UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ
PROGRAMA DE DOUTORADO EM DESENVOLVIMENTO E MEIO AMBIENTE
ASSOCIAÇÃO PLENA EM REDE

IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPPs) DO ESTADO DO PIAUÍ

DANIEL LEAL SOUSA

TERESINA – PI
2026

DANIEL LEAL SOUSA

IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPPs) DO ESTADO DO PIAUÍ

Tese apresentada ao Programa de Doutorado em Desenvolvimento e Meio Ambiente (PRODEMA), Associação Plena em Rede, da Universidade Federal do Piauí (UFPI), como requisito para obtenção do título de Doutor em Desenvolvimento e Meio Ambiente.

Orientador:
Prof. Dr. Marcos Antônio Tavares Lira

Coorientador:
Prof. Dr. Albemerc Moura de Moraes

TERESINA – PI

2026

©Todos os direitos estão reservados à Universidade Federal do Piauí. O conteúdo desta obra é de inteira responsabilidade do autor, sendo o mesmo, passível de sanções administrativas ou penais, caso sejam infringidas as leis que regulamentam a Propriedade Intelectual, respectivamente, Patentes: Lei nº 9.279/1996, e Direitos Autorais: Lei nº 9.610/1998. O conteúdo desta obra tornar-se-á de domínio público após a data de defesa e homologação da sua respectiva ata, exceto as pesquisas que estejam vinculas ao processo de patenteamento. Esta investigação será base literária para novas pesquisas, desde que a obra e seu respectivo autor seja devidamente citado e mencionado os seus créditos bibliográficos.

FICHA CATALOGRÁFICA

Biblioteca Comunitária Jornalista Carlos Castello Branco
Divisão de Representação da Informação

S725i Sousa, Daniel Leal.
Impactos socioambientais e econômicos da implementação das miniusinas de energia solar fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPS) do Estado do Piauí / – Daniel Leal Sousa. – 2026.
175 f.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Piauí,Programa de Doutorado em Desenvolvimento e Meio Ambiente (PRODEMA), Associação Plena em Rede da UFPI, Teresina, 2026.
"Orientador: Prof. Dr. Marcos Antônio Tavares Lira".
"Coorientador: Prof. Dr. Albemerc Moura de Moraes".
1. Demanda Energética. 2. Desenvolvimento Socioeconômico. 3. Energia Renovável. 4. Sustentabilidade. I. Lira, Marcos Antônio Tavares. II. Moraes, Albemerc Moura de.
CDD 621.31

Bibliotecária: Gisela Beatriz Costa Oliveira Carvalhêdo Lima CRB3/748

DANIEL LEAL SOUSA

IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPPs) DO ESTADO DO PIAUÍ

Tese apresentada ao Programa de Doutorado em Desenvolvimento e Meio Ambiente (PRODEMA), Associação Plena em Rede, da Universidade Federal do Piauí (UFPI), como requisito para obtenção do título de Doutor em Desenvolvimento e Meio Ambiente.

Linha de Pesquisa: Tecnologias para o desenvolvimento sustentável

Defendida em: 25/05/2026.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcos Antônio Tavares Lira
(Presidente e Orientador)

gov.br Documento assinado digitalmente
LEONARDO SILVA SOARES
Data: 27/05/2026 09:07:56-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

ACESSO REMOTO
Prof. Dr. Leonardo Silva Soares
(Membro Externo à Instituição – UFMA)

Prof. Dr. Osvaldo Augusto Vasconcelos de Oliveira Lopes da Silva
(Membro Externo à Instituição – IFPI)

Prof. Dr. Demerval Nunes de Sousa Filho
(Membro Interno à Instituição – UFPI)

Prof. Dr. João Batista Lopes
(Membro Interno ao curso – PRODEMA/UFPI)

Dedico este trabalho à minha família, em especial aos meus pais João da Silva e Sousa e Maria Helenita Rufino Leal Sousa, minha maior inspiração.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida e por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades ao longo da minha vida.

Aos meus pais, João da Silva e Sousa e Maria Helenita Rufino Leal Sousa, e ao meu irmão Davi Leal Sousa, pelo incentivo, pelas orações silenciosas, apoio em todos os momentos necessários e pela compreensão nos meus momentos de ausência. Vocês são meu alicerce e minha maior inspiração.

À minha noiva Marina Clara Barros da Silva pelo amor, carinho, paciência e presença constante tanto nos momentos de alegrias quanto nos momentos de dificuldades.

A toda a minha família que sempre esteve presente e apoiando essa nova fase de minha vida.

Aos colegas do curso pelas conversas e contribuições que ajudaram muito no resultado final deste trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Marcos Antônio Tavares Lira e ao meu coorientador, Prof. Dr. Albemerc Moura de Moraes, pela orientação, ensinamentos, pela confiança no meu trabalho, e principalmente pelo incentivo, auxiliando-me na execução deste trabalho.

À Universidade Federal do Piauí, à Coordenação do PRODEMA e ao secretário José Santana da Rocha (Zezinho), pelo suporte dado neste trabalho.

Enfim, a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e acadêmico. Serei sempre grato.

À banca examinadora, minha mais sincera gratidão pela leitura atenta, pelas contribuições, pelas sugestões valiosas e pelo diálogo acadêmico qualificado que, sem dúvida, enriqueceram significativamente este trabalho. A presença de cada um dos(as) senhores(as) nesta etapa final foi motivo de honra e reconhecimento.

SUMÁRIO

RESUMO **7**
ABSTRACT **8**
1 INTRODUÇÃO **9**
2 REVISÃO DE LITERATURA **18**
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO 18
2.2 SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 22
2.3 PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS - PPPS 34
2.4 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DE MINIUSINAS FOTOVOLTAICAS 41
3 MATERIAIS E MÉTODOS **47**
3.1 DELIMITAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO 47
3.2 MÉTODOS UTILIZADOS 54
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES **66**
4.1 MINIUSINAS DO PROJETO DAS PPPS DO GOVERNO DO ESTADO DO PIAUÍ 66
4.2 IMPACTO SOCIAL DA PPP 132
4.3 IMPACTO NA ARRECADAÇÃO DOS MUNICÍPIOS QUE RECEBERAM AS INSTALAÇÕES DAS MINIUSINAS 137
4.4 PRINCIPAIS PROBLEMAS OBSERVADOS NO PROJETO DA PPP 139
5 CONCLUSÕES **142**
REFERÊNCIAS **147**
APÊNDICE I **162**
APÊNDICE II **165**
APÊNDICE III **169**
APÊNDICE IV **172**

RESUMO

IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPPs) DO ESTADO DO PIAUÍ

Autor: Daniel Leal Sousa
Orientador: Prof. Dr. Marcos Antônio Tavares Lira
Coorientador: Prof. Dr. Albemerc Moura de Moraes
Programa de Doutorado em Desenvolvimento e Meio Ambiente
Teresina-PI, maio de 2026.

O crescimento da demanda energética global, aliado aos impactos ambientais causados pelas fontes não renováveis, exige a adoção de políticas públicas voltadas à transição para fontes renováveis e de menor impacto. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma alternativa estratégica, especialmente em regiões com alta incidência solar, como o estado do Piauí. Esta pesquisa tem como objetivo geral caracterizar os impactos socioambientais, técnicos e econômicos resultantes da implementação das miniusinas de energia solar fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPP) do Estado do Piauí. Para tanto, realizou-se pesquisa bibliográfica, análise documental, coleta de dados secundários (faturas de energia e relatórios técnicos), visitas técnicas e aplicação de entrevistas semiestruturadas com representantes da gestão pública, empresas concessionárias e moradores das comunidades vizinhas às usinas. Os resultados demonstraram grande potencial de economia nos gastos com energia elétrica dos órgãos públicos atendidos pelas miniusinas ao longo de 25 anos. Quanto à arrecadação municipal, as usinas contribuíram com cerca de R$ 24.500,00 mensais por unidade em Imposto Sobre Serviços (ISS), o que representa um incremento relevante para municípios de pequeno e médio porte. A construção de laboratórios na UESPI fortalece a infraestrutura de ensino, pesquisa e extensão da instituição e contribui para a formação nessa área. No entanto, foram identificados desafios importantes: a alocação inadequada dos créditos provocou prejuízo de R$ 1.583.896,48 no período de junho de 2024 a maio de 2025 para a SEDUC; ausência de políticas públicas locais para destinação da nova arrecadação tributária; baixo envolvimento da comunidade local; e fragilidades nos mecanismos de comunicação institucional e participação social. As entrevistas revelaram que 72% dos moradores entrevistados não percebem impactos ambientais. Com base nos resultados, constata-se que o modelo de PPP adotado apresenta viabilidade técnica e econômica, mas necessita de ajustes estruturais para maximizar seus impactos sociais e ambientais. Por fim, espera-se que os resultados obtidos ao longo desta pesquisa possam subsidiar a formulação de políticas públicas mais eficientes e contribuir para o aprimoramento do modelo de Parceria Público-Privada (PPP) aplicado ao setor de energia renovável. Os achados apresentados oferecem subsídios técnicos, econômicos e sociais que podem orientar a concepção de novos projetos, viabilizando sua expansão.

Palavras-chave: Energia Renovável, Sustentabilidade, Demanda Energética, Desenvolvimento Socioeconômico, Eletricidade.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável: #04 - Educação de Qualidade; #07 - Energia Limpa e Acessível; #08 - Trabalho Decente e Crescimento Econômico; #09 - Indústria, Inovação e Infraestrutura; #11 - Cidades e Comunidades Sustentáveis; #12 - Consumo e Produção Responsáveis; #13 - Ação contra a mudança global do clima.

ABSTRACT

SOCIO-ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC IMPACTS OF THE IMPLEMENTATION OF MINI PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER PLANTS WITHIN THE FRAMEWORK OF PUBLIC-PRIVATE PARTNERSHIPS (PPPs) IN THE STATE OF PIAUÍ

Author: Daniel Leal Sousa
Advisor: Prof. Dr. Marcos Antônio Tavares Lira
Co-advisor: Prof. Dr. Albemerc Moura de Moraes
Programa de Doutorado em Desenvolvimento e Meio Ambiente
Teresina-PI, may 2026.

The growth in global energy demand, combined with the environmental impacts caused by non-renewable energy sources, requires the adoption of public policies aimed at transitioning to renewable and lower-impact energy sources. In this context, solar photovoltaic energy has emerged as a strategic alternative, particularly in regions with high solar irradiation, such as the State of Piauí, Brazil. This research aims to characterize the socio-environmental, technical, and economic impacts resulting from the implementation of solar photovoltaic mini-plants within the framework of public-private partnerships (PPPs) in the State of Piauí. To this end, bibliographic research, document analysis, collection of secondary data (electricity bills and technical reports), technical site visits, and semi-structured interviews were conducted with representatives from public administration, concessionaire companies, and residents of communities located near the plants. The results demonstrated a significant potential for reducing electricity expenditures of public institutions served by the mini-plants over a 25-year period. Regarding municipal revenue, the plants contributed approximately R$ 24,500.00 per month per unit through the Service Tax (ISS), representing a relevant increase for small and medium-sized municipalities. The construction of laboratories at UESPI strengthens the institution's teaching, research, and extension infrastructure and contributes to capacity building in this field. However, important challenges were identified: inadequate allocation of energy credits resulted in losses of R$ 1,583,896.48 between June 2024 and May 2025 for the State Department of Education (SEDUC); the absence of local public policies for the allocation of the new tax revenues; low engagement of the local community; and weaknesses in institutional communication and social participation mechanisms. Interviews revealed that 72% of the respondents do not perceive environmental impacts associated with the plants. Based on the results, it is concluded that the adopted PPP model demonstrates technical and economic feasibility; however, it requires structural adjustments to maximize its social and environmental impacts. Finally, it is expected that the findings of this research may support the formulation of more efficient public policies and contribute to improving the Public-Private Partnership (PPP) model applied to the renewable energy sector. The results presented provide technical, economic, and social insights that can guide the design of new projects, enabling their expansion.

Keywords: Renewable Energy, Sustainability, Energy Demand, Socioeconomic Development, Electricity.

Sustainable Development Goals: #4 - Quality Education; #7 - Affordable and Clean Energy; #8 - Decent Work and Economic Growth; #9 - Industry, Innovation and Infrastructure; #11 - Sustainable Cities and Communities; #12 - Responsible Consumption and Production; #13 - Climate Action.

1 INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica no mundo apresenta crescimento proporcional ao aumento populacional e ao avanço tecnológico. Entretanto, essa demanda energética é amplamente suprida com a utilização de recursos energéticos de origem fóssil, como o petróleo, o carvão mineral e o gás natural, os quais contribuem significativamente para a emissão de gases de efeito estufa (GEE). A utilização intensiva e descontrolada de fontes fósseis (não renováveis) tem provocado impactos ambientais e sociais de grandes proporções. Entre esses impactos, destacam-se a intensificação do aquecimento global, a degradação da qualidade do ar, da água e do solo e problemas de saúde na população. A combustão de combustíveis fósseis é responsável pela emissão massiva de GEE, sobretudo dióxido de carbono (CO_2), que altera o balanço térmico da Terra, pois intensifica o efeito estufa natural, resultando em mudanças climáticas globais. Esses impactos ambientais são de grande preocupação, uma vez que comprometem a sustentabilidade e o bem-estar das populações atuais e futuras (Kibaara; Karweru, 2022).

Esses fenômenos, além de agravarem a vulnerabilidade dos ecossistemas, representam sérios riscos à saúde humana, com o aumento da incidência de doenças respiratórias, cardiovasculares e oncológicas em populações expostas à poluição atmosférica. Diante desse contexto alarmante, é necessário promover uma transição energética, que consiste na substituição gradual das fontes não renováveis por fontes renováveis de energia, sustentáveis e de baixo impacto ambiental (Rana *et al.*, 2020).

Nesse sentido, o movimento pela transição energética está destacado em acordos multilaterais, como o Acordo de Paris, aprovado em 2015 por 195 países e a União Europeia, no âmbito da 21ª Conferência das Partes (COP 21). Esse tratado estabeleceu metas ambiciosas para a redução das emissões globais de GEE, com o objetivo de limitar o aumento da temperatura média da Terra a menos de 2 °C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços adicionais para restringi-lo a 1,5 °C (Meinshausen *et al.*, 2022; Rana *et al.*, 2020).

Em paralelo, também em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) instituiu os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), como parte da Agenda 2030. Essa agenda global visa orientar ações de governos, empresas e sociedade civil em direção ao desenvolvimento sustentável até o ano de 2030. Composta por 17 objetivos e 169 metas, a Agenda 2030 abrange temas interconectados, como erradicação da pobreza, promoção da segurança alimentar, garantia de educação de qualidade, igualdade de gênero, acesso à água e

saneamento, energia limpa e acessível, trabalho decente, inovação, redução das desigualdades, ação climática e preservação da biodiversidade (ONU, 2015).

Em consonância com essa perspectiva, diversos estudiosos destacam que o atual modelo energético, baseado predominantemente em fontes não renováveis, tornou-se incompatível com as metas de desenvolvimento sustentável estabelecidas pela Agenda 2030, especialmente no que concerne ao ODS 7, que busca assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos (Saccardo *et al.*, 2023). Assim, a continuidade da dependência de combustíveis fósseis, sem o fortalecimento de estratégias para sua substituição por fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, compromete não apenas a estabilidade ambiental do planeta, mas também a segurança energética e a saúde pública (Rana *et al.*, 2020).

Neste cenário, garantir o fornecimento de energia elétrica de qualidade desde a geração, a transmissão e a distribuição, constitui elemento essencial para a promoção do bem-estar das populações, a redução das desigualdades e o crescimento econômico sustentável dos países. Contudo, atender à crescente demanda energética de forma compatível com os princípios da sustentabilidade exige a implementação de políticas públicas de planejamento energético que priorizem a diversificação da matriz elétrica e a integração de fontes renováveis, minimizando os impactos socioambientais historicamente associados às fontes não renováveis (Bursztyn, 2020).

Nesse contexto de expansão da demanda, Barros *et al.* (2021) ressaltam que a energia é a base do modo de vida contemporâneo, e o consumo global continua a aumentar, especialmente em economias emergentes, o que intensifica os impactos ambientais negativos e as mudanças climáticas de longo prazo.

No Brasil, essa realidade é particularmente evidente. O consumo crescente e o impacto socioambiental causados pelas fontes de energias tradicionais (hidrelétricas, que alagam uma grande área para armazenar a água utilizada para a geração, e as termelétricas que produzem GEE ao realizar a queima dos combustíveis fósseis) levaram o governo e a sociedade a pensarem em novas alternativas para geração de energia elétrica (Batista *et al.*, 2023). A matriz elétrica brasileira é majoritariamente dependente da geração hidrelétrica, que corresponde a 41,9% do total (EPE, 2026). Contudo, devido ao regime irregular de chuvas, o país enfrenta recorrentes crises hídricas que se refletem também em crises energéticas.

