905,52	R\$ 8.214,86	R\$ -	-R\$ 222,32	-R\$ 907,70	R\$ 7.084,84	R\$ 19.825,37
7	6.009,96	R\$ 1,6003525	R\$ 960,21	R\$ 8.657,85	R\$ -	-R\$ 240,11	-R\$ 902,71	R\$ 7.515,03	R\$ 27.340,40
8	5.976,91	R\$ 1,6970138	R\$ 1.018,21	R\$ 9.124,69	R\$ -	-R\$ 259,32	-R\$ 897,74	R\$ 7.967,63	R\$ 35.308,02
9	5.944,03	R\$ 1,7995134	R\$ 1.079,71	R\$ 9.616,66	R\$ -	-R\$ 280,06	-R\$ 892,80	R\$ 8.443,79	R\$ 43.751,82
10	5.911,34	R\$ 1,9082040	R\$ 1.144,92	R\$ 10.135,12	-R\$ 11.899,90	-R\$ 302,47	-R\$ 887,89	R\$ 2.955,14	R\$ 40.796,68
11	5.878,83	R\$ 2,0234595	R\$ 1.214,08	R\$ 10.681,50	R\$ -	-R\$ 326,67	-R\$ 883,01	R\$ 9.471,82	R\$ 50.268,50
12	5.846,50	R\$ 2,1456765	R\$ 1.287,41	R\$ 11.257,28	R\$ -	-R\$ 352,80	-R\$ 878,15	R\$ 10.026,33	R\$ 60.294,83
13	5.814,34	R\$ 2,2752754	R\$ 1.365,17	R\$ 11.864,06	R\$ -	-R\$ 381,02	-R\$ 873,32	R\$ 10.609,71	R\$ 70.904,54
14	5.782,36	R\$ 2,4127020	R\$ 1.447,62	R\$ 12.503,49	R\$ -	-R\$ 411,51	-R\$ 868,52	R\$ 11.223,47	R\$ 82.128,01
15	5.750,56	R\$ 2,5584292	R\$ 1.535,06	R\$ 13.177,34	R\$ -	-R\$ 444,43	-R\$ 863,74	R\$ 11.869,17	R\$ 93.997,18
16	5.718,93	R\$ 2,7129583	R\$ 1.627,77	R\$ 13.887,44	R\$ -	-R\$ 479,98	-R\$ 858,99	R\$ 12.548,47	R\$ 106.545,65
17	5.687,48	R\$ 2,8768210	R\$ 1.726,09	R\$ 14.635,76	R\$ -	-R\$ 518,38	-R\$ 854,27	R\$ 13.263,11	R\$ 119.808,76
18	5.656,20	R\$ 3,0505810	R\$ 1.830,35	R\$ 15.424,33	R\$ -	-R\$ 559,85	-R\$ 849,57	R\$ 14.014,91	R\$ 133.823,67
19	5.625,09	R\$ 3,2348361	R\$ 1.940,90	R\$ 16.255,33	R\$ -	-R\$ 604,64	-R\$ 844,90	R\$ 14.805,79	R\$ 148.629,47
20	5.594,15	R\$ 3,4302202	R\$ 2.058,13	R\$ 17.131,03	R\$ -	-R\$ 653,01	-R\$ 840,25	R\$ 15.637,77	R\$ 164.267,23
21	5.563,38	R\$ 3,6374055	R\$ 2.182,44	R\$ 18.053,83	R\$ -	-R\$ 705,25	-R\$ 835,63	R\$ 16.512,95	R\$ 180.780,18
22	5.532,78	R\$ 3,8571048	R\$ 2.314,26	R\$ 19.026,26	R\$ -	-R\$ 761,67	-R\$ 831,03	R\$ 17.433,55	R\$ 198.213,73
23	5.502,35	R\$ 4,0900739	R\$ 2.454,04	R\$ 20.050,98	R\$ -	-R\$ 822,60	-R\$ 826,46	R\$ 18.401,91	R\$ 216.615,65
24	5.472,09	R\$ 4,3371144	R\$ 2.602,27	R\$ 21.130,81	R\$ -	-R\$ 888,41	-R\$ 821,92	R\$ 19.420,48	R\$ 236.036,13
25	5.441,99	R\$ 4,5990761	R\$ 2.759,45	R\$ 22.268,69	R\$ -	-R\$ 959,49	-R\$ 817,40	R\$ 20.491,81	R\$ 256.527,93

5.2.4 Análise do caso 1 no cenário da Lei 14.300 - Pagamento a prazo

Neste cenário, mantêm-se os mesmos valores de CAPEX e custos de O&M apresentados na subseção 5.2.2. A principal diferença é a exclusão do custo de disponibilidade, já que a Lei 14.300 prevê a cobrança gradual da TUSD Fio B sobre a energia injetada. A análise segue o mesmo procedimento aplicado na Tabela 5, adaptado ao modelo de pagamento a prazo.

5.2.5 Análise dos resultados do caso 1

A Tabela 6 apresenta os principais indicadores financeiros para o Caso 1, considerando os cenários regulatórios da REN nº 482/2012 e da Lei nº 14.300/2022, com pagamento do CAPEX à vista e a prazo. Os valores de VPL, TIR e ROI foram calculados considerando um período de 25 anos após o investimento. O payback também é apresentado, indicando o tempo necessário para retorno do capital investido em cada cenário.

Tabela 6. Indicadores financeiros do Caso 1

Indicador	REN 482 à vista	REN 482 a prazo	Lei 14.300 à vista	Lei 14.300 a prazo
Payback (anos)	2 anos e 11 meses	4 anos e 3 meses	3 anos e 1 mês	4 anos e 7 meses
VPL (R\$)	54.984,61	44.378,78	48.649,18	38.043,35
TIR (%)	37,16	25,75	34,50	23,85
ROI (%)	673	470	415	315

5.3 Caso 2: Minigeração com autoconsumo local inferior a 500 kW

Este caso analisa a implantação de uma UFV em uma unidade consumidora do grupo A, situada em Cruz das Almas (BA), com consumo médio de 14.631,35 kWh/mês fora do horário de ponta e 1.787,96 kWh/mês no horário de ponta, em conexão trifásica. A demanda contratada atual é de 30 kW. O projeto prevê uma UFV com 125 kW de potência instalada (202,40 kWp), com geração anual estimada de

207.128,16 kWh, conforme simulação no PV*SOL. Adota-se um fator de simultaneidade de 70% para consumo imediato da energia gerada. O fator de carga da unidade é de 0,93. Considerando a potência instalada, será necessária a instalação de uma subestação aérea de 150 kVA (13.800-380/220V), cujo custo está incluso no CAPEX.

No cenário da Lei 14.300, será preciso contratar 95 kW adicionais em TUSDg, totalizando 125 kW, para integrar a UFV ao consumo da unidade. Já no cenário da REN nº 482, a demanda contratada deve ser ajustada para 150 kW, equivalente à potência total instalada, garantindo o funcionamento pleno do sistema.

5.3.1 Análise do caso 2 no cenário da REN nº 482 - Pagamento à vista

No cenário da REN nº 482, a análise econômica considera a compensação total da energia injetada na rede, utilizando a tarifa integral do consumidor como referência. O CAPEX, realizado à vista, é de R\$ 572.162,13. Durante a operação da UFV, as despesas anuais incluem o custo com demanda contratada, que totaliza R\$ 95.888,08, além do custo de O&M, estimado em R\$ 4.577,30.

A Tabela 7 apresenta o fluxo de caixa do caso 2 com base nessas premissas, detalhando todas as movimentações financeiras ao longo dos anos. Essa estrutura permite a avaliação da viabilidade econômica do projeto, possibilitando o cálculo do payback do investimento e demais indicadores financeiros ao longo do horizonte de análise.

Tabela 7. Fluxo de caixa para o cenário da REN nº 482 - Caso 2 (À vista)