Dessa forma, quando o país passa por uma crise hídrica, observa-se também uma crise energética. Nos últimos anos, a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) tem se mostrado

significativamente abaixo da média histórica em vários períodos. Esse cenário evidencia uma crescente variabilidade hidrológica, associada aos efeitos das mudanças climáticas, que vêm alterando os regimes de chuvas em diversas regiões do país. Como exemplo marcante desse processo, destaca-se que o período de setembro de 2020 a maio de 2021 foi classificado como a pior sequência hidrológica de todo o histórico de vazões monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ao longo de 93 anos (1931–2023), conforme apontado pelo próprio órgão (ONS, 2021; Cataldi *et al*., 2025). Eventos hidrológicos extremos, como secas prolongadas e estiagens severas, tendem a se tornar mais frequentes e intensos no Brasil devido às alterações climáticas globais, o que reforça a necessidade de diversificação da matriz elétrica com maior participação de fontes renováveis não hídricas, como a solar e a eólica (Cataldi *et al*., 2025).

Nesses períodos, ocorre o aumento das tarifas de eletricidade e a intensificação das emissões de GEE devido à queima de combustíveis fósseis. Para suprir a demanda de energia em caráter emergencial, evitar o racionamento e apagões, entraram em operação as usinas termelétricas (instalações destinadas à geração de energia elétrica a partir da conversão da energia térmica liberada na queima de combustíveis em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica). Essas usinas além de utilizar, em sua maioria, combustíveis fósseis, demandam grandes volumes de água em seu processo de geração de energia elétrica (Rodrigues; Lira; Sousa Neto, 2020).

Além do fato dos combustíveis fósseis serem recursos limitados, os graves problemas ambientais, de saúde e sociais ocasionados geram um estado de alerta global quanto ao seu uso irrestrito. Consequentemente, o mundo tem voltado sua atenção para a ampla exploração de recursos de energia renovável, como solar, biomassa e eólica, visando o desenvolvimento sustentável da sociedade (Sansaniwal; Rosen; Tyagi, 2017). A utilização da geração distribuída (GD) por meio de fontes renováveis torna-se uma alternativa interessante e promissora. A GD refere-se ao modelo de produção de energia elétrica descentralizada, caracterizada pela instalação de unidades geradoras próximas ou no próprio local de consumo, como residências, comércios, indústrias ou propriedades rurais. Diferente do modelo tradicional de geração centralizada, no qual grandes usinas produzem energia que é transmitida a longas distâncias até o consumidor final, a GD permite que a energia seja produzida em pequena ou média escala, conectada diretamente à rede de distribuição ou consumida localmente.

A busca por alternativas energéticas sustentáveis e de baixa emissão de GEE é necessária para promover o desenvolvimento sustentável. A utilização das energias renováveis é uma ação política robusta nas economias mundiais que pode ajudar a reduzir tais impactos (Mele *et al.*,

2021; Villela *et al.*, 2017) e a geração de energia fotovoltaica, que oferece benefícios significativos em termos de redução de emissões e preservação dos recursos naturais, é uma das tecnologias mais utilizadas e é ilimitada, em escala terrestre, pois a fonte é o Sol (Dai; Shen; Zhang, 2024; Dinçer, 2011).

Corroborando com essa perspectiva, Lira *et al.* (2019) destacam que a energia fotovoltaica apresenta, ainda, vantagens adicionais, como a ausência de emissões diretas de GEE no processo de geração, a redução de perdas elétricas, dada a proximidade da geração aos centros consumidores, e a diminuição da dependência de usinas térmicas.

Os estudos sobre energia fotovoltaica estão crescendo e podem desempenhar um papel importante no atendimento a alta demanda de energia em todo o mundo. Aumentar a participação da energia fotovoltaica no mercado de energias renováveis requer, em primeiro lugar, sensibilizar quanto aos seus benefícios; aumentar a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias; implementar políticas públicas e programas de incentivo à geração de energia fotovoltaica (Lima *et al.*, 2020; Sampaio e González, 2017). Além disso, as pesquisas de opinião indicam que a energia fotovoltaica desfruta de um alto nível de aceitação sociopolítica e é preferida a outras energias renováveis (Cousse, 2021).

A geração de energia elétrica por meio de fontes de energia renováveis, em especial os sistemas de GD, que utilizam a energia do Sol para gerar eletricidade, devem ter prioridade, pois existe no Brasil um cenário favorável de irradiação solar, principalmente na região Nordeste, com destaque para o Estado do Piauí (CRESESB, 2025; Pereira *et al.*, 2017). Além disso, os impactos ambientais decorrentes desse tipo de geração são menores, quando comparados aos impactos causados pela geração termelétrica ou construção de grandes hidrelétricas (David *et al.*, 2024).

O Estado do Piauí possui elevado potencial de geração de energia elétrica por meio da energia solar, pois está localizado em uma das regiões com maior incidência de radiação solar do Brasil (Morais; Lira; Lopes, 2025; Pereira *et al.*, 2017). No entanto, esse potencial ainda é subaproveitado quando comparado ao de outros países, como a China. Com relação aos setores que mais utilizam a GD, destaca-se o residencial e comercial, liderando o *ranking*, enquanto o setor público aparece em último lugar, demonstrando a necessidade de investimento por parte do Estado na área de energias renováveis (ABSOLAR, 2025).

Nesse contexto, as Parcerias Público-Privadas (PPPs) surgem como um modelo estratégico de cooperação entre o setor público e a iniciativa privada, no qual ambos assumem responsabilidades, riscos e investimentos na implementação de projetos de interesse coletivo. As PPPs têm a capacidade de atrair investimentos privados para o setor, aproveitando a

capacidade de investimento, eficiência operacional e inovação tecnológica das empresas privadas, ao mesmo tempo em que se beneficiam do suporte regulatório do setor público. Essa modalidade de parceria possibilita a mobilização de capital privado para o desenvolvimento de projetos energéticos, ao mesmo tempo em que promove a otimização dos recursos públicos. No setor elétrico, as PPPs têm o potencial de acelerar a adoção da tecnologia fotovoltaica, contribuindo para a diversificação da matriz energética, para a ampliação da capacidade instalada de geração renovável e para a redução dos gastos governamentais com o pagamento de faturas de energia elétrica (Awuku *et al.*, 2022).

A cooperação entre os setores público e privado é capaz de estabelecer um ambiente propício para a inovação contínua, o desenvolvimento de padrões técnicos e a implementação de políticas de incentivo que impulsionem o crescimento sustentável do setor fotovoltaico por meio da instalação de usinas de diferentes capacidades de geração (World Bank, 2023).

Uma usina de geração fotovoltaica é uma instalação destinada à conversão da energia solar em energia elétrica, utilizando como princípio a propriedade dos materiais semicondutores que compõem as células fotovoltaicas, capazes de gerar corrente elétrica a partir da incidência da radiação solar. Essas usinas podem ser implantadas em diversos formatos e escalas, variando desde pequenos sistemas residenciais até grandes complexos fotovoltaicos que integram a matriz elétrica nacional (Sundah *et al.*, 2024).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são definidos de acordo com a potência instalada. A legislação classifica como microgeração distribuída as unidades que possuem até 75 kW de potência instalada. Por sua vez, são denominadas minigeração distribuída as instalações cuja potência instalada é maior que 75 kW até 5 MW (Rigo *et al*., 2019).

Assim, as miniusinas fotovoltaicas correspondem a sistemas de minigeração distribuída, caracterizados por maior capacidade de produção de energia elétrica em comparação aos sistemas residenciais ou comerciais de pequeno porte. Essas miniusinas podem ser implantadas em áreas rurais, industriais ou em terrenos dedicados exclusivamente à geração de energia, e geralmente operam sob regimes de compensação de energia elétrica, produção remota ou consórcio de consumidores, de acordo com as modalidades previstas na legislação vigente (BRASIL, 2022).

As miniusinas desempenham papel estratégico para a ampliação do acesso às fontes renováveis e para a descentralização da matriz elétrica brasileira, permitindo o atendimento de múltiplas unidades consumidoras a partir de uma única unidade geradora, incentivando a democratização da produção de energia renovável.

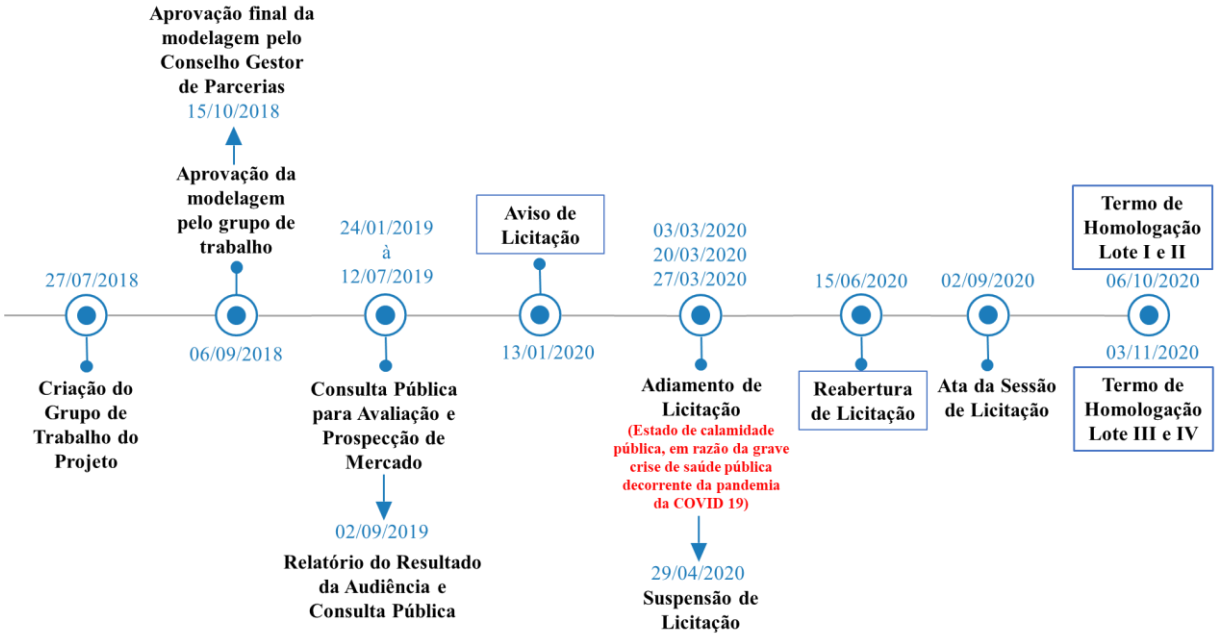
Com base nesse modelo, o Governo do Estado do Piauí criou, em 2018, um grupo de trabalho com a finalidade de elaborar o regulamento da Lei nº 6901/2016, que instituiu o Programa Piauiense de Desenvolvimento de Energia Limpa (PROPIDEL), bem como de estruturar o projeto "Parceria Público-Privada para implantação, operação e manutenção de miniusinas de energia solar". Esse grupo de trabalho foi coordenado pela Superintendência de Parcerias e Concessões (SUPARC), unidade responsável pela modelagem e condução de projetos de PPPs no Estado, a qual está vinculada administrativamente à Secretaria Estadual de Administração (SEAD). Por sua vez, a SEAD integra a administração direta do Poder Executivo Estadual, estando subordinada ao Governo do Estado do Piauí, o que evidencia um arranjo institucional hierarquizado no qual a formulação estratégica ocorreu no âmbito do Poder Executivo, enquanto a coordenação técnica e operacional do projeto é exercida por unidade especializada, garantindo alinhamento institucional, segurança jurídica e coerência administrativa ao processo de implementação.

O projeto foi dividido em quatro lotes, na modalidade de concessão administrativa para construção, operação, manutenção e gestão de miniusinas de geração de energia solar fotovoltaica, com gestão e operação de serviços de compensação de créditos de energia elétrica, e foi prevista a construção de duas miniusinas por lote.

Esse projeto foi afetado pela pandemia do COVID-19, ocasionando atrasos para a implementação, como pode ser observado no fluxograma do projeto (Figura 1). O edital de licitação passou por três adiamentos nos dias 03, 20 e 27 de março de 2020, e foi suspenso no dia 29 de abril de 2020. No dia 15 de junho de 2020 a licitação foi reaberta e sessão de Licitação ocorreu no dia 02 de setembro de 2020. Os lotes I e II tiveram o termo de Homologação publicado no dia 06/10/2020 e os lotes III e IV tiveram o termo publicado no dia 03 de novembro do mesmo ano. As miniusinas auxiliam na promoção da transição energética e reduzem a dependência de fontes não renováveis, especialmente as termelétricas que produzem eletricidade por meio da queima de combustíveis fósseis (SUPARC, 2026).

As miniusinas estão distribuídas em diferentes municípios do Estado do Piauí, abrangendo uma área geográfica diversificada (SUPARC, 2026). Cada município apresenta características únicas em termos de infraestrutura energética, perfil socioeconômico, condições ambientais e necessidades específicas de energia (IBGE, 2023). Essa diversidade proporciona uma oportunidade ímpar para avaliar os impactos socioambientais, técnicos e econômicos da implementação das miniusinas de energia solar fotovoltaica.

Figura 1: Fluxograma resumido do edital de licitação da PPP das miniusinas



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026)

As miniusinas têm como objetivo principal atender à demanda energética das instalações da administração pública do Estado. Foram selecionadas oito secretarias do Governo do Estado do Piauí para receber as miniusinas, de acordo com a demanda energética. Foram priorizadas as secretarias com maior demanda: Secretaria Estadual da Fazenda (SEFAZ-PI); Secretaria Estadual de Administração do Piauí (SEAD); Secretaria Estadual da Educação (SEDUC); Secretaria Estadual da Saúde do Piauí (SESAPI); Secretaria Estadual da Assistência Social (SASC); Secretaria de Justiça (SEJUS); Fundação Universidade Estadual do Piauí (FUESPI) e Empresa de Tecnologia da Informação do Piauí (ETIPI) (SUPARC, 2026).

Os sistemas de GD são uma realidade no Brasil e são utilizados em muitas residências, comércios, indústrias e órgãos públicos, com o objetivo de reduzir os custos com energia elétrica. A utilização de energia solar fotovoltaica é uma alternativa viável para aumentar a disponibilidade de potência no SIN, bem como reduzir os impactos ambientais causados por fontes não renováveis. Essa estratégia está alinhada aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, especialmente ao ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), ODS 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico), ODS 11 (Cidades e Comunidades Sustentáveis), ODS 12 (Consumo e Produção Responsáveis), ODS 13 (Ação Contra a Mudança Global do Clima) (Soares *et al.*, 2023).

Nesse sentido, para contribuir com o processo de transição energética e com o fortalecimento do desenvolvimento sustentável, neste trabalho, realiza-se um estudo dos impactos socioambientais, técnicos e econômicos provocados pela implantação das miniusinas

de energia fotovoltaica construídas por meio das PPPs. A pesquisa busca responder ao seguinte problema científico: como essas miniusinas podem contribuir para a redução dos gastos com energia elétrica dos órgãos públicos, promover o desenvolvimento socioeconômico local, reduzir emissões de GEE e quais diretrizes são mais adequadas para aprimorar e expandir a utilização desta tecnologia no contexto das PPPs.

Compreender esses impactos é essencial para justificar e otimizar investimentos em energias renováveis, visando ao desenvolvimento sustentável e à gestão energética mais eficiente no estado. A principal hipótese é que a implantação das miniusinas pode reduzir os gastos com energia elétrica (Sousa *et al*., 2023), e o valor economizado pode ser aplicado em ações que promovam a conservação ambiental e o desenvolvimento social local. A geração de empregos diretos e indiretos decorrentes dessa atividade pode impulsionar a economia, fortalecer a infraestrutura local e melhorar a qualidade de vida dos moradores (Lima *et al.*, 2022).

Além disso, a complementaridade entre a energia fotovoltaica e as demais fontes do SIN pode desempenhar papel fundamental na redução das emissões de GEE, contribuindo diretamente para a mitigação das mudanças climáticas, que é um dos pilares fundamentais do desenvolvimento sustentável.

Ao examinar os impactos socioambientais, técnicos, econômicos e a viabilidade de miniusinas fotovoltaicas no contexto de PPPs no estado do Piauí, espera-se fornecer subsídios para a tomada de decisões neste setor, o que contribuirá para o desenvolvimento sustentável e a busca de soluções energéticas mais eficientes e de menor impacto socioambiental. As principais contribuições científicas desse trabalho são: análise detalhada de como a implementação de miniusinas de geração fotovoltaica por PPP alteram os gastos com energia elétrica para os órgãos públicos; avaliação abrangente dos impactos socioeconômicos e ambientais provocados pela implementação das miniusinas; e recomendações para a implementação de novas PPPs na área de GD, para maximizar os resultados positivos para a sociedade e o meio ambiente.

O objetivo geral neste trabalho é caracterizar os impactos socioambientais, técnicos e econômicos resultantes da implementação das miniusinas de energia fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPP) do Estado do Piauí. Tem-se como objetivos específicos: quantificar a demanda e o consumo de energia elétrica, por meio das faturas de energia, dos órgãos do governo do Estado do Piauí que recebem créditos de geração das miniusinas; calcular a redução dos custos com energia elétrica após a instalação das miniusinas; avaliar o impacto na arrecadação dos municípios nos quais foram instaladas as miniusinas; avaliar o impacto

socioambiental provocado pela PPP na comunidade do entorno das miniusinas instaladas; e as ações de compensação na comunidade e na Universidade Estadual do Piauí - UESPI; avaliar o modelo de contratação das miniusinas a partir de uma análise crítica apontando aspectos que possam aprimorar esse tipo de parceria; e propor diretrizes para aprimorar a implementação de empreendimentos de geração de energia fotovoltaica em PPP, visando maximizar os benefícios socioambientais e econômicos, considerando a legislação vigente.