Tabela 7 - Fluxo de caixa para o plano de R\$ 14,102 - Caso 2 (1ª vista)											
Geração		Tarifas			Receitas		Despesas			Fluxo de Caixa	
Ano	Geração	Tarifa FP (R\$/kWh)	Tarifa P (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)	Reembolso	Custo mínimo	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado	
0	-	R\$ -	-	R\$ -	-	-	-R\$ 572.162,13	R\$ -	-R\$ 572.162,13	-R\$ 572.162,13	
1	207.128,16	R\$ 0,472926	R\$ 4,145412	R\$ 53,271156	R\$ 171.976,44	-R\$ 95.888,08	R\$ -	-R\$ 4.577,30	R\$ 71.511,06	R\$ 500.651,07	
2	202.985,60	R\$ 0,501490	R\$ 4,395795	R\$ 56,488734	R\$ 182.363,82	-R\$ 101.679,72	R\$ -	-R\$ 4.943,48	R\$ 75.740,61	-R\$ 424.910,45	
3	201.869,18	R\$ 0,531780	R\$ 4,661301	R\$ 59,900654	R\$ 193.378,59	-R\$ 107.821,18	R\$ -	-R\$ 5.338,96	R\$ 80.218,46	-R\$ 344.692,00	
4	200.758,90	R\$ 0,563900	R\$ 4,942844	R\$ 63,518653	R\$ 205.058,66	-R\$ 114.333,58	R\$ -	-R\$ 5.766,08	R\$ 84.959,01	-R\$ 259.732,99	
5	199.654,72	R\$ 0,597959	R\$ 5,241391	R\$ 67,355180	R\$ 217.444,20	-R\$ 121.239,32	R\$ -	-R\$ 6.227,36	R\$ 89.977,52	-R\$ 169.755,48	
6	198.556,62	R\$ 0,634076	R\$ 5,557971	R\$ 71,423433	R\$ 230.577,83	-R\$ 128.562,18	R\$ -	-R\$ 6.725,55	R\$ 95.290,10	-R\$ 74.465,37	
7	197.464,56	R\$ 0,672374	R\$ 5,893673	R\$ 75,737408	R\$ 244.504,73	-R\$ 136.327,33	R\$ -	-R\$ 7.263,60	R\$ 100.913,80	R\$ 26.448,43	
8	196.378,50	R\$ 0,712986	R\$ 6,249651	R\$ 80,311947	R\$ 259.272,82	-R\$ 144.561,51	R\$ -	-R\$ 7.844,68	R\$ 106.866,63	R\$ 133.315,06	
9	195.298,42	R\$ 0,756050	R\$ 6,627130	R\$ 85,162789	R\$ 274.932,90	-R\$ 153.293,02	R\$ -	-R\$ 8.472,26	R\$ 113.167,62	R\$ 246.482,68	
10	194.224,28	R\$ 0,801715	R\$ 7,027408	R\$ 90,306621	R\$ 291.538,84	-R\$ 162.551,92	-R\$ 49.433,19	-R\$ 9.150,04	R\$ 70.403,69	R\$ 316.886,37	
11	193.156,05	R\$ 0,850139	R\$ 7,451864	R\$ 95,761141	R\$ 309.147,79	-R\$ 172.370,05	R\$ -	-R\$ 9.882,04	R\$ 126.895,69	R\$ 443.782,06	
12	192.093,69	R\$ 0,901487	R\$ 7,901956	R\$ 101,545114	R\$ 327.820,32	-R\$ 182.781,21	R\$ -	-R\$ 10.672,60	R\$ 134.366,51	R\$ 578.148,57	
13	191.037,17	R\$ 0,955937	R\$ 8,379235	R\$ 107,678439	R\$ 347.620,66	-R\$ 193.821,19	R\$ -	-R\$ 11.526,41	R\$ 142.273,06	R\$ 720.421,63	
14	189.986,47	R\$ 1,013676	R\$ 8,885340	R\$ 114,182217	R\$ 368.616,95	-R\$ 205.527,99	R\$ -	-R\$ 12.448,53	R\$ 150.640,43	R\$ 871.062,06	
15	188.941,54	R\$ 1,074902	R\$ 9,422015	R\$ 121,078823	R\$ 390.881,41	-R\$ 217.941,88	R\$ -	-R\$ 13.444,41	R\$ 159.495,13	R\$ 1.030.557,19	
16	187.902,37	R\$ 1,139826	R\$ 9,991105	R\$ 128,391984	R\$ 414.490,65	-R\$ 231.105,57	R\$ -	-R\$ 14.519,96	R\$ 168.865,12	R\$ 1.199.422,31	
17	186.868,90	R\$ 1,208671	R\$ 10,594567	R\$ 136,146860	R\$ 439.525,89	-R\$ 245.064,35	R\$ -	-R\$ 15.681,56	R\$ 178.779,98	R\$ 1.378.202,29	
18	185.841,12	R\$ 1,281675	R\$ 11,234479	R\$ 144,370130	R\$ 466.073,25	-R\$ 259.866,23	R\$ -	-R\$ 16.936,08	R\$ 189.270,94	R\$ 1.567.473,23	
19	184.819,00	R\$ 1,359088	R\$ 11,913042	R\$ 153,090086	R\$ 494.224,08	-R\$ 275.562,15	R\$ -	-R\$ 18.290,97	R\$ 200.370,95	R\$ 1.767.844,18	
20	183.802,49	R\$ 1,441177	R\$ 12,632589	R\$ 162,336727	R\$ 524.075,21	-R\$ 292.206,11	R\$ -	-R\$ 19.754,25	R\$ 212.114,86	R\$ 1.979.959,03	
21	182.791,58	R\$ 1,528224	R\$ 13,395598	R\$ 172,141865	R\$ 555.729,35	-R\$ 309.855,36	R\$ -	-R\$ 21.334,59	R\$ 224.539,41	R\$ 2.204.498,44	
22	181.786,23	R\$ 1,620529	R\$ 14,204692	R\$ 182,539234	R\$ 589.295,40	-R\$ 328.570,62	R\$ -	-R\$ 23.041,35	R\$ 237.683,43	R\$ 2.442.181,87	
23	180.786,40	R\$ 1,718409	R\$ 15,062655	R\$ 193,564604	R\$ 624.888,85	-R\$ 348.416,29	R\$ -	-R\$ 24.884,66	R\$ 251.587,90	R\$ 2.693.769,77	
24	179.792,08	R\$ 1,822201	R\$ 15,972440	R\$ 205,255906	R\$ 662.632,13	-R\$ 369.460,63	R\$ -	-R\$ 26.875,43	R\$ 266.296,07	R\$ 2.960.065,85	
25	178.803,22	R\$ 1,932262	R\$ 16,937175	R\$ 217,653362	R\$ 702.655,11	-R\$ 391.776,05	R\$ -	-R\$ 29.025,47	R\$ 281.853,59	R\$ 3.241.919,44	