No próximo Capítulo, apresenta-se a revisão de literatura realizada, dividida em quatro tópicos: energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo; sistemas de GD; PPPs e impactos socioambientais de miniusinas fotovoltaicas. No Capítulo 3, serão apresentados os materiais e métodos utilizados na pesquisa, destacando a área de estudo, e no Capítulo 4, serão apresentados os resultados da pesquisa com a respectiva discussão. Por fim, no Capítulo 5, serão apresentadas as principais conclusões da pesquisa.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo, apresenta-se o panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo, bem como um levantamento da GD no Brasil e o seu crescimento exponencial, principalmente nos setores residencial e comercial. Observa-se que o setor público apresenta uma baixa participação na utilização desses sistemas e discute-se a possibilidade da utilização das PPPs como instrumento para alavancar a utilização desse modelo de geração no setor público. Além disso, realiza-se uma avaliação dos impactos socioambientais provocados pela instalação de sistemas de geração fotovoltaica.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO

De acordo com Mele *et al.* (2021), para mitigar os impactos causados no meio ambiente pela utilização de fontes não renováveis, é importante a utilização das fontes renováveis para geração de eletricidade. Essas fontes utilizam recursos não esgotáveis, tais como a radiação solar (energia solar); os ventos (energia eólica); a energia da água dos rios (hidráulica); a energia da matéria orgânica (biomassa); a energia do interior da Terra (geotérmica) e a energia das marés e das ondas (oceânica). Vale destacar que a energia fotovoltaica é a fonte que apresenta a maior taxa de crescimento no mundo (Hassan *et al.*, 2024).

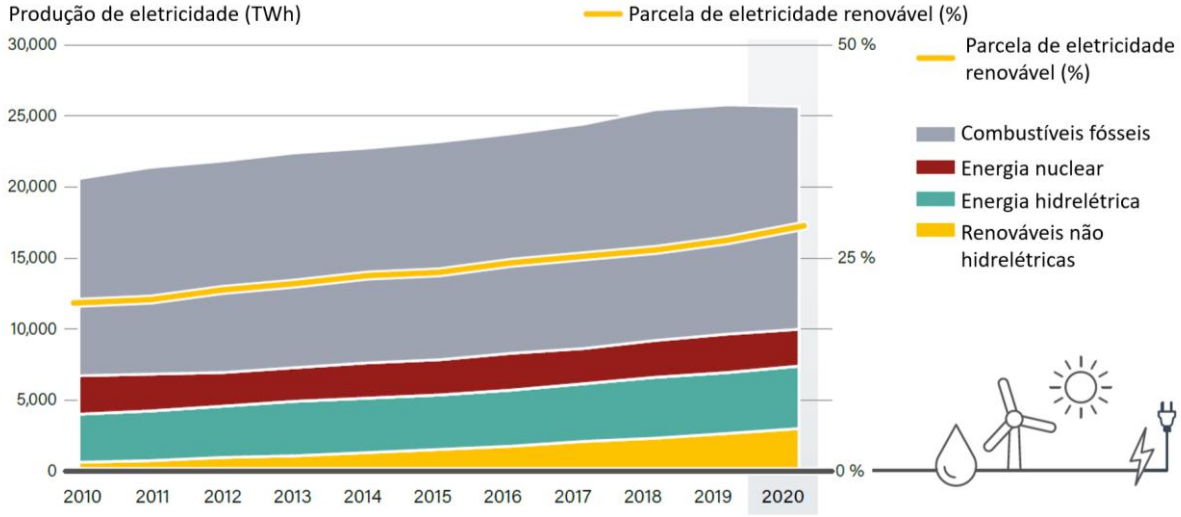
Existem dois principais tipos de geração de energia elétrica que utilizam a energia do Sol: as usinas fotovoltaicas e as usinas termossolares. Usinas fotovoltaicas utilizam módulos fotovoltaicos (comumente chamados de placas ou painéis solares) para converter diretamente a energia da luz solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico. Usinas termossolares utilizam a energia térmica do sol para gerar eletricidade. Elas convertem a radiação solar em calor, que é então utilizado para produzir vapor e acionar uma turbina acoplada a um gerador de energia elétrica (Platero–Gaona *et al.*, 2024).

Nesse contexto, a energia fotovoltaica é uma das mais utilizadas no mundo e, no Brasil, representa a segunda maior contribuição para a matriz elétrica, considerando a geração centralizada e a GD, conforme levantamento da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no ano de 2025, ficando atrás apenas da geração hidrelétrica (EPE, 2026).

A Terra recebe anualmente $1{,}11 \times 10^9$ TWh de energia solar, dos quais $1{,}39 \times 10^7$ TWh poderiam ser facilmente aproveitados (IEA, 2025), o que corresponde a mais de 70 vezes o consumo total da energia primária no planeta, que em 2024 foi de $1{,}86 \times 10^5$ TWh (Ritchie *et al.*, 2024). Esse dado evidencia que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra,

a radiação solar é uma fonte abundante de energia e apresenta elevado potencial de uso em sistemas de conversão de energia elétrica. A cada ano, na última década, as energias renováveis atenderam a uma parcela maior da demanda global de eletricidade do que no ano anterior (Figura 2) (REN21, 2021; IEA, 2026).

Figura 2: Produção global de eletricidade por fonte e parcela de energias renováveis no período de 2010 a 2020



Fonte: REN21 (2021)

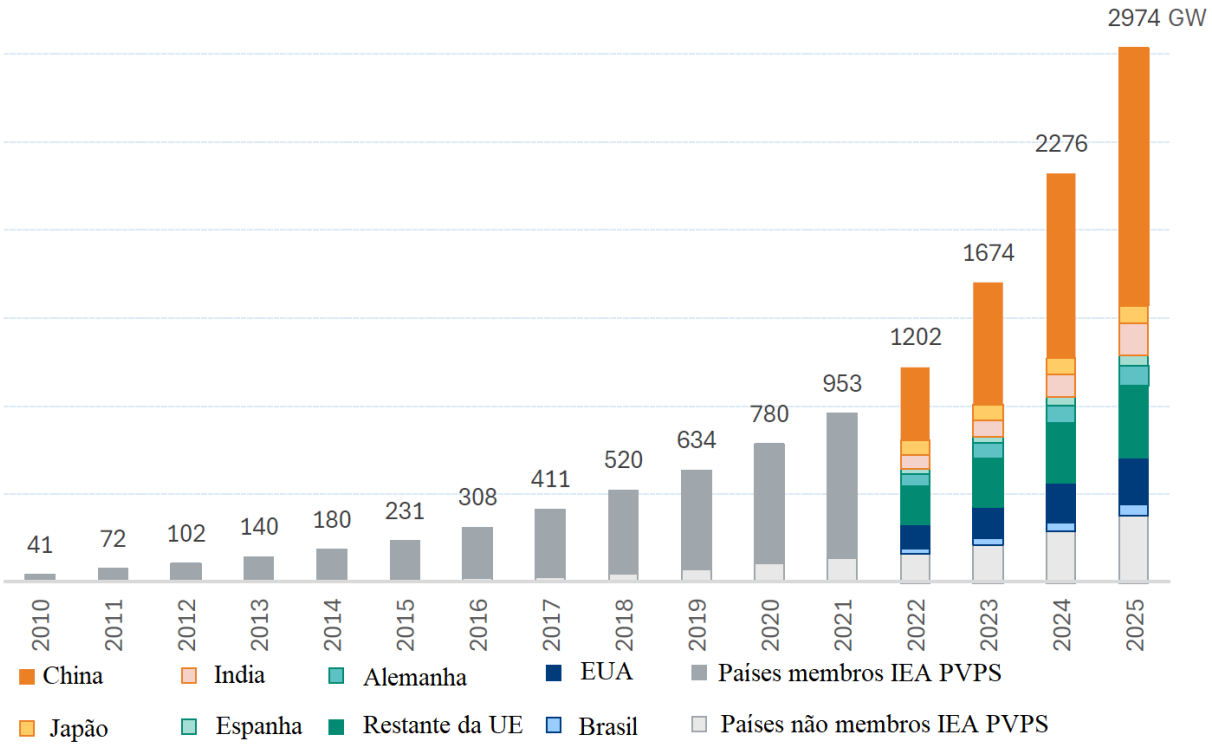
No entanto, apesar de sua disponibilidade ser cerca de cem vezes superior à demanda energética mundial e dos avanços em suas aplicações e estudos nos últimos anos, a participação da energia solar na matriz energética mundial ainda é relativamente reduzida em comparação com a dos combustíveis fósseis (REN21, 2021).

De acordo com o relatório (*Snapshot 2026*) da agência internacional de energia (*International Energy Agency* – IEA), em 2015, a capacidade instalada de geração de energia elétrica por esta fonte renovável era cerca de 231 GW e em 2026 essa capacidade passou para 2974 GW, um aumento de aproximadamente 1250% em 11 anos (IEA, 2026).

Segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2025, o Brasil possui a sétima maior capacidade instalada de geração elétrica, com 236 GW, dentre os quais 88,2% provém de fontes renováveis, o que o coloca em quarto lugar em capacidade instalada de geração renovável, perdendo para a China, Estados Unidos e Índia. Com relação a fonte fotovoltaica, o Brasil é o sexto do *ranking*, com 66 GW de capacidade instalada em 2026. Os países com maior capacidade instalada de geração fotovoltaica são: China (1.463,5 GW), Estados Unidos (268,2 GW), Índia (108,5 GW), Alemanha (117,3 GW), Japão (102,7 GW) e Espanha (59 GW). Além desses países, observa-se, na Figura 3, a contribuição da União Europeia (406 GW), dos países

membros e não membros do Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica (*Photovoltaic Power Systems Programme* - PVPS) da IEA e dos demais países (IEA, 2026). O Brasil destaca-se pelo crescimento da geração fotovoltaica, com um aumento de 28% no ano de 2024, em comparação com a potência instalada em 2023 (EPE, 2026).

Figura 3: Evolução global da potência instalada de sistemas fotovoltaicos



Fonte: IEA (2026)

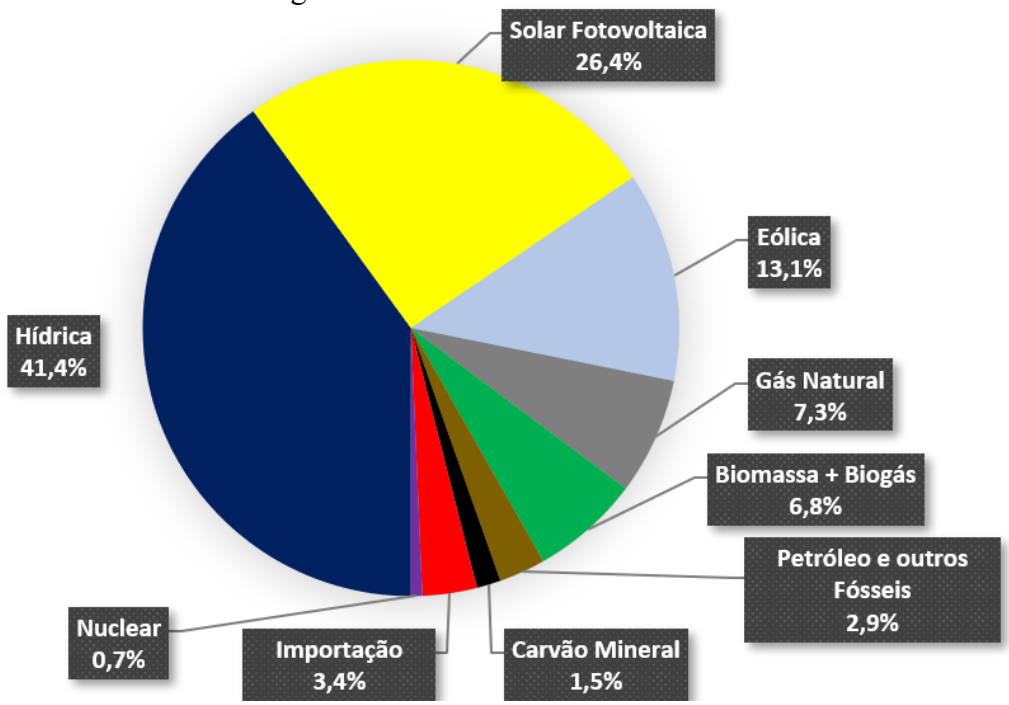
De acordo com Nascimento (2017), a média anual de irradiação global apresenta uma boa uniformidade no Brasil, com médias relativamente elevadas em todo o território. Os valores de irradiação solar diária média em qualquer região do território brasileiro (4,1–6,9 kWh/m²·dia) são superiores aos da maioria dos países europeus, como Alemanha (2,5–3,5 kWh/m²·dia), França (2,5–4,6 kWh/m²·dia) e Espanha (3,3–5,2 kWh/m²·dia), locais onde projetos de geração fotovoltaica são amplamente difundidos.

No Atlas Brasileiro de Energia Solar de 2017, é realizado o mesmo comparativo para valores diários e mostra que a região Nordeste é a que apresenta melhores resultados, além de destacar o alto nível e baixa variabilidade da irradiação solar no país, quando comparado aos países europeus (Pereira *et al.*, 2017).

No entanto, apesar do recurso solar abundante e dos avanços observados, principalmente no último ano, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil ainda é pequena frente ao potencial verificado. De acordo com dados disponibilizados pela Agência Nacional de

Energia Elétrica (ANEEL), pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) e pela EPE, em junho de 2026, a contribuição da capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos para a matriz elétrica do Brasil correspondia a 26,4%. Esse percentual considera os sistemas de geração centralizada (grandes usinas com potência acima de 5 MW) e sistemas de micro e minigeração distribuída (Figura 4). Corroborando essa perspectiva, Cavalcanti (2018) destaca que a baixa utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil chama mais atenção quando se verificam as condições favoráveis ao desenvolvimento da fonte no país.

Figura 4: Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (EPE, 2026).

O Brasil, de acordo com a EPE, possui altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, que podem gerar importante vantagem competitiva para a produção de silício com alto grau de pureza, células e módulos fotovoltaicos, produtos de alto valor agregado (David *et al.*, 2024). A produção local de módulos fotovoltaicos reduz a dependência de importações, diminuindo custos de transporte e taxas associadas. Isso pode resultar na redução dos custos gerais dos sistemas fotovoltaicos, todavia, o mercado é amplamente dominado pela China (Glowik *et al.*, 2024).

A matriz global necessita urgentemente reduzir as emissões de GEE para combater os efeitos adversos das mudanças climáticas. A energia fotovoltaica destaca-se como uma das principais tecnologias para auxiliar essa transição, pois é capaz de converter a radiação solar em eletricidade, além de apresentar baixas emissões de GEE e de ser gerada, muitas vezes,

próximo aos centros consumidores. No entanto, há grandes desafios na adoção maciça dessa tecnologia, como altos investimentos iniciais, a necessidade de lidar com a intermitência da fonte solar e a destinação adequada dos componentes ao final do ciclo de vida (Alam; Xu, 2023).

Diante da expansão da energia fotovoltaica observada no cenário internacional e nacional, bem como do elevado potencial solar disponível no Brasil (Pereira *et al.*, 2017), torna-se necessário compreender de que forma essa fonte vem sendo incorporada à matriz elétrica. Nesse contexto, destaca-se o papel da GD como um dos principais vetores de expansão da energia fotovoltaica, por meio da geração de eletricidade próxima aos centros de consumo (Byk; Frolova; Myshkina, 2019). Dessa forma, o próximo tópico aborda os sistemas de GD, suas características, evolução regulatória e relevância no processo de transição energética.

2.2 SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Tradicionalmente, a energia elétrica que chega às residências brasileiras é gerada em grandes usinas de energia e transportada a longas distâncias pelos sistemas de transmissão e, em nível local, circula pelo sistema de distribuição, de modo que, no Brasil, 98% do Sistema Elétrico de Potência (SEP) é interligado e compõe o Sistema Interligado Nacional (SIN) (Costa *et al.*, 2022).

Os sistemas de geração de energia elétrica podem ser resumidos em três grupos: os de geração centralizada, os sistemas isolados e os de GD. A geração centralizada refere-se à produção de energia elétrica em grandes usinas localizadas em locais específicos, geralmente distantes dos centros de consumo. Essas usinas podem utilizar diversas fontes de energia, como hidroeletricidade, termelétricas a carvão, gás natural, nuclear ou grandes usinas de geração solar e eólica. Possuem alta capacidade de geração, frequentemente na ordem de centenas ou milhares de megawatts. Ficam situadas em locais estratégicos, muitas vezes longe dos consumidores finais, devido a fatores como disponibilidade de recursos naturais ou requisitos de segurança. Por conta dessa distância, utiliza-se uma extensa rede de transmissão para transportar a eletricidade gerada até os centros de consumo (Byk; Frolova; Myshkina, 2019).