5.3.2 Análise do caso 2 no cenário da REN nº 482 - Pagamento a prazo

Para este cenário, o CAPEX foi estimado em R\$ 856.378,04, considerando financiamento bancário em 5 anos, com taxa de juros anual de 8,4% (BNB, 2024). As despesas anuais envolvem R\$ 95.888,08 referentes à demanda contratada e R\$ 6.851,02 com custos de O&M. O fluxo de caixa foi estruturado seguindo o mesmo procedimento adotado na Tabela 7, o que permitiu a análise do desempenho econômico do projeto com CAPEX financiado, por meio dos principais indicadores financeiros.

5.3.3 Análise do caso 2 no cenário da Lei 14.300 - Pagamento à vista

Por se tratar de um sistema com potência inferior a 500 kW, aplica-se a cobrança gradativa da TUSD Fio B sobre a energia injetada na rede. Nesse contexto, estima-se que 30% da energia gerada será injetada, enquanto os 70% consumidos simultaneamente geram receita com base na tarifa integral do consumidor. O custo adicional de demanda é calculado segundo a tarifa TUSDg, conforme apresentado na Figura 3. Os valores de CAPEX e O&M seguem os mesmos da subseção 5.3.1. O fluxo de caixa do caso 2, com CAPEX pago à vista e sob as diretrizes da Lei 14.300, está descrito na Tabela 8, reunindo todas as

transações financeiras. Essa estrutura serve de base para a avaliação dos indicadores econômicos do projeto.

Tabela 8. Fluxo de caixa para o cenário da Lei 14.300 - Caso 2 (À vista)