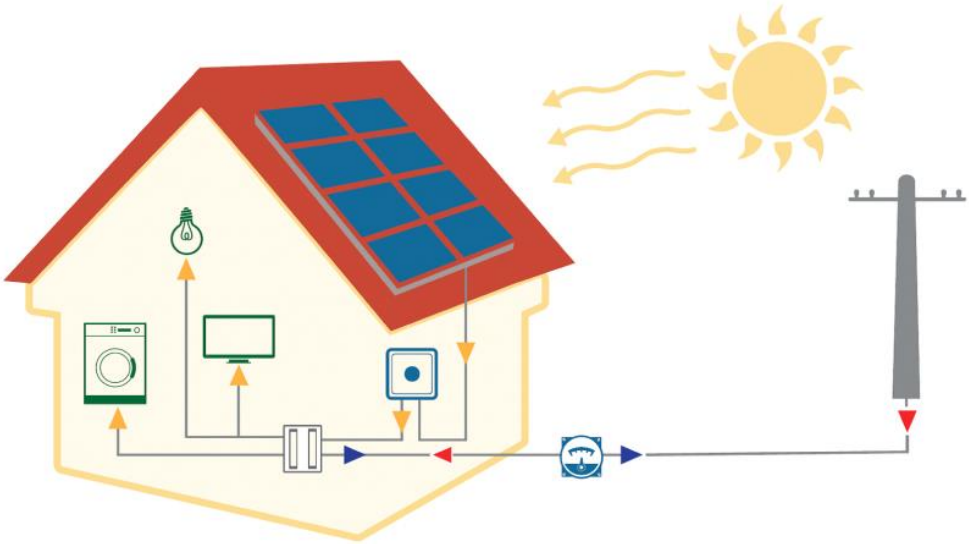
Os sistemas de geração isolada são utilizados para gerar energia elétrica em locais remotos ou de difícil acesso, nos quais não há conexão com a rede elétrica das distribuidoras. Este tipo de geração é comum em áreas rurais, ilhas e regiões afastadas da rede de distribuição. Geralmente são sistemas de pequena a média capacidade, suficientes para atender às necessidades locais, utilizados em regiões sem acesso à rede de transmissão nacional ou onde

a construção de linhas de transmissão não é economicamente viável. Na maioria dos casos, utilizam como fonte de energia, geradores a diesel, sistemas fotovoltaicos com a utilização de baterias para suprir a demanda energética nos períodos em que não há radiação solar suficiente e sistemas eólicos de pequeno porte bem como sistemas híbridos (Branco; Castro; Lopes, 2018; Paliwal, 2020).

Com a aprovação da Resolução Normativa Nº 482/2012, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) no dia 17 de abril de 2012, houve uma mudança de paradigma na política energética do país, inserindo definitivamente a GD em sua matriz energética, pois as pessoas físicas e jurídicas que antes somente consumiam energia elétrica passaram a gerá-la (Costa *et al.*, 2022).

Os sistemas de GD caracterizam-se por unidades consumidoras que instalam pequenos sistemas de geração junto às cargas (Figura 5), que permanecem conectadas à rede de distribuição das concessionárias de energia, desse modo, quando a geração de energia é superior ao consumo, os sistemas passam a se comportar como pequenas usinas injetando na rede a energia excedente (Morais *et al.*, 2021a, 2021b). Com a expansão desse tipo de geração, os custos com geração e transmissão diminuem, tornando-se uma alternativa ao aumento da demanda e à utilização de combustíveis fósseis, sendo necessário, entretanto, o reforço do sistema de distribuição (Arnawan *et al.*, 2021; Gimenes *et al.*, 2022).

Figura 5: Esquemático de um sistema de Geração Distribuída residencial.



Fonte: (ABSOLAR, 2025)

A GD tem apresentado crescimento significativo nos últimos anos, impulsionado por múltiplos fatores, entre os quais se destacam o aumento da demanda por energia elétrica, as

limitações dos recursos energéticos convencionais e a intensificação dos processos de degradação ambiental. Além desses aspectos, observa-se também que razões de ordem econômica, como a redução de custos com energia elétrica, têm contribuído de forma decisiva para a expansão desse modelo de geração (Barbosa Filho *et al.*, 2015).

A energia fotovoltaica tem mostrado forte crescimento dentre as fontes renováveis em várias partes do mundo. Um dos principais motivos para a aceleração da adoção dessa fonte de energia na matriz energética do país é o incentivo promovido pela Resolução Normativa da ANEEL N° 482/2012, que permitia aos consumidores participar do sistema de compensação de energia elétrica injetada na rede (Vieira, 2021). Isso evidencia a importância de uma legislação clara e favorável à utilização da GD como fonte de geração de energia pelos consumidores, o que contribui para a redução dos custos com energia elétrica, para o fortalecimento da matriz elétrica brasileira e para a preservação ambiental (Iglesias; Vilaça, 2022).

De acordo com Zanetti Neto, Costa e Vasconcelos (2014), a resolução Nº 482/2012 apresentou inúmeras falhas que trouxeram dificuldades para a implantação desses sistemas, como, por exemplo, o repasse do valor do medidor ao consumidor final, a não permissão de instalação de sistemas comunitários em condomínios, a estipulação de prazo de expiração dos créditos recebidos, a limitação da potência do sistema, entre outras. Essas limitações dificultavam a utilização de miniusinas, que é o objeto de análise desse trabalho.

Apesar dos desafios, o aumento da quantidade de sistemas de GD possibilitou à ANEEL a identificação de possibilidades de melhoria nas normas implantadas pela RN Nº 482/2012, que levaram à publicação da RN Nº 687/2015. Esta resolução alterou os limites de potência instalada para micro e minigeração distribuídas, inseriu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), regulamentando a utilização dos créditos gerados, possibilitou a instalação de sistemas de geração em empreendimentos com múltiplas unidades de consumo, a geração compartilhada e o autoconsumo remoto. Determinou a inserção na fatura de energia de parâmetros obrigatórios e buscou simplificar procedimentos administrativos para a instalação dos sistemas, por meio de novas regras, formulários e prazos (Iglesias; Vilaça, 2022; Maestri, 2021; Maestri; Andrade, 2022).

Vale a pena ressaltar que, no artigo 15, a RN nº 687/2015 a ANEEL determinou a revisão da própria resolução até 31 de dezembro de 2019 (ANEEL, 2015). A partir dessa data, iniciou-se o processo que culminou na aprovação da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Regime Jurídico da GD, estipulando uma nova forma de compensação para energia injetada na rede elétrica das concessionárias de energia, o Novo Marco Legal da Geração distribuída (NMLGD) (Iglesias; Vilaça, 2022).

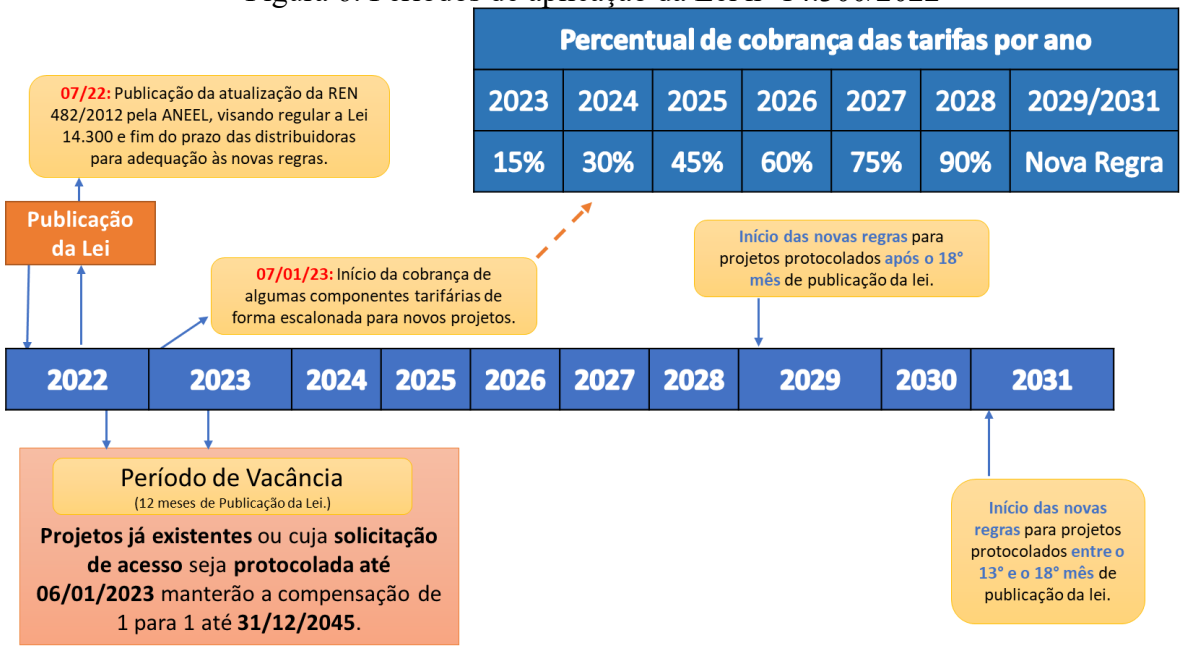
O processo de aprovação da Lei nº 14.300/2022 em 06 de janeiro de 2022 teve início no ano de 2019, na forma do Projeto de Lei (PL) nº 5.829/2019, apresentado no Plenário da Câmara dos Deputados no dia 05 de novembro de 2019, que foi encaminhado para a Comissão de Minas e Energia (CME), onde foram apresentadas emendas. No dia 08 de dezembro de 2019 o PL passou para a Comissão de Constituição de Justiça e Cidadania (CCJC) e à Comissão de Finanças e Tributação (CFT), após a sua aprovação da tramitação em Regime de Urgência. No dia 18 de agosto de 2021, o PL foi para votação na Câmara dos Deputados, e sua redação final foi aprovada e encaminhada para o Senado Federal que o aprovou, com novas emendas no dia 15 de dezembro de 2021. O texto revisado voltou para a Câmara dos Deputados, para a apreciação do plenário, cuja revisão final foi votada e aprovada, e no dia 17 de dezembro de 2021, foi enviada para a sanção presidencial, realizada no dia 06 de janeiro de 2022.

Entretanto, mesmo com este processo finalizado e o início da vigência da legislação, no dia 07 de janeiro de 2023 a Câmara dos Deputados aprovou o novo PL nº 2703/2022 que prorrogaria por seis meses o início da implantação das novas regras de tarifação dos créditos de geração, porém, a proposta não foi votada no Senado Federal e no dia 07 de janeiro de 2023 iniciou-se a aplicação da nova tarifação.

A publicação da Lei Nº 14.300/2022, estabeleceu novas regras para a tarifação do uso do sistema de distribuição das concessionárias sobre os créditos de energia excedente gerada e não compensada pela unidade consumidora no ciclo de faturamento em que ela foi gerada (crédito de geração) (Sousa *et al.*, 2023).

Foram estabelecidos três períodos de aplicação da lei: um período de vacância, em que existe a compensação integral dos créditos de geração (sistemas com solicitação de conexão realizada até 06 de janeiro de 2023), um período de transição, em que o faturamento das empresas deve incidir progressivamente sobre os componentes percentuais da distribuição sobre os créditos de geração (07/01/2023 a 06/01/2029), e um período de aplicação efetiva a partir de 07/01/2045, no qual todos os sistemas passam a seguir as regras da Lei 14.300 (Iglesias e Vilaça, 2022). Na Figura 6, é possível observar os períodos de aplicação da Lei 14.300, desde a sua publicação, para sistemas de geração junto à carga; geração compartilhada; e autoconsumo remoto até 500 kW e os respectivos percentuais de pagamento da Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD fio B).

Figura 6: Períodos de aplicação da Lei nº 14.300/2022



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (Brasil, 2022)

Neste último período (nova regra), o consumidor será cobrado integralmente pelo consumo e pela demanda de energia elétrica consumida da rede de distribuição, além de componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico proporcionados pela sua GD, com esta parcela de crédito ainda não regulamentada pela agência reguladora (Sousa *et al.*, 2023; Arnawan *et al.*, 2021; Gimenes *et al.*, 2022).

Nesse contexto, tem-se a segmentação da GD em diferentes modalidades: GD I, GD II e GD III, que refletem distintos estágios de inserção no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e diferentes níveis de incidência tarifária. A GD I corresponde aos sistemas que tiveram projetos protocolados até o final do período de vacância e mantêm a compensação sem a incidência de tarifa pelo uso da rede. Por sua vez, a GD III refere-se aos sistemas protocolados a partir de 07 de janeiro de 2023 e que possuem potência instalada de geração acima de 500 kW, enquadrada na modalidade autoconsumo remoto ou geração compartilhada com um ou mais beneficiários com participação superior a 25% dos excedentes. As unidades enquadradas em GD II são aquelas que não se enquadram no grupo GD I e GD III e tiveram projetos protocolados após o período de vacância e estão sujeitas ao pagamento do FIO B, conforme percentuais definidos na Figura 6 (Sousa *et al.*, 2023; Iglesias e Vilaça, 2022; ANEEL, 2026).

Para os sistemas enquadrados em GD III, a legislação estabelece que o consumidor passa a pagar, desde o início da vigência da legislação (07/01/2023), 100% da TUSD fio B, 40% da

Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUSD fio A), a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) bem como ao percentual relativo à Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) que é cobrado para o financiamento de inovações tecnológicas e melhorias no setor elétrico (Sousa *et al.*, 2023; Iglesias e Vilaça, 2022; ANEEL, 2026). A ANEEL está em processo de regulamentação da legislação e deve publicar as novas regras que passarão a vigorar, a partir de 2029, para projetos solicitados após o 18º mês de publicação da Lei Nº 14.300 e a partir de 2031 para os projetos protocolados entre o 13° e o 18° mês. Dessa forma, novos projetos de miniusinas passaram a pagar as tarifas previstas na legislação.

No ano de 2045, quando inicia a cobrança efetiva para os consumidores que tiveram projetos aprovados até o dia 06 de janeiro de 2023, os sistemas de geração instalados no local do consumo (geração junto a carga), especialmente os sistemas com elevado fator de simultaneidade (consumo de energia no horário da geração) terão vantagens pois a parcela da energia consumida diretamente do sistema de geração não será afetada pela taxa de utilização da rede elétrica (Sousa *et al.*, 2023).

O fator de simultaneidade expressa o grau de coincidência temporal entre a geração de energia elétrica pelo sistema e o consumo da unidade consumidora, sendo diretamente associado ao nível de autoconsumo instantâneo da energia gerada. Esse fator constitui um elemento central na análise técnica e econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no contexto da GD, como destacado por Sousa et al. (2023), que demonstraram que quanto maior é o fator de simultaneidade, mais vantajoso é o sistema do ponto de vista financeiro, principalmente para consumidores sujeitos à aplicação das regras da Lei 14.300.

Instalações comerciais, industriais e em prédios públicos com funcionamento concentrado no horário comercial podem se beneficiar do fator de simultaneidade por meio da instalação de sistemas fotovoltaicos no local de consumo, pois as atividades operacionais geralmente coincidem com o período de maior disponibilidade do recurso solar. Nesses casos, o aumento do fator de simultaneidade está associado à melhoria dos indicadores econômicos do sistema, uma vez que a energia consumida diretamente da geração fotovoltaica reduz a necessidade de injeção da geração na rede de distribuição e, consequentemente, diminui o impacto das tarifas aplicáveis ao uso da rede elétrica (Sousa *et al.*, 2023; Gergely; Csoknyai; Horváth, 2022).

Sistemas fotovoltaicos instalados junto à carga, quando associados a elevados fatores de simultaneidade, apresentam vantagens adicionais do ponto de vista técnico-operacional. Massaro *et al.* (2025) destacam que a redução da energia exportada para a rede contribui para a mitigação de fenômenos como inversão de fluxo de potência. Na mesma linha, Diahovchenko

et al. (2025) avaliam os benefícios para combater elevações de tensão em redes de distribuição com alta penetração de GD. Dessa forma, o consumo concomitante à geração tende a favorecer uma operação mais estável do sistema elétrico, sobretudo em redes com limitada capacidade de absorção de excedentes.

Em contraposição, os sistemas de autoconsumo remoto e demais arranjos nos quais a geração fotovoltaica ocorre em local distinto do ponto de consumo (fator de simultaneidade igual a 0), implicam maior utilização da infraestrutura elétrica para o transporte da energia. Nessa configuração, os sistemas ficam sujeitos às regras de compensação e aos encargos tarifários associados ao uso da rede (Sousa *et al.*, 2023).

Por outro lado, estudos reconhecem que o autoconsumo remoto possibilita a otimização do local de instalação das usinas fotovoltaicas. Bawazir e Cetin (2020) destacam a importância da escolha de áreas com melhor recurso solar, maior disponibilidade de espaço e melhores condições técnicas para a instalação dos sistemas. Além disso, Timilsina (2022) destaca que a centralização da geração pode proporcionar ganhos de escala, redução de custos unitários de investimento e maior eficiência na operação e manutenção.