Geração		Tarifas				Receitas		Despesas				Fluxo de Caixa	
Ano	Geração	Tarifa FP (R\$/kWh)	Tarifa P (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kW)	TUSD G (R\$/kW)	Reembolso	Custo mínimo	CAPEX (R\$)	OPEX (R\$)	Fio B (R\$)	FC anual (R\$)	FC Acumulado	
0	-	-	-	-	-	-	-	-R\$ 572.162,13	R\$ -	-R\$ -	-R\$ 572.162,13	-R\$ 572.162,13	
1	207.128,16	R\$ 0,4729255	R\$ 4,1454122	R\$ 53,2711562	R\$ 27,9111233	R\$ 171.976,44	-R\$ 50.996,30	R\$ -	-R\$ 4.577,30	-R\$ 6.658,38	R\$ 109.744,46	-R\$ 462.417,67	
2	202.985,60	R\$ 0,5014902	R\$ 4,3957950	R\$ 56,4887341	R\$ 29,5969552	R\$ 182.363,82	-R\$ 54.076,47	R\$ -	-R\$ 4.943,48	-R\$ 10.570,85	R\$ 112.773,01	-R\$ 349.644,66	
3	201.869,18	R\$ 0,5317802	R\$ 4,6613011	R\$ 59,9006536	R\$ 31,3846112	R\$ 193.378,59	-R\$ 57.342,69	R\$ -	-R\$ 5.338,96	-R\$ 14.016,95	R\$ 116.679,99	-R\$ 232.964,67	
4	200.758,90	R\$ 0,5638998	R\$ 4,9428437	R\$ 63,5186531	R\$ 33,2802418	R\$ 205.058,66	-R\$ 60.806,19	R\$ -	-R\$ 5.766,08	-R\$ 17.424,82	R\$ 121.061,57	-R\$ 111.903,10	
5	199.654,72	R\$ 0,5979593	R\$ 5,2413914	R\$ 67,3551797	R\$ 35,2903684	R\$ 217.444,20	-R\$ 64.478,88	R\$ -	-R\$ 6.227,36	-R\$ 20.794,78	R\$ 125.943,17	-R\$ 14.040,08	
6	198.556,62	R\$ 0,6340761	R\$ 5,5579714	R\$ 71,4234326	R\$ 37,4219066	R\$ 230.577,83	-R\$ 68.373,41	R\$ -	-R\$ 6.725,55	-R\$ 22.978,23	R\$ 132.500,64	-R\$ 146.540,72	
7	197.464,56	R\$ 0,6723742	R\$ 5,8936729	R\$ 75,7374079	R\$ 39,6821898	R\$ 244.504,73	-R\$ 72.503,16	R\$ -	-R\$ 7.263,60	-R\$ 22.851,85	R\$ 141.886,12	-R\$ 288.426,84	
8	196.378,50	R\$ 0,7129856	R\$ 6,2496508	R\$ 80,3119473	R\$ 42,0789940	R\$ 259.272,82	-R\$ 76.882,35	R\$ -	-R\$ 7.844,68	-R\$ 22.726,17	R\$ 151.819,61	-R\$ 440.246,45	
9	195.298,42	R\$ 0,7560500	R\$ 6,6271297	R\$ 85,1627890	R\$ 44,6205653	R\$ 274.932,90	-R\$ 81.526,05	R\$ -	-R\$ 8.472,26	-R\$ 22.601,17	R\$ 162.333,42	-R\$ 602.579,87	
10	194.224,28	R\$ 0,8017154	R\$ 7,0274083	R\$ 90,3066214	R\$ 47,3156474	R\$ 291.538,84	-R\$ 86.450,22	-R\$ 49.433,19	-R\$ 9.150,04	-R\$ 22.476,87	R\$ 124.028,52	-R\$ 726.608,39	
11	193.156,05	R\$ 0,8501390	R\$ 7,4518638	R\$ 95,7611413	R\$ 50,1735125	R\$ 309.147,79	-R\$ 91.671,82	R\$ -	-R\$ 9.882,04	-R\$ 22.353,24	R\$ 185.240,69	-R\$ 911.849,08	
12	192.093,69	R\$ 0,9014874	R\$ 7,9019563	R\$ 101,5451143	R\$ 53,2039927	R\$ 327.820,32	-R\$ 97.208,79	R\$ -	-R\$ 10.672,60	-R\$ 22.230,30	R\$ 197.708,62	-R\$ 1.109.557,70	
13	191.037,17	R\$ 0,9559372	R\$ 8,3792345	R\$ 107,6784392	R\$ 56,4175138	R\$ 347.620,66	-R\$ 103.080,20	R\$ -	-R\$ 11.526,41	-R\$ 22.108,03	R\$ 210.906,01	-R\$ 1.320.463,71	
14	189.986,47	R\$ 1,0136759	R\$ 8,8853403	R\$ 114,1822169	R\$ 59,8251317	R\$ 368.616,95	-R\$ 109.306,25	R\$ -	-R\$ 12.448,53	-R\$ 22.875,44	R\$ 224.875,74	-R\$ 1.545.339,45	
15	188.941,54	R\$ 1,0749019	R\$ 9,4220148	R\$ 121,0788228	R\$ 63,4385696	R\$ 390.881,41	-R\$ 115.908,35	R\$ -	-R\$ 13.444,41	-R\$ 21.865,51	R\$ 239.663,15	-R\$ 1.785.002,59	
16	187.902,37	R\$ 1,1398260	R\$ 9,9911045	R\$ 128,3919837	R\$ 67,2702592	R\$ 414.490,65	-R\$ 122.909,21	R\$ -	-R\$ 14.519,96	-R\$ 21.745,25	R\$ 255.316,23	-R\$ 2.040.318,82	
17	186.868,90	R\$ 1,2086714	R\$ 10,5945672	R\$ 136,1468595	R\$ 71,3333829	R\$ 439.525,89	-R\$ 130.332,93	R\$ -	-R\$ 15.681,56	-R\$ 21.625,66	R\$ 271.885,75	-R\$ 2.312.204,57	
18	185.841,12	R\$ 1,2816752	R\$ 11,2344791	R\$ 144,3701298	R\$ 75,6419192	R\$ 466.073,25	-R\$ 138.205,03	R\$ -	-R\$ 16.936,08	-R\$ 21.506,71	R\$ 289.425,42	-R\$ 2.601.629,99	
19	184.819,00	R\$ 1,3590884	R\$ 11,9130416	R\$ 153,0900857	R\$ 80,2106911	R\$ 494.224,08	-R\$ 146.552,62	R\$ -	-R\$ 18.290,97	-R\$ 21.388,43	R\$ 307.992,06	-R\$ 2.909.622,05	
20	183.802,49	R\$ 1,4411773	R\$ 12,6325893	R\$ 162,3367268	R\$ 85,0554169	R\$ 524.075,21	-R\$ 155.404,40	R\$ -	-R\$ 19.754,25	-R\$ 21.270,79	R\$ 327.645,78	-R\$ 3.237.267,82	
21	182.791,58	R\$ 1,5282244	R\$ 13,3955977	R\$ 172,1418652	R\$ 90,1927641	R\$ 555.729,35	-R\$ 164.790,82	R\$ -	-R\$ 21.334,59	-R\$ 21.153,80	R\$ 348.450,14	-R\$ 3.585.717,97	
22	181.786,23	R\$ 1,6205292	R\$ 14,2046918	R\$ 182,5392338	R\$ 95,6404070	R\$ 589.295,40	-R\$ 174.744,19	R\$ -	-R\$ 23.041,35	-R\$ 21.037,46	R\$ 370.472,41	-R\$ 3.956.190,37	
23	180.786,40	R\$ 1,7184091	R\$ 15,0626552	R\$ 193,5646035	R\$ 101,4170876	R\$ 624.888,85	-R\$ 185.298,74	R\$ -	-R\$ 24.884,66	-R\$ 20.921,75	R\$ 393.783,70	-R\$ 4.349.974,07	
24	179.792,08	R\$ 1,8222011	R\$ 15,9724396	R\$ 205,2559056	R\$ 107,5426797	R\$ 662.632,13	-R\$ 196.490,78	R\$ -	-R\$ 26.875,43	-R\$ 20.806,68	R\$ 418.459,24	-R\$ 4.768.433,31	
25	178.803,22	R\$ 1,9322620	R\$ 16,9371750	R\$ 217,6533623	R\$ 114,0382575	R\$ 702.655,11	-R\$ 208.358,82	R\$ -	-R\$ 29.025,47	-R\$ 20.692,24	R\$ 444.578,58	-R\$ 5.213.011,89	