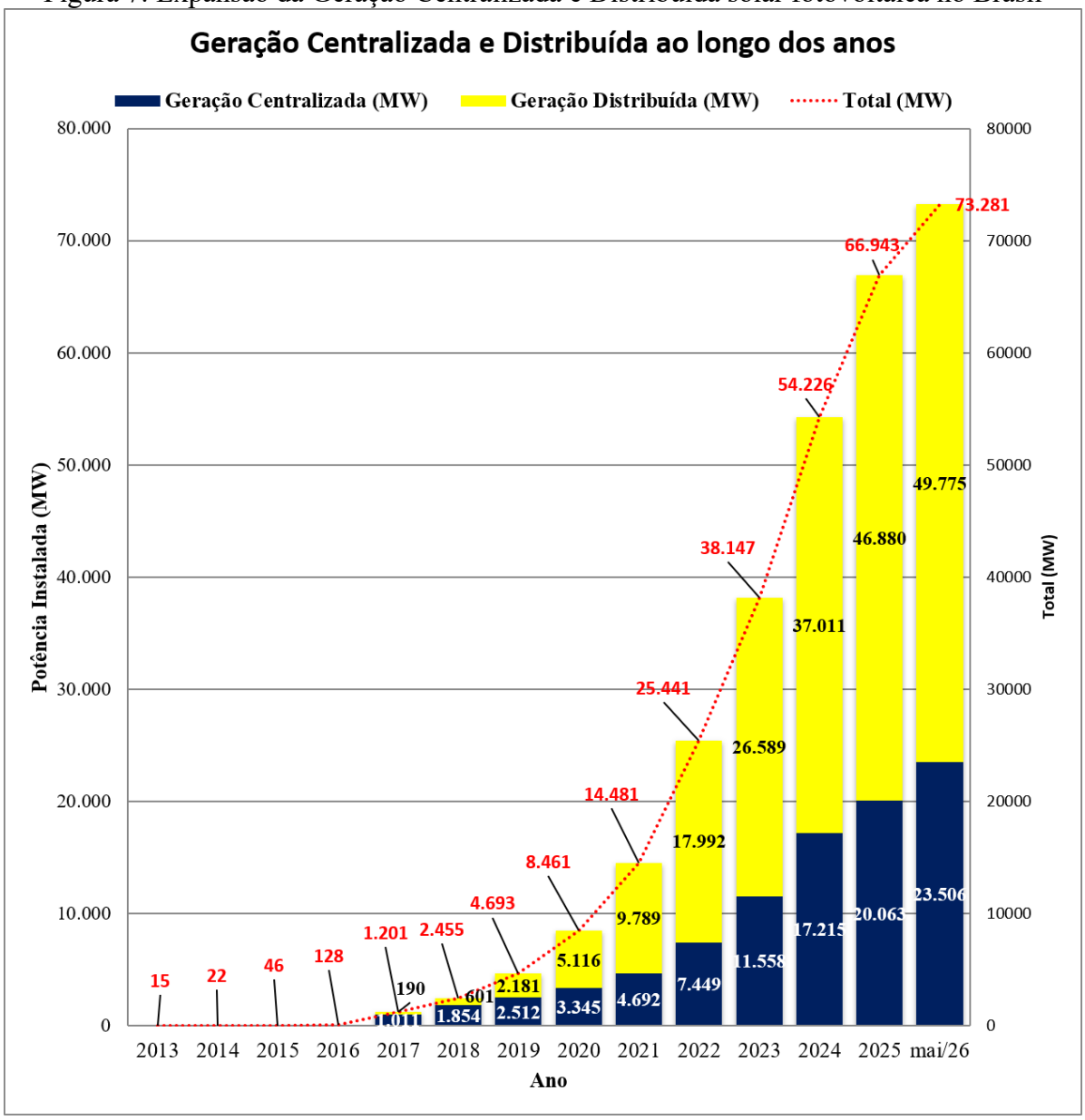
A Agenda 2030, adotada em 2015 pelos estados membros das Nações Unidas, apresenta uma visão de um mundo mais sustentável a ser concretizado até 2030. Inclui 17 ODS, 169 metas associadas e 231 indicadores para acompanhar o seu progresso. O progresso até o momento é insuficiente e existem muitos desafios para sua implementação, incluindo a necessidade de estratégias que maximizem sinergias e mitiguem compromissos e conflitos entre os países (Bennich *et al.*, 2023).

É fundamental observar que existem diferentes movimentos em prol da sustentabilidade. Um dos objetivos da Agenda 2030 é “produção e consumo sustentáveis”. Nesse cenário, destacam-se países como o Brasil, rico em fontes renováveis, que apresenta condição favorável para a transição da matriz energética. Dessa forma, é fundamental o desenvolvimento de projetos que comprovem a viabilidade socioambiental, técnica e econômica da implantação de sistemas de fontes renováveis de energia para facilitar e agilizar essa transição (Duaik *et al.*, 2022). A viabilidade desses empreendimentos está diretamente relacionada à legislação, aos valores da tarifa de energia elétrica além de incentivos por parte do Estado (Sousa *et al.*, 2023).

O número de sistemas de GD e geração centralizada que utilizam a fonte fotovoltaica cresce de forma exponencial no Brasil. Em 2013, a potência instalada de sistemas conectados à rede das concessionárias era de 15 MW, três anos depois, em 2016, a potência era de 132 MW. No ano seguinte, a potência saltou para 1,20 GW e no mês de abril de 2025 o Brasil

alcançou a marca de 55,76 GW, um aumento de 4.623% de 2017 para abril de 2025, conforme apresentado na Figura 7 (ABSOLAR, 2025).

Figura 7: Expansão da Geração Centralizada e Distribuída solar fotovoltaica no Brasil



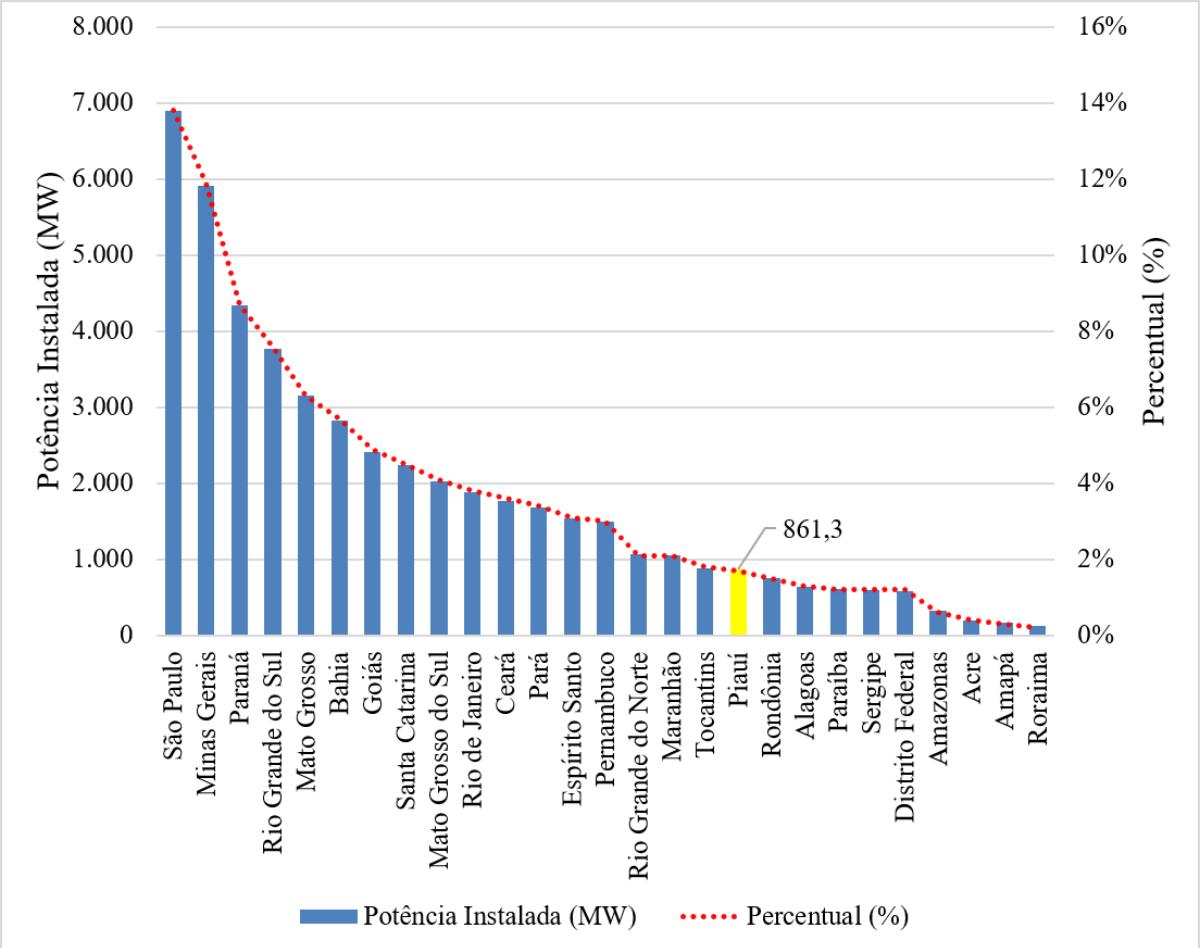
Fonte: Elaborado pelo autor com dados de ANEEL/ABSOLAR, 2025.

É possível observar a evolução da potência instalada de geração fotovoltaica no Brasil entre 2013 e o mês de maio de 2026, discriminando-se os dados de geração centralizada (em azul) e de geração distribuída (em amarelo), além do total acumulado (linha pontilhada vermelha). Verifica-se um crescimento exponencial da capacidade instalada, especialmente a partir de 2017, ano em que a GD começou a apresentar uma aceleração significativa. Enquanto a potência total instalada em 2013 era de apenas 15 MW, esse valor atingiu 73,28 GW em maio

de 2026, evidenciando a consolidação da fonte solar fotovoltaica como uma das principais alternativas da matriz elétrica brasileira.

Quanto ao estado do Piauí, observa-se que possui uma capacidade instalada de geração centralizada de 2.404,2 MW, e perde somente para Minas Gerais (8.661,4 MW) e Bahia (2.970,1 MW) no ranking estadual de geração centralizada. No que se refere à potência instalada de GD por estado, o Piauí, apesar de possuir uma das maiores incidências de radiação solar do Brasil, ocupa a 18ª posição no *ranking* estadual de GD com 861,3 MW de potência instalada, conforme apresentado na Figura 8. Teresina – PI, a capital do estado, ocupa a sexta posição no Brasil no *ranking* municipal nacional, com 365,0 MW de potência instalada, conforme dados da ANEEL/ABSOLAR referentes a maio de 2026.

Figura 8: Geração distribuída: ranking estadual



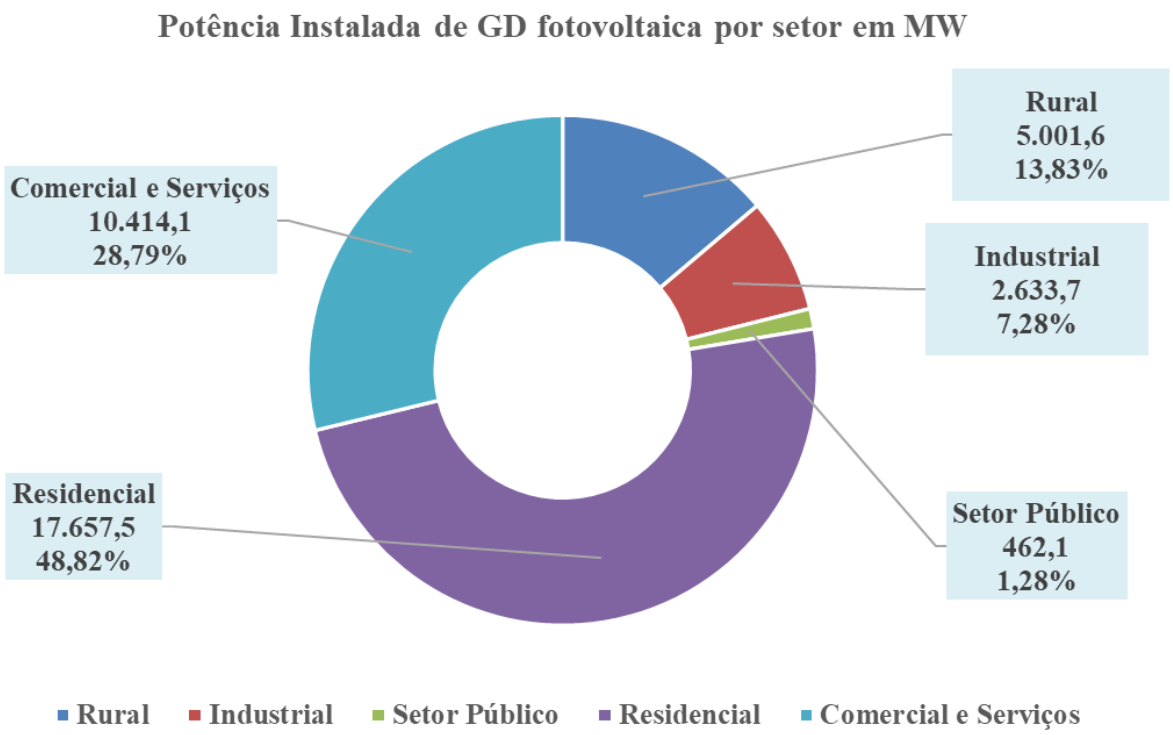
Fonte: Elaborado pelo autor com dados de ANEEL/ABSOLAR, 2026.

O estado do Piauí possui um dos maiores índices de irradiação solar do Brasil, com o valor médio anual de 5,7 kWh/m²·dia. No mês de setembro, a irradiação média mensal atinge o valor de 6,8 kWh/m²·dia de acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*,

2017). Entretanto, esse potencial ainda é pouco explorado, quando comparado a outros estados que possuem menores índices de irradiação solar e a potência instalada de geração fotovoltaica é significativamente maior, como é o caso do Rio Grande do Sul, com média de irradiação solar anual de 4,54 kWh/m²·dia e possui uma potência instalada de GD igual a 3.769,5 MW. Esse valor é quase cinco vezes superior à potência instalada no Piauí (ABSOLAR, 2026).

Para avaliar por setor, utilizaram-se os dados de consumo de energia elétrica e potência instalada de GD fotovoltaica, segmentados por classe de consumo, para os seguintes setores: residencial; comercial; rural; industrial; e setor público (Poder Público; Serviço Público e Iluminação Pública) disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Verifica-se que, no ano de 2024, a maior parcela da potência instalada está em instalações residenciais, com 17.657,5 MW (48,82%) do total, seguida pelo setor comercial e de serviços com 10.414,1 MW (28,79%) (Figura 9) (EPE, 2026).

Figura 9: Geração distribuída fotovoltaica no Brasil por classe de consumo

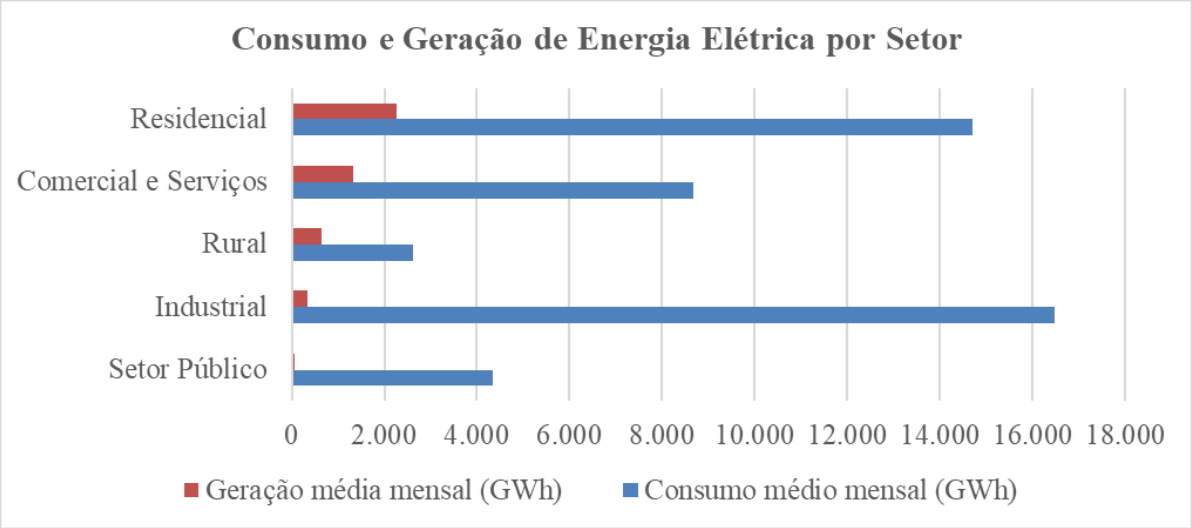


Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (EPE, 2026).