5.3.4 Análise do caso 2 no cenário da Lei 14.300 - Pagamento a prazo

Para este cenário, os valores de CAPEX e os custos anuais de O&M são os mesmos adotados na análise da subseção 5.3.2. A diferença central está na substituição do custo de disponibilidade pela cobrança progressiva da TUSD Fio B sobre a energia injetada, conforme estabelece a Lei 14.300. A metodologia empregada segue o mesmo padrão utilizado na Tabela 8, considerando o pagamento parcelado do investimento inicial.

5.3.5 Análise dos resultados do caso 2

A Tabela 9 apresenta a consolidação dos resultados financeiros do Caso 2, considerando os diferentes cenários regulatórios (REN nº 482 e Lei nº 14.300) e as modalidades de pagamento (à vista e a prazo). Os valores de VPL, TIR e ROI foram calculados com base em um horizonte de 25 anos após o investimento inicial.

Tabela 9. Indicadores financeiros do Caso 2

Indicador	REN 482 à vista	REN 482 a prazo	Lei 14.300 à vista	Lei 14.300 a prazo
Payback (anos)	6 anos e 9 meses	10 anos	4 anos e 11 meses	7 anos e 1 mês
VPL (R\$)	357.245,79	36.407,73	808.712,52	48.787,45
TIR (%)	17,21	11,70	23,62	16,65
ROI (%)	339	198	357	249

5.4 Caso 3: Minigeração com autoconsumo local inferior a 500 kW

Este estudo avalia a implantação de uma UFV em uma unidade consumidora do grupo A, localizada em Cruz das Almas, Bahia, com consumo médio mensal de 20.229,27 kWh fora do horário de ponta e 1.985,60 kWh no horário de ponta. A demanda contratada com a COELBA é de 45 kW. O projeto prevê uma UFV com 200 kW de potência instalada e 273,35 kWp de pico, com geração anual estimada em 277.791,00 kWh. Adota-se um fator de simultaneidade de 70% e fator de carga de 0,66. Também está prevista a instalação de uma subestação aérea de 225 kVA, cujo custo está incluído no CAPEX.

Considerando o cenário regulado pela Lei 14.300, será necessária a contratação de 155 kW adicionais em TUSDg para atender à potência da UFV. Já no cenário da REN nº 482, a demanda contratada deverá ser ajustada para 200 kW, equivalente à potência total do sistema.

5.4.1 Análise do caso 3 no cenário da REN nº 482

A análise financeira do Caso 3, sob a regulamentação da REN nº 482, foi conduzida considerando duas modalidades de pagamento do investimento inicial. No cenário com pagamento à vista, o CAPEX totalizou R\$ 859.188,61, com despesas operacionais anuais estimadas em R\$ 127.850,77 para demanda contratada e R\$ 6.873,51 para O&M. A economia gerada baseia-se na compensação integral da energia injetada e no abatimento proporcional ao consumo da unidade.

No modelo com financiamento bancário, o CAPEX foi estimado em R\$ 1.285.982,10, considerando um prazo de cinco anos e taxa de juros anual de 8,4%. As despesas anuais incluíram R\$ 127.850,77 referentes à disponibilidade e R\$ 10.287,86 para O&M. A análise do fluxo de caixa, realizada conforme a metodologia aplicada no caso 2 (subseção 5.3), possibilitou o cálculo dos principais indicadores financeiros para ambos os cenários, com destaque para o impacto do financiamento no tempo de retorno e na rentabilidade do projeto.