Realizou-se a análise do consumo médio mensal de energia elétrica por setor no ano de 2024, com base nas informações disponibilizadas pela EPE. Os dados evidenciam que o setor industrial apresentou o maior consumo médio mensal, totalizando 16.470,7 GWh, seguido pelos setores residencial (14.709,9 GWh), comercial e de serviços (8.674,4 GWh), setor público

(4.330,9 GWh) e rural (2.613,4 GWh). Além disso, foi estimada a geração média mensal de energia elétrica proveniente de sistemas de GD fotovoltaica para cada um desses setores, possibilitando uma comparação entre consumo e oferta energética descentralizada. A Figura 10 apresenta, de forma consolidada, os dados relativos ao consumo e à geração média mensal por setor, permitindo uma avaliação comparativa da cobertura energética proporcionada pelos sistemas de GD em diferentes segmentos da economia.

Figura 10: Consumo de energia elétrica no Brasil e geração distribuída fotovoltaica por setor

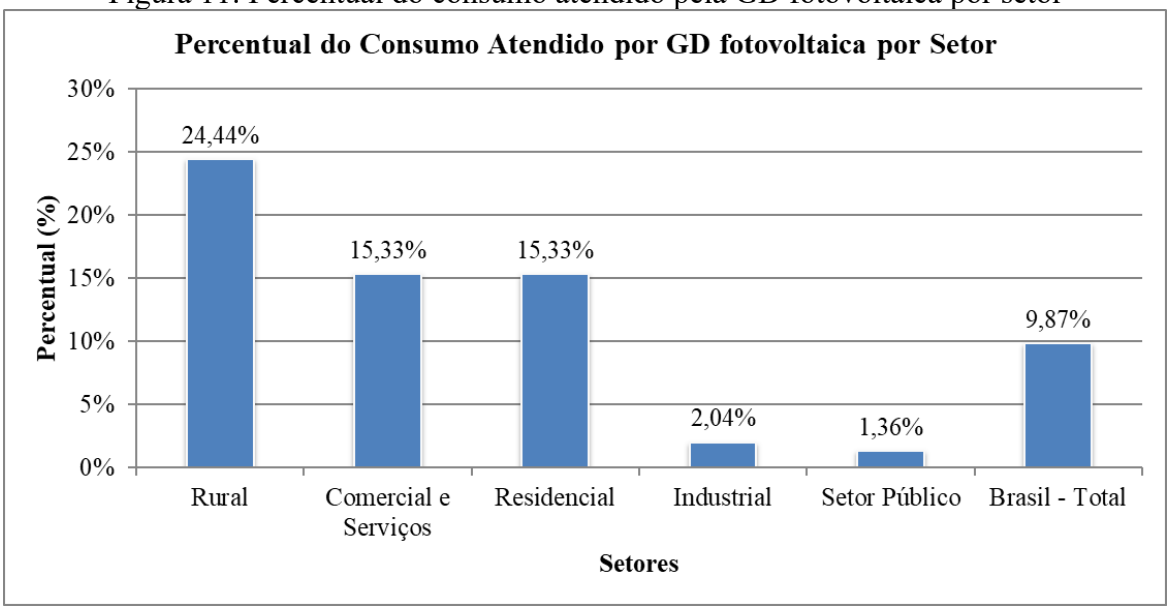


Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (EPE, 2026).

No que se refere à GD fotovoltaica, a maior média mensal estimada foi calculada no setor residencial, com 2.254,51 GWh, seguido pelo setor comercial e de serviços (1.329,67 GWh), setor rural (638,61 GWh), setor industrial (336,27 GWh) e setor público (58,99 GWh). Com base nos dados de geração e consumo foi avaliado o percentual do consumo atendido pela geração fotovoltaica (Figura 11).

Observa-se que o setor rural destaca-se com o maior percentual de cobertura, atingindo 24,44% de seu consumo médio mensal atendido por GD fotovoltaica. Em seguida, aparecem os setores comercial (15,33%) e residencial (15,33%). O setor industrial possui apenas 2,04% do consumo atendido pela GD fotovoltaica e o setor público apresenta o menor percentual de cobertura, 1,36%, o que indica a necessidade de investimentos nessa área (EPE, 2026).

Figura 11: Percentual do consumo atendido pela GD fotovoltaica por setor



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (EPE, 2026).

Esses dados indicam uma predominância da adesão à geração fotovoltaica pelos consumidores rurais, residenciais e comerciais. Considerando que a média geral de consumo mensal dos cinco setores analisados é de 46.799 GWh, dos quais apenas 9,87% são supridos por GD fotovoltaica, constata-se que ainda há um amplo potencial a ser explorado, especialmente no setor público, cuja adesão à GD ainda é muito baixa.

O aumento na capacidade de geração de energia elétrica utilizando a fonte fotovoltaica, pelo poder público é fundamental, pois pode reduzir os gastos com energia elétrica, além de reduzir os impactos ambientais. Além disso, pode promover o desenvolvimento da indústria local, alternativa essa que pode reduzir custos e aumentar a participação dessa fonte de energia na matriz elétrica nacional, proporcionando diversos benefícios, como o desenvolvimento tecnológico, econômico e social (Ferreira *et al.*, 2018).

A participação do poder público na GD é, portanto, uma medida estratégica que ultrapassa a esfera energética e passa a ser compreendida como parte de uma agenda mais ampla de governança sustentável e eficiência na gestão dos recursos públicos. A adoção de mecanismos de financiamento via PPPs, a criação de fundos específicos para a transição energética e a desburocratização dos processos licitatórios são caminhos viáveis para acelerar essa transformação.

A análise apresentada neste estudo considera exclusivamente a GD de origem fotovoltaica, o que tende a subestimar a participação de determinados segmentos econômicos, em especial o setor industrial. De acordo com o marco regulatório brasileiro da GD, são elegíveis para compensação de energia elétrica todas as fontes renováveis incentivadas e a

cogeração qualificada, não se restringindo à fonte solar (BRASIL, 2022). Dessa forma, o setor industrial apresenta maior representatividade quando se incluem outras fontes de GD, com destaque para a biomassa, amplamente utilizada em processos de autoprodução e cogeração de energia, sobretudo em cadeias agroindustriais como a sucroenergética, a de papel e celulose e a agroindústria de alimentos.

Contribuindo com esse ponto de vista, Ferroni *et al.* (2025) destacam que em 2023, foram exportados para o Sistema Interligado Nacional, 20,97 TWh, um volume suficiente para suprir aproximadamente 4% do consumo nacional de eletricidade, além de evitar a emissão de cerca de 4,3 milhões de toneladas CO_2. A geração de bioeletricidade para a rede concentrou-se no período de seca, reforçando a segurança energética e reduzindo a dependência hídrica. Assim, ao considerar o conjunto das fontes incentivadas previstas na legislação, a participação do setor industrial na GD torna-se significativamente mais relevante do que aquela observada quando a análise se limita à GD fotovoltaica.

A análise dos sistemas de GD evidencia seu papel estratégico na ampliação do uso de fontes renováveis, na redução de custos com energia elétrica e na mitigação de impactos ambientais. Entretanto, observa-se que, apesar do crescimento expressivo desse modelo nos setores residencial, comercial e rural, sua adoção pelo setor público ainda é limitada, sobretudo em função de restrições orçamentárias e institucionais. Diante desse cenário, torna-se pertinente discutir mecanismos capazes de viabilizar investimentos em GD para o setor público, destacando-se as PPPs como um instrumento potencial para ampliar a participação do poder público na transição energética (Raghutla; Kolati, 2023), tema abordado no próximo tópico.

2.3 PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS - PPPs

A aquisição de capital desempenha um papel importante na transição para fontes de energia renováveis em muitos países. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2025) destaca que é essencial um aumento maciço do investimento nas economias emergentes e em desenvolvimento para atender de forma sustentável à crescente demanda por energia, bem como para garantir o cumprimento das metas climáticas. Reforça ainda que para atingir a meta de emissões líquidas zero até 2050, será necessário que os gastos com energia limpa nessas economias mais que tripliquem até 2030 e deixa claro que esse é um valor muito superior à capacidade do financiamento público por si só, exigindo, portanto, uma mobilização de capital privado.

Para superar esse desafio, Othman e Khallaf (2024), destacam que as PPPs em projetos de energia renovável não só reduzem a pressão financeira sobre os governos, como também contribuem com o desenvolvimento sustentável ao integrar uma fonte renovável na infraestrutura de eletricidade. Dessa forma, as PPPs são essenciais para atingir os objetivos da Agenda 2030 (Raghutla; Kolati, 2023).

As PPPs, conforme definidas pela Lei n° 11.079/2004, são contratos estabelecidos entre entidades governamentais e empresas privadas com o objetivo de financiar, construir e operar projetos de infraestrutura pública e serviços. Essas parcerias combinam recursos e expertise dos setores público e privado para proporcionar serviços e desenvolver projetos que, de outra forma, seriam difíceis de realizar devido às limitações orçamentárias e de capacidade técnica do setor público (BRASIL, 2004). De acordo com o Art. 2º dessa legislação, as PPPs podem assumir duas formas distintas: a concessão patrocinada e a concessão administrativa.

A concessão patrocinada corresponde à concessão de serviços públicos ou de obras públicas, na qual, além da tarifa cobrada aos usuários, há o pagamento de contraprestação financeira por parte do poder público ao concessionário privado. Como exemplos desse tipo, tem-se a linha amarela do metrô de São Paulo, a Rodovia Transcerrados do Piauí e o veículo leve sobre trilho – VLT – Prefeitura do Rio de Janeiro (BRASIL, 2004; Sousa Filho, 2021; Campos *et al*., 2020; Melo-Silva; Lourenço; Angotti, 2021).

Por sua vez, a concessão administrativa caracteriza-se como um contrato de prestação de serviços no qual a Administração Pública é beneficiária direta ou indireta do serviço, podendo envolver, inclusive, a execução de obras ou o fornecimento e a instalação de bens. Nesse arranjo, não há cobrança de tarifas dos usuários finais, sendo a remuneração do parceiro privado integralmente realizada por meio da contraprestação pública, condicionada ao cumprimento de metas de desempenho e níveis de serviço previamente estabelecidos. São exemplos desse tipo: a PPP das miniusinas do Governo do Estado do Piauí; a PPP Piauí Conectado; e a Rede de Ensino Municipal de Belo Horizonte, entre outras (BRASIL, 2004; Sousa Filho, 2021; Campos *et al*., 2020; Melo-Silva; Lourenço; Angotti, 2021).

Além dessas duas modalidades de PPP, Sousa Filho (2021) destaca que existe a possibilidade de concessão comum, prevista na Lei nº 8.987/95, na qual a parceria entre público e privado para realização de investimentos em infraestrutura e serviço público é remunerada exclusivamente pelo usuário, como exemplos têm-se as rodovias de São Paulo (ideia clássica dos pedágios) e os aeroportos de Florianópolis, Fortaleza e Porto Alegre.

A legislação estabelece distinção entre as PPPs e as concessões comuns. No §3º do Art. 2º da Lei nº 11.079/2004, fica claro que não se enquadram como PPPs as concessões de serviços

públicos ou de obras públicas que não envolvam contraprestação pecuniária do parceiro público ao parceiro privado, permanecendo essas sujeitas exclusivamente ao regime da Lei nº 8.987/1995 (BRASIL, 2004). Essa diferenciação reforça o caráter híbrido das PPPs, que combinam elementos de contratos de concessão com mecanismos de financiamento público de longo prazo.

Adicionalmente, a legislação impõe restrições claras aos contratos de PPP, com o objetivo de assegurar sua adequação a empreendimentos de maior complexidade e relevância econômica. É vedada, por exemplo, a celebração de contratos cujo valor global seja inferior a R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), bem como aqueles com prazo de prestação de serviços inferior a cinco anos (BRASIL, 2004). Tais limites refletem a restrição do instrumento das PPPs para projetos estruturantes, nos quais os custos de modelagem, monitoramento e alocação de riscos sejam compatíveis com contratos de longo prazo e de maior vulto financeiro.

Por fim, a legislação proíbe a utilização de PPPs para contratos cujo único objeto seja o fornecimento de mão de obra, o fornecimento e instalação de equipamentos ou a execução isolada de obra pública (BRASIL, 2004). Essa vedação reforça o entendimento de que as PPPs devem envolver a prestação integrada de serviços, associada à gestão, operação e manutenção do ativo ao longo do ciclo de vida do projeto, constituindo-se, assim, em um instrumento voltado à eficiência, à inovação e à melhoria da qualidade dos serviços públicos. Sousa Filho (2021) ainda destaca a amplitude das PPPs. As parcerias abrangem qualquer ente da administração pública direta e indireta, órgãos, fundos especiais e entidades controladas direta ou indiretamente pela administração pública, com contratos que podem durar entre cinco e 35 anos.

Feng, He e Ma (2022) explicam que no esquema de PPPs, uma empresa com fins lucrativos assume o custo da instalação do empreendimento. Em troca, a empresa desfruta de uma parte da receita de eletricidade gerada pelo sistema de geração no longo prazo. Dessa forma, o modelo de PPP pode ser visto como um negócio autossustentável. Isto ocorre porque o custo inicial do sistema é pago pela receita da eletricidade sem depender de outras fontes de receita.

O Banco Mundial (World Bank, 2023) destaca que PPPs são cada vez mais reconhecidas como uma ferramenta valiosa para o desenvolvimento. A razão é simples: em todo o mundo, modelos de PPPs bem projetados forneceram infraestrutura e serviços de qualidade, muitas vezes a custos mais baixos, aproveitando o financiamento do setor privado, conhecimento técnico e experiência em gestão. Não surpreendentemente, a demanda por PPPs aumentou e deve crescer ainda mais. Em conformidade com a Lei brasileira n° 11.079/2004, os autores

Benítez-Ávila *et al.* (2018) destacam que a PPP é um contrato de longo prazo entre uma parte privada e uma entidade governamental, para fornecer um bem ou serviço público, no qual a parte privada assume risco e gerenciamento significativos, e o pagamento está vinculado ao desempenho. Além disso, as PPPs têm uma característica de flexibilidade e lógica voltada para o desempenho. Se surgirem novas tecnologias, a PPP pode e deve se adaptar às novas condições tecnológicas. A PPP é aberta, com segurança, e conta com instrumentos eficazes para fazer com que o parceiro privado empregue continuamente as melhores soluções existentes no mercado (Sousa Filho, 2025).

Outro aspecto relevante das PPPs é destacado por Khawaja, Ghaith e Alkhalidi (2021). Eles explicam que os cidadãos terão melhor qualidade de vida e melhores serviços, pois esse tipo de parceria tem potencial para oferecer muitas oportunidades de trabalho que permitem o envolvimento dos cidadãos. Além disso, o governo tem mais controle das atividades desenvolvidas quando comparado ao fornecimento do serviço somente por empresas privadas. Os riscos e as responsabilidades são compartilhados entre a empresa privada e o governo, favorecendo ainda mais esse tipo de empreendimento.

Esse tipo de parceria também apresenta problemas e enfrenta desafios. Awuku *et al.* (2022) relatam que a implementação de PPPs enfrenta desafios como questões de transparência, tensões devido a litígios fundiários, legislação inadequada que rege as PPPs, fraca capacidade de negociação e politização das PPPs.

Outro ponto crítico a ser observado é que a PPP pode ser usada para esconder dívidas públicas, como também pode apresentar custos extras, principalmente em países em desenvolvimento devido à corrupção por parte dos envolvidos na parceria. Outro problema é a falta de experiência na implementação da PPP (Buso *et al.*, 2017; Fleta-Asín *et al.*, 2020; Hopkin; Rodríguez-Pose, 2007).

As Parcerias Público-Privadas são instrumentos poderosos para a implementação de projetos de infraestrutura e serviços públicos, combinando os pontos fortes do setor público e privado. Embora apresentem desafios, as PPPs podem oferecer soluções inovadoras e eficientes para o desenvolvimento sustentável, especialmente no setor de energia renovável como a solar fotovoltaica (Feng; He; Ma, 2022).

As PPPs ampliam a capacidade de atuação do setor público para alcançar os ODS, especialmente em áreas que requerem competências ou fatores específicos (por exemplo, energias renováveis e biotecnologia). Ao promover a divisão de riscos entre os entes públicos e privados, esse modelo de cooperação contribui para reduzir as barreiras de entrada em setores

estratégicos e desempenha um papel essencial na construção de um ambiente financeiro mais estável e propício à transição para uma economia sustentável (ONU, 2023).

De acordo com a EPE (2026), os sistemas de geração fotovoltaicos são uma realidade em várias regiões do mundo e aqui no Brasil estão em crescimento exponencial principalmente nos setores comercial e residencial. É necessário o investimento por parte do poder público para aumentar a capacidade de geração e o modelo de PPP pode ajudar a impulsionar a geração fotovoltaica nesse setor (Awuku, 2022).

A parceria público-privada (PPP) é uma abordagem adotada para aumentar os investimentos em infraestrutura no setor público (Cui *et al.*, 2018). Reforçando essa perspectiva, Awuku *et al.* (2022) destacam que a utilização de PPPs é uma das ferramentas que os governantes estão utilizando para acelerar o desenvolvimento de infraestrutura em muitos países. Uma das áreas em que o modelo vem sendo utilizado é o investimento em fontes de energias renováveis, com destaque para a energia fotovoltaica. Os autores ainda destacam que grandes projetos de energia solar fotovoltaica foram desenvolvidos por meio de PPPs no Marrocos, Egito e África do Sul. O poder público deve liderar a política de transição energética para a utilização de fontes renováveis.

A literatura evidencia que, embora o custo inicial ainda seja reconhecido como uma das principais barreiras à difusão dos sistemas fotovoltaicos (Othman; Khallaf, 2024), esse obstáculo tem sido progressivamente mitigado ao longo dos últimos anos. Xue, Lindkvist e Temeljotov-Salaj (2021), destacam que os elevados investimentos iniciais e a oferta limitada de financiamento constituem entraves relevantes à adoção da tecnologia, sobretudo em contextos nos quais o acesso ao crédito é restrito. No entanto, estudos mais recentes indicam uma mudança nesse cenário. Ghadim *et al.* (2025) constataram que os custos dos sistemas fotovoltaicos têm diminuído substancialmente nas últimas décadas e essa redução foi maior que a previsão feita pela maioria dos estudos existentes de projeção de custos dos sistemas.

Essa redução expressiva está associada, principalmente, aos avanços tecnológicos, às economias de escala decorrentes da expansão do mercado global e à otimização dos processos de fabricação, logística e instalação (Kavlak *et al*., 2025; Ghadim *et al*., 2025; Cristea *et al.*, 2025). Nesse contexto, observa-se que a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos tem se ampliado de forma consistente, tornando-os cada vez mais competitivos em relação às fontes convencionais de energia e fortalecendo seu papel como alternativa estratégica para a transição energética sustentável.

No Brasil, existem PPPs para a instalação de sistemas fotovoltaicos. O governo do Estado do Tocantins, publicou um edital (n° 001/2023) de concorrência pública para a implantação,

operação e manutenção de usinas fotovoltaicas por meio de PPPs. O Governo de Mato Grosso do Sul assinou uma PPP para manutenção e operação de sistemas de energia solar da administração pública estadual para atender o Detran; a Polícia Militar; Polícia Civil; unidades do Corpo de Bombeiros e as escolas estaduais (Canal Solar, 2024).

A Prefeitura do Rio lançou, em 2023, a PPP do Solário Carioca para geração de energia fotovoltaica por meio de uma miniusina de potência de 5 MW e o grupo vencedor foi o Consórcio Rio Solar, com o lance de 20,5% de desconto sobre a tarifa vigente da Light (concessionária de energia que atende o município). Essa instalação abastecerá imóveis públicos, gerando economia anual de pelo menos R$ 2 milhões para o Município (Prefeitura Rio, 2025).

O Governo do Estado de Pernambuco e a COMPESA (Companhia Pernambucana de Saneamento) assinaram, em julho de 2022, uma PPP para a construção e operação de duas usinas fotovoltaicas nos municípios de Flores e São Caetano. Os empreendimentos serão utilizados para produzir a energia elétrica para abastecer unidades da COMPESA nas duas cidades. O objetivo desse projeto é reduzir custos e oferecer melhores condições de funcionamento para a empresa e conseguir redução na conta de água dos consumidores (COMPESA, 2022). Além desses, as cidades de Fortaleza (CE), Santos (SP) e São Paulo (SP) lançaram editais de PPPs para implantação de sistemas fotovoltaicos.

Com relação ao Estado do Piauí, tem-se a PPP das miniusinas de geração fotovoltaica que foi lançada em 2018 pela Superintendência de Parcerias e Concessões – SUPARC e está alinhada com esses objetivos (SUPARC, 2026). Com todos esses exemplos, observa-se que a colaboração entre os setores público e privado é essencial para alcançar as metas de energia renovável e garantir uma transição energética bem-sucedida.

No Estado do Piauí, além dessa PPP, existem outras áreas que estão aplicando esse modelo de contratação. Atualmente, existem mais doze contratos de parcerias em monitoramento vinculados à SUPARC: Remoção, Guarda e Hasta Pública de Veículos Apreendidos – Detran/PI; Terminais Rodoviários; Piauí Center Modas; Águas de Teresina; Parque Zoobotânico; Nova Ceasa; Hotel Serra da Capivara; Ginásio Verdão; Complexo Barra Grande; Centro de Convenções; Aeroporto Parnaíba e a Rodovia Transcerrados.

A Rodovia Transcerrados é um projeto de PPP do Governo do Estado do Piauí, no setor de infraestrutura de transportes com o objetivo de ampliar a capacidade logística e melhorar as condições de escoamento da produção agrícola do sul do estado, especialmente na região do MATOPIBA. O projeto foi contratado sob a modalidade de concessão patrocinada, combinando receitas tarifárias provenientes da cobrança de pedágio com contraprestações pecuniárias do

poder concedente (SUPARC, 2025). O contrato de PPP nº 003/2021 foi firmado em 26 de julho de 2021, estabelecendo um prazo de vigência de 30 anos. A concessionária responsável pela execução do contrato é a Grãos do Piauí Concessionária de Rodovias SPE S.A.

O objeto da concessão abrange a construção, conservação, recuperação, manutenção, implantação de melhorias e operação rodoviária dos trechos da Rodovia PI-397 (Transcerrados) e da Rodovia PI-262 (Estrada Palestina), totalizando uma extensão de 276,8 km. Esses trechos conectam polos produtivos do sul piauiense aos corredores logísticos nacionais (SUPARC, 2025).

Do ponto de vista econômico-financeiro, a SUPARC destaca que o contrato prevê um investimento total estimado em R$ 650,05 milhões, com uma Taxa Interna de Retorno (TIR) contratual de 9,20% ao ano. O modelo operacional da PPP inclui a implantação de praças de pedágio, sistemas de monitoramento de tráfego, centros de controle operacional, serviços de atendimento ao usuário, além de um conjunto abrangente de indicadores de desempenho previstos no Programa de Exploração Rodoviária (PER). A fiscalização do contrato é realizada com o apoio de um Verificador Independente, função exercida pelo Consórcio EVVIA ICO, garantindo maior transparência, controle técnico e aderência às metas contratuais.

Na esfera socioeconômica, observa-se a geração de empregos diretos, com 82 postos de trabalho ativos ao final do primeiro trimestre de 2023, além de efeitos indiretos associados à melhoria da infraestrutura logística, redução de custos de transporte e aumento da segurança viária (SUPARC, 2025).

Em síntese, a PPP da Rodovia Transcerrados configura-se como um projeto estruturante de infraestrutura, que combina investimentos privados de longo prazo e mecanismos de remuneração híbridos (tarifa e contraprestação pública), assumindo papel estratégico no desenvolvimento regional e na integração logística do Piauí.

O Governo do Estado do Piauí também implementou a PPP Piauí Conectado (2018), na modalidade de concessão administrativa, que foi a primeira PPP do setor de telecomunicações no Brasil, visando levar internet de qualidade (fibra óptica e Wi-Fi gratuito) a órgãos públicos e espaços públicos nos municípios do Piauí, construindo uma rede estadual de telecomunicações (SUPARC, 2021). Apesar de ter consolidado a infraestrutura e a conexão em vários municípios, o contrato foi extinto por caducidade em 2024. O relatório de monitoramento identificou diversas falhas na execução contratual, entre elas: Deficiências estruturais no *backbone* de internet, construído fora dos padrões técnicos estabelecidos; Velocidade de internet abaixo do contratado e instabilidade nos pontos de acesso; Ausência de infraestrutura interna adequada nos órgãos públicos; Atuação insuficiente do verificador independente, que

comprometeu a correção tempestiva das falhas. O Estado assumiu a prestação de serviços por meio da Piauí Link (TCE PI, 2025).

O estudo das Parcerias Público-Privadas demonstra que esse modelo contratual pode representar uma alternativa eficiente para a implementação de projetos de infraestrutura energética, especialmente aqueles voltados à expansão das fontes renováveis. Contudo, para além da viabilidade técnica e econômica desses empreendimentos, é necessário avaliar os efeitos que tais projetos provocam no meio ambiente e nas comunidades locais. Nesse sentido, o tópico seguinte discute os impactos socioambientais associados à implantação de miniusinas fotovoltaicas, considerando tanto os benefícios quanto os desafios decorrentes desse tipo de instalação.

2.4 IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS DE MINIUSINAS FOTOVOLTAICAS

O crescimento acelerado da energia fotovoltaica no mundo evidencia a necessidade de um exame minucioso dos locais de instalação dessa tecnologia, com o objetivo de causar o menor impacto possível (Bawazir; Cetin, 2020). Além disso, Terrapon-Pfaff *et al.* (2019) também destacam que a análise focada predominantemente nos aspectos técnicos e ambientais da energia solar deixa uma lacuna significativa no entendimento dos impactos sociais de tais infraestruturas de energias renováveis.

O estudo dos impactos socioambientais das energias renováveis deveria ser um ponto de preocupação principalmente para os países em desenvolvimento, nos quais os trabalhadores sofrem frequentemente com más condições de trabalho como parte das cadeias de abastecimento globais. Por esta razão, a adoção de tecnologias de energias renováveis deve ser avaliada não só do ponto de vista ambiental e econômico, mas também do ponto de vista da responsabilidade social. A compreensão desses impactos é essencial para promover um desenvolvimento sustentável que equilibre progresso tecnológico e bem-estar comunitário (Takeda *et al.*, 2019).

Embora a literatura sobre esse tipo de instalação esteja mais focada nos aspectos técnicos e ambientais, houve aumento significativo nas publicações sobre a avaliação do impacto socioeconômico da energia solar e das tecnologias fotovoltaicas nos últimos anos (Güre et al., 2025). Um estudo recente sobre impactos socioambientais de sistemas *off-grid* é o de Morais; Lira; Lopes (2025) que avaliaram a utilização de sistemas de bombeamento utilizando a tecnologia fotovoltaica.

As usinas de geração fotovoltaica apresentam benefícios ambientais significativos, porém podem produzir impactos sociais notáveis nas comunidades que residem no local da instalação. Esses impactos variam desde alterações na paisagem e uso do solo até mudanças socioeconômicas e culturais nas comunidades adjacentes (Terrapon-Pfaff *et al.*, 2019).

Analisando os impactos na comunidade, Heideier *et al.* (2020) destacam que essas instalações podem gerar uma quantidade significativa de empregos locais, tanto na fase de construção quanto nas fases de operação e manutenção. No entanto, os benefícios econômicos podem ser desiguais, favorecendo certos grupos em detrimento de outros. Por exemplo, as oportunidades de trabalho que surgem com a instalação das usinas nem sempre são acessíveis aos residentes locais, especialmente se exigirem habilidades técnicas especializadas.

Um estudo realizado por Lee; Huh; Yoo (2018), analisaram o projeto do governo da Coreia do Sul que tem como objetivo implantar usinas fotovoltaicas de pequeno porte (até 150 kW). Os autores destacam que esse tipo de instalação, que não ocupa grandes espaços, provoca menos impactos ambientais, em comparação aos impactos provocados por usinas de grande escala. Além disso, a pesquisa de Mayer; Szilágyi; Gróf (2021) sugere que os impactos gerados pelas instalações fotovoltaicas de grande porte podem ser reduzidos com estudos prévios a respeito do local e tipo de instalação. A participação e o envolvimento da comunidade local na tomada de decisões nos projetos de energia solar influenciam diretamente a aceitação do projeto pelas comunidades locais. São necessárias estratégias de engajamento mais inclusivas e sensíveis ao contexto cultural das instalações.

As usinas fotovoltaicas também influenciam as dinâmicas culturais e comunitárias. A implantação dessas usinas pode alterar significativamente a paisagem local, afetando a percepção da comunidade sobre seu ambiente. A análise dos impactos visuais que as instalações de sistemas fotovoltaicos de grande porte produzem deve ser um dos pontos de tomada de decisão para escolha do melhor local para a construção dos empreendimentos (Cousse, 2021).

Os autores Kibaara; Karweru (2022) destacam que as usinas fotovoltaicas ocupam grandes extensões de terra, que poderiam ser utilizadas para outras atividades econômicas para geração de receitas, como agricultura, silvicultura e turismo. O deslocamento de atividades econômicas preexistentes, especialmente em áreas rurais onde a terra é usada para agricultura, provoca sérios impactos negativos que retardam a aplicação da energia fotovoltaica. Eles propõem uma ferramenta de modelagem que possa avaliar e quantificar os efeitos para direcionar a tomada de decisões e acelerar a aplicação da energia fotovoltaica. Este modelo ajuda a compreender as interações entre a geração de energia solar e seus impactos socioeconômicos ao longo da vida útil da usina.

Com base nos estudos em análise, constata-se que os impactos sociais estão diretamente interligados aos aspectos ambientais e técnicos. As usinas fotovoltaicas são promovidas como soluções sustentáveis e de baixo impacto ambiental. Contudo, questões como uso da terra e impactos na biodiversidade local podem ter implicações sociais diretas, como a alteração de ecossistemas utilizados pela comunidade local para meios de subsistência (Kibaara; Karweru, 2022).

Bezerra; Reis Neto; Andrade (2021) analisaram a contribuição da participação da população no enfrentamento dos impactos socioambientais como exercício da cidadania ambiental. Foi realizado um estudo de caso de um movimento de moradores do entorno da usina fotovoltaica São Gonçalo no município de São Gonçalo do Gurgueia, no Piauí, considerado o maior da América do Sul em 2018, ano da sua implantação, com potência instalada de 475 MW e aproximadamente 2,2 milhões de módulos fotovoltaicos instalados. A pesquisa realizada concluiu que a ação da população, por meio de mobilização social, pode ser considerada como exercício da cidadania ambiental, pois ao afirmar seu direito ao meio ambiente como direito fundamental, alertou o Poder Público para os impactos socioambientais causados pelas obras da usina fotovoltaica, possibilitando a efetividade da legislação ambiental.

Terrapon-Pfaff *et al.* (2019) destacam a importância, cada vez maior, de avaliar e gerir os impactos sociais provocados pela instalação de grandes usinas fotovoltaicas para reduzir os riscos tanto para as comunidades afetadas diretamente pelas obras como para as atividades do projeto e dos negócios das empresas responsáveis pelas usinas. Os autores também ressaltam que existem poucas publicações na literatura acadêmica e profissional sobre os potenciais impactos destas instalações em nível local.

Suuronen *et al.* (2017) estudaram a otimização de localização de usinas fotovoltaicas no Deserto de Atacama, no Chile, considerando o impacto social como um dos critérios principais. A otimização da localização de usinas fotovoltaicas utilizou três parâmetros para tomada de decisão: (1) Encontrar locais com maior potencial solarimétrico, (2) determinar locais com menor impacto negativo ao meio ambiente e (3) localizar as áreas que produzem pequeno impacto social negativo. Os resultados da pesquisa de impactos sociais foram analisados e incluídos no processo de tomada de decisão, incluindo valores paisagísticos. Esse trabalho comprova que o estudo do melhor local para instalação consegue reduzir consideravelmente os impactos sociais negativos, mantendo elevados índices de eficiência e geração.

Avaliar a aceitação da tecnologia de energia fotovoltaica pelas comunidades residentes nas proximidades das instalações é fundamental para a tomada de decisões relacionadas à sua expansão. Nessa linha de pesquisa, Patel; Rao (2016) realizaram um estudo de campo em três

aldeias na Índia para avaliar a aceitação da tecnologia de energia fotovoltaica. As aldeias estão localizadas próximas à instalação de usinas fotovoltaicas. O estudo foi realizado por meio da aplicação de um questionário com 14 perguntas e contou com a participação de 172 pessoas que residem perto das usinas. O estudo constatou que cerca de 91,27% dos residentes são a favor do estabelecimento de novas usinas fotovoltaicas próximo aos seus campos agrícolas e 91% dos entrevistados gostariam de instalar módulos fotovoltaicos para atender às suas necessidades energéticas. Observou-se também que 89% dos entrevistados destas aldeias acreditam que as instalações fornecem eletricidade e oportunidades de emprego. No entanto, 7% opinaram que a usina solar não é benéfica para eles.

A avaliação global de empreendimentos de geração de energia fotovoltaica não pode ser substituída por avaliações pontuais que consideram apenas os impactos econômicos, por exemplo. Isso fica evidente no trabalho desenvolvido por Hartono *et al.* (2020) que realizaram um estudo para estimar os impactos de investimentos em usinas a carvão e compará-los com investimentos em usinas baseadas em energia renovável (geotérmica, hidroelétrica, eólica e solar) na Indonésia. Os resultados revelam que usinas a carvão podem exigir menos investimento e ter melhores impactos econômicos e em termos de emprego, no entanto, o seu efeito de emissão de GEE contínuo resultante da operação precisa ser considerado para a correta escolha da melhor fonte de energia.

Altoé *et al.* (2022) destacam a importância de ampliar o uso de energias renováveis para geração de energia elétrica. Dentre os pontos positivos, tem-se o aumento da independência e diversificação da matriz energética brasileira e redução das emissões de gases causadores do efeito estufa provenientes do setor energético. No campo social, os autores destacam que a principal contribuição social desses empreendimentos é a criação de um número relevante de postos de trabalho, aumentando a renda da população local.