5.4.2 Análise do caso 3 no cenário da Lei 14.300

A análise do Caso 3, sob a vigência da Lei nº 14.300, considera a aplicação progressiva da TUSD Fio B sobre a energia excedente injetada na rede, visto que o sistema fotovoltaico possui potência inferior a 500 kW. Estima-se que 30% da energia gerada seja injetada e, portanto, sujeita à incidência parcial da TUSDg, enquanto os 70% consumidos simultaneamente são remunerados pela tarifa integral. Os custos adicionais de demanda seguem a estrutura tarifária da TUSDg, e os valores de CAPEX e O&M utilizados são os mesmos da subseção 5.4.1.

No cenário com pagamento à vista, o investimento total é de R\$ 859.188,61, com despesas anuais de R\$ 127.850,77 referentes à demanda contratada e R\$ 6.873,51 com O&M. Já no cenário financiado, o CAPEX é de R\$ 1.285.982,10, parcelado em cinco anos a uma taxa anual de 8,4%, com despesas operacionais de R\$ 127.850,77 (demanda) e R\$ 10.287,86 (O&M). O fluxo de caixa de ambos os modelos foi elaborado conforme a metodologia aplicada nas análises anteriores, permitindo a avaliação dos principais indicadores financeiros do projeto no contexto da nova regulamentação.

5.4.3 Análise dos resultados do caso 3

Os resultados consolidados do caso 3 são apresentados na Tabela 10, reunindo os principais indicadores financeiros obtidos a partir dos diferentes cenários regulatórios e formas de pagamento avaliadas. Com base nos fluxos de caixa projetados ao longo de 25 anos, foi possível determinar os valores de VPL, TIR, ROI e o tempo de retorno do investimento para cada condição analisada.

Tabela 10. Indicadores financeiros do Caso 3

Indicador	REN 482 à vista	REN 482 a prazo	Lei 14.300 à vista	Lei 14.300 a prazo
Payback (anos)	8 anos e 8 meses	13 anos	6 anos e 9 meses	10 anos e 3 meses
VPL (R\$)	139.065,92	-342.721,31	569.756,68	87.969,44
TIR (%)	12,91	8,20	17,44	11,95
ROI (%)	220	119	240	159

6 Conclusões

Este estudo avaliou os impactos econômicos da Lei nº 14.300/2022 sobre projetos de geração distribuída nos cenários de microgeração e minigeração. Para sistemas residenciais de menor porte (Caso 1), a nova legislação resultou em piora nos indicadores financeiros: no modelo com CAPEX à vista, o payback aumentou em dois meses, o VPL caiu 11,52%, a TIR reduziu 8% e o ROI sofreu queda de 38,33%. Quando o investimento foi financiado, o payback aumentou em quatro meses, com perdas proporcionais nos demais indicadores.

Em contrapartida, os projetos de minigeração (Casos 2 e 3) apresentaram melhora significativa nos resultados. O Caso 2 teve redução de 1 ano e 10 meses no payback, aumento de 226,27% no VPL e acréscimo de 37,24% na TIR. O Caso 3 apresentou desempenho ainda mais expressivo, com redução de 1 ano e 11 meses no payback, crescimento de 409,70% no VPL e aumento de 35,09% na TIR. A análise também revelou a influência do Fator de Carga (FC) na rentabilidade: o Caso 2, com FC de 0,93, teve desempenho superior ao Caso 3, com FC de 0,66, indicando que a regularidade no consumo é essencial

para maximizar o retorno econômico.

Conclui-se que a Lei nº 14.300 favorece projetos de maior escala, tornando-os mais viáveis economicamente e atrativos para consumidores do Grupo A. Já os sistemas de microgeração, especialmente os residenciais, foram mais impactados negativamente, apontando para a necessidade de políticas regulatórias mais equilibradas, que incentivem a geração distribuída de forma justa entre os diferentes perfis de consumidores.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio e colaboração oferecidos pela Universidade Federal do Recôncavo da Bahia (UFRB) e da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

Referências bibliográficas

ABSOLAR (2024) ‘Infográfico sobre o mercado solar’, *ABSOLAR*, [online]. Disponível em: www.absolar.org.br/mercado/infografico/ (acesso em: 21 novembro 2024).

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2021) ‘Resolução Normativa Nº 1000/2021, de 7 de dezembro de 2021’, [online]. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf (acesso em: 23 novembro 2024).

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2023) *Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret*, [online]. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret (acesso em: 24 novembro 2024).

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2024a) *Micro e Minigeração Distribuída*, [online]. Disponível em: www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida (acesso em: 23 novembro 2024).

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2024b) *Tarifa e procedimentos de regulação tarifária*, [online]. Disponível em: www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/ (acesso em: 2 dezembro 2024).

Aguiar, FM d. (2022) *Estudo para aplicação de usinas virtuais de energia no Brasil*. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Disponível em: www.lume.ufrgs.br/handle/10183/235937

Almeida, LGP (2023) *Estudo de caso do impacto financeiro nos sistemas de microgeração fotovoltaica sob o marco legal de geração distribuída Lei 14.300/2022*. TCC (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista. Disponível em: www.oasisbr.ibict.br/vufind/Record/UNSP_7761b48336b9732b5427f023f49432b8

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2012) ‘Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012’, [online]. Disponível em: www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf (acesso em: 23 novembro 2024).

Banco Central do Brasil (BCB) (2024) *Boletim Focus*, [online]. Disponível em: www.bcb.gov.br/publicacoes/focus (acesso em: 15 novembro 2024).

Banco do Nordeste (BNB) (2024) *FNE Sol*, [online]. Disponível em: www.bnb.gov.br/fne-sol (acesso em: 1 dezembro 2024).

Brasil (2022) *Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022*, [online]. Disponível em: in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821 (acesso em: 22 novembro 2024).

Brasil Energia (2022) ‘SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica’, *Brasil Energia*, [online]. Disponível em: energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/glossario/scee-sistema-de-compensacao-de-energia-eletrica (acesso em: 22 novembro 2024).

Energês (2023) ‘Simultaneidade: impacto na viabilidade da geração de energia’, *Energês*, fevereiro 2023, [online]. Disponível em: energes.com.br/simultaneidade/ (acesso em: 22 novembro 2024).

Felix, EPS (2023) *O mercado livre de energia no Brasil: um estudo de caso no Instituto Federal da Paraíba*. Centro de Engenharias-CE, Universidade Federal da Paraíba. Dissertação (B.S. thesis).

Greener (2023) *Estudo Estratégico Grandes Usinas Solares 2023*, [online]. Greener. Disponível em:

www.greener.com.br/estudo/estudo-grandes-usinas-solares-2023/ (acesso em: 25 novembro 2024).

Greener (2024) *Sumário Executivo - Estudo de Geração Distribuída - 1º semestre 2024*, [online]. Greener. Disponível em: www.greener.com.br/estudos/sumario-executivo-estudo-de-geracao-distribuida-1sem-2024/ (acesso em: 26 novembro 2024).

Mamede Filho, J (2023) *Instalações Elétricas Industriais*, 10ª ed. Rio de Janeiro: LTC.

Nakabayashi, RK (2014) *Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.106.2014.tde-26012015-141237> (acesso em: 24 novembro 2024).

Oliveira, CdC (2022) *Análise da lei nº 14.300/2022 e suas alterações na REN nº 482/2012*. Centro de Engenharias-CE, Universidade Federal Rural do Semi-Árido. Disponível em: <https://repositorio.ufersa.edu.br/handle/prefix/9547> (acesso em: 24 novembro 2024).

Pangoni, F e Pereira Silva, RE (2023) ‘Análise técnica e econômica entre o veículo elétrico Nissan Leaf e o veículo a combustão interna Nissan Versa’, *Latin American Journal of Energy Research*, 10(2), pp. 115–130. <https://doi.org/10.21712/lajer.2023.v10.n2.p115-130>

Rodrigues, AG e Barbosa Freitas, F (2022) ‘Estudo da Viabilidade de Implantação do Sistema de Energia Solar Fotovoltaica como Alternativa para a Crise Energética Brasileira’, *Epitaya E-books*, 1(2), pp. 154–197. <https://doi.org/10.47879/ed.ep.2022397p154>

Rodrigues, S et al. (2016) ‘Economic feasibility analysis of small scale pv systems in different countries’, *Solar Energy*, 131, pp. 81–95. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019>

Santos, JC dos e Anjos, PG dos (2023) ‘A tributação da energia solar fotovoltaica distribuída’, *Revista Tributária e de Finanças Públicas*, 152, pp. 151–170. Disponível em: <https://rtrib.abdt.org.br/index.php/rtpf/article/view/554> (acesso em: 24 novembro 2024).

Varella, MD e Junior, FMS (2023) ‘A avaliação do risco de judicialização na análise de impacto regulatório da Aneel’, *Revista de Direito Administrativo*, 282(1), pp. 261–289. <https://doi.org/10.12660/rda.v282.2023.88646>

Vieira Neto, J, Venancio, VC, Buiatti, GM, Botelho, FK, Nunes, HM, Correa, RPS, Carvalho, RS e Andrade, RL (2020) ‘Estudo dos impactos na viabilidade econômico-financeira a partir dos impactos na revisão da norma sobre a geração distribuída fotovoltaica’, *Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS*. <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.980>