Complementando a análise de Altoé *et al.* (2022), Ferreira *et al.* (2024) analisaram o desmatamento provocado pela instalação de usinas fotovoltaicas no Estado do Ceará. Eles destacaram o expressivo avanço da energia fotovoltaica no estado do Ceará, com 150 empreendimentos centralizados licenciados entre os anos de 2011 e 2022, dos quais 27 já se encontravam em operação até dezembro de 2022. Eles enfatizam que é necessária uma análise criteriosa acerca dos impactos ambientais decorrentes da implantação dessas usinas, em especial no que se refere ao desmatamento de áreas nativas. Conforme demonstrado no estudo, a instalação desses empreendimentos resultou na supressão de 2.058,88 hectares de vegetação, com rendimento lenhoso estimado em 157.388,13 estéreos de madeira, evidenciando a magnitude das alterações ambientais envolvidas.

Embora a energia fotovoltaica seja amplamente reconhecida por seu baixo impacto ambiental e contribuição à mitigação das emissões de GEE, é fundamental considerar que a fase de implantação pode comprometer ecossistemas locais, especialmente em regiões de elevada sensibilidade ambiental, como o semiárido cearense. Dessa forma, a análise dos processos de licenciamento ambiental e das autorizações de supressão vegetal, com base em critérios técnicos, geográficos e ecológicos, revela-se essencial para que a expansão dessa fonte energética ocorra de maneira compatível com os princípios do desenvolvimento sustentável (Ferreira *et al.*, 2024).

Diante dos impactos ambientais associados às instalações fotovoltaicas centralizadas em solo, alternativas como as usinas fotovoltaicas flutuantes (instaladas sobre corpos d'água) e os sistemas agrivoltaicos (sistemas que integram a geração de energia com atividades agropecuárias) têm sido cada vez mais consideradas como estratégias para mitigar tais efeitos. Esses dois tipos de instalações apresentam a vantagem de reduzir a necessidade de supressão vegetal e de ocupação de áreas com cobertura nativa, promovendo maior eficiência no uso do território. No entanto, essas soluções também apresentam desafios e potenciais impactos ambientais que não devem ser negligenciados, como alterações microclimáticas nos corpos hídricos, interferências na biodiversidade aquática, no caso das usinas flutuantes, e conflitos de manejo entre produção agrícola e manutenção dos módulos fotovoltaicos nos sistemas agrivoltaicos. Assim, embora essas modalidades representem alternativas promissoras no contexto da transição energética, é fundamental que sejam precedidas de estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental que assegurem sua implementação de forma sustentável e compatível com as especificidades locais (Goncalves *et al.*, 2025; Ravilla *et al.*, 2024).

A análise dos impactos socioambientais decorrentes da instalação de miniusinas fotovoltaicas evidencia que, embora essas tecnologias apresentem benefícios significativos na redução das emissões de GEE e na diversificação da matriz energética, sua implementação não é isenta de desafios. Os efeitos sociais, muitas vezes negligenciados nas fases iniciais dos projetos, afetam diretamente a aceitação, a viabilidade e a sustentabilidade das iniciativas de GD.

Observa-se que os principais impactos socioambientais estão relacionados ao uso e à transformação do solo, à geração de empregos, às alterações na paisagem e às mudanças nas dinâmicas comunitárias e culturais. Além disso, a exclusão da população local dos processos decisórios e dos benefícios econômicos pode agravar desigualdades e comprometer a efetividade social dos empreendimentos. A literatura analisada também revela a carência de estudos aprofundados sobre as condições de trabalho ao longo da cadeia produtiva dos

equipamentos e reciclagem dos módulos fotovoltaicos, reforçando a importância da incorporação de critérios de justiça socioambiental (Sousa; Lira; Moraes, 2026).

Dessa forma, constata-se que a avaliação de projetos de miniusinas fotovoltaicas deve ir além das métricas energéticas e econômicas tradicionais, incorporando abordagens multidisciplinares que contemplem os efeitos sociais em curto, médio e longo prazos. A participação ativa da comunidade local e a escolha adequada dos locais de instalação são elementos essenciais para a promoção de uma transição energética verdadeiramente sustentável. Portanto, a integração das dimensões sociais na análise e no planejamento das miniusinas fotovoltaicas configura-se como condição indispensável para a consolidação de modelos de desenvolvimento que respeitem os direitos das populações afetadas e assegurem a equidade nos benefícios gerados pelas fontes renováveis.

A literatura analisada evidencia que a implantação de miniusinas fotovoltaicas está associada a diferentes impactos. Com base no referencial teórico apresentado, o capítulo seguinte descreve os materiais e métodos utilizados nesta pesquisa, detalhando a área de estudo, os procedimentos de coleta e análise de dados adotados para a avaliação das miniusinas fotovoltaicas implementadas por meio de PPPs no Estado do Piauí.

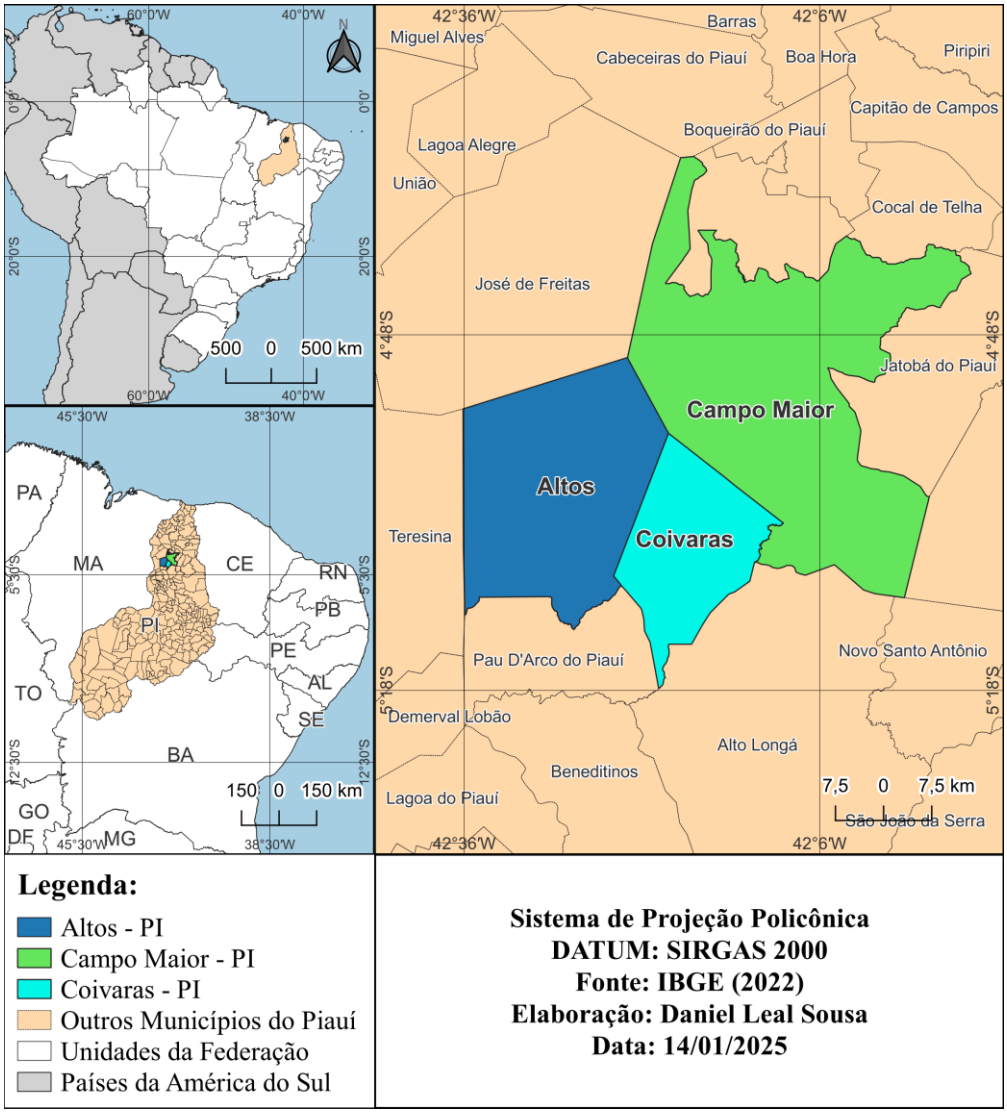
3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo, apresentam-se os materiais e métodos utilizados na pesquisa, iniciando-se pela caracterização da área de estudo.

3.1 DELIMITAÇÃO E CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A área delimitada para o estudo compreende os municípios nos quais estão instaladas as miniusinas de energia fotovoltaica no estado do Piauí por meio de PPPs do Governo do Estado (Figura 12). Essas miniusinas representam um importante marco no desenvolvimento da geração de energia renovável na região (SUPARC, 2026).

Figura 12: Localização dos municípios que possuem instalações de miniusinas do projeto da PPP das miniusinas



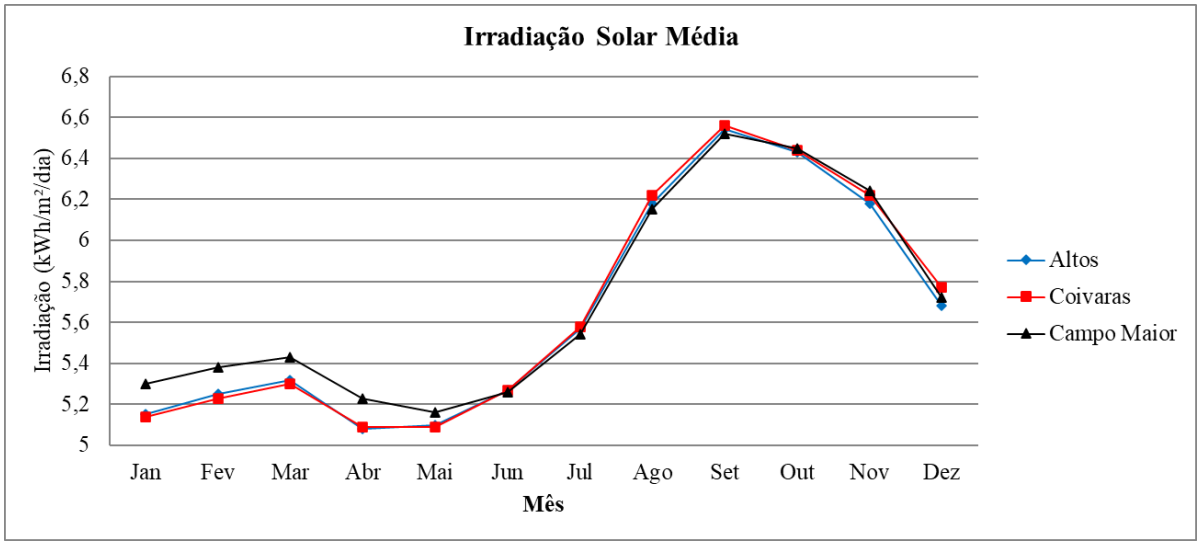
Fonte: Elaborada pelo Autor

As miniusinas estão distribuídas em três diferentes municípios do estado do Piauí: Altos, Coivaras e Campo Maior, abrangendo uma área geográfica diversificada. Cada localidade apresenta características específicas em termos de infraestrutura energética, potencial de integração com a rede de distribuição e condições ambientais (IBGE, 2023).

A escolha desses municípios foi realizada pelas empresas que ganharam a licitação. Conforme estabelecido no edital de concorrência, as usinas não poderiam ser instaladas na capital, Teresina, com o intuito de evitar a concentração dos investimentos e dos benefícios provenientes do projeto exclusivamente na capital. Essa diretriz teve como finalidade promover maior equidade na distribuição dos recursos, estimulando o desenvolvimento regional e permitindo que os impostos provenientes da geração de energia incrementem a arrecadação dos municípios.

Além disso, a escolha desses três municípios também foi justificada pelo elevado índice de radiação solar nessas localidades, com irradiação solar média anual na faixa de 5,64–5,70 kWh/m²·dia (Pereira *et al.*, 2017). Tal condição climática favorece significativamente o desempenho das usinas fotovoltaicas, maximizando sua geração e reduzindo o tempo de retorno dos investimentos. O gráfico que apresenta os índices de irradiação solar média mensal nos municípios de Altos, Coivaras e Campo Maior em (kWh/m²·dia) pode ser observado na Figura 13.

Figura 13: Irradiação solar média nos municípios piauienses de Altos, Coivaras e Campo Maior



Fonte: Elaborada pelo Autor com dados de CRESESB (2025)

A escolha desses municípios também se justifica por critérios logísticos e operacionais, pois Altos, Coivaras e Campo Maior estão localizados na região centro-norte do Estado, com

proximidade de capital Teresina e boa acessibilidade por rodovias federais e estaduais. Essa característica facilita a execução, o monitoramento técnico e o acompanhamento institucional dos empreendimentos, bem como a realização de atividades de fiscalização, pesquisa de campo e interação com os entes públicos envolvidos, reduzindo custos operacionais e ampliando a eficiência na gestão dos projetos analisados (Rediske *et al*., 2020).

Inicialmente, foram sugeridos terrenos pertencentes ao Governo do Estado para a instalação das usinas. No entanto, após análises técnicas, constatou-se a incompatibilidade com a interligação à rede da Equatorial Piauí de todos os terrenos disponibilizados pelo governo do Estado. Diante disso, as empresas vencedoras do certame optaram por adquirir, com recursos próprios, terrenos adequados para a construção das miniusinas, garantindo viabilidade técnica das instalações.

Duas das miniusinas estão localizadas no município de Altos – PI, cidade que pertence à região da Grande Teresina no território Entre Rios. Fundada em 1922, possui área territorial de 957,23 km² e registrou 47.453 habitantes no Censo Demográfico de 2022, com densidade demográfica de 49,57 hab/km². No âmbito do desenvolvimento humano, o Índice de Desenvolvimento Humano Municipal – IDHM é 0,614 (dado referente ao ano de 2010), e ocupa a posição 3.820° no *ranking* dentre os 5.565 municípios brasileiros. O Atlas do Desenvolvimento Humano detalha, para o município, os componentes: IDHM Renda = 0,590, IDHM Longevidade = 0,767 e IDHM Educação = 0,512 (IBGE, 2023; PNUD BRASIL, 2010).

Do ponto de vista econômico e de renda, o PIB per capita municipal foi estimado em R$ 16.119,40, abaixo da média estadual do Piauí, que foi de aproximadamente R$ 24,7 mil em 2023 (IBGE, 2023). Essa diferença indica que a economia local ainda gera, em média, menos riqueza por habitante do que a média dos municípios piauienses. Em termos climáticos, Altos está inserida em uma zona de clima predominantemente tropical com estação seca bem definida, conforme a classificação de Köppen-Geiger aplicada ao território piauiense. O município possui clima do tipo “Aw” (tropical com estação seca no inverno), com chuvas concentradas nos meses de novembro a abril e estação seca prolongada no restante do ano (padrão esperado para municípios na faixa de transição entre o litoral e o semiárido interiorano) (Medeiros *et al*., 2020). Quanto à vegetação, o município está em área cujo bioma predominante é o Cerrado (IBGE, 2023).

O município apresenta uma irradiação solar média de 5,65 kWh/m²·dia, conforme dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB, 2025). Esse elevado nível de radiação solar favorece a implantação de sistemas fotovoltaicos. As miniusinas instaladas em Altos são a UFV Nova Longá, sob responsabilidade da empresa GM Energia SPE Ltda, e a

UFV Altos, implantada pela Rio Poti (RP) Concessionária de Energia Solar Piauí I e II SPE Ltda.

Outras duas miniusinas encontram-se no município de Coivaras – PI, localizado na região centro-norte do estado no território Entre Rios. O município foi fundado em 1992 e possui 4.117 habitantes (IBGE, 2023). A área territorial do município é de 484,46 km² e densidade demográfica de 8,50 hab/km², refletindo uma baixa concentração populacional. No que se refere ao desenvolvimento humano, o IDHM de Coivaras é 0,565 (ano-base 2010), o que o posiciona na faixa de desenvolvimento humano médio-baixo no contexto nacional. Ocupa a posição 4.941° no *ranking* dentre os 5.565 municípios brasileiros. Os componentes IDHM Renda é 0,543, IDHM Longevidade é 0,732 e IDHM Educação é 0,453 (IBGE, 2023; PNUD BRASIL, 2010). Esses indicadores refletem desafios estruturais, principalmente na dimensão educacional e desempenho relativamente melhor no eixo de longevidade.

A dinâmica econômica do município apresenta indicadores de baixa geração de riqueza. O PIB per capita municipal em 2023 foi de R$ 12.151,73, valor muito inferior à média estadual do Piauí, R$ 24,7 mil. Em termos de clima e vegetação, possui a mesma classificação do município de Altos – PI (IBGE, 2023).

Coivaras apresenta uma irradiação média de 5,66 kWh/m²·dia (CRESESB, 2025), o que o qualifica como uma região promissora para a geração de energia solar do ponto de vista da irradiação solar. As unidades implantadas nesse município são a UFV Longá e a UFV Altos, ambas operadas pela empresa GM Energia SPE Ltda.

A quinta miniusina está situada no município de Campo Maior – PI, localizado no Território dos Carnaubais. Cidade fundada em 1762, possui uma população estimada em 45.793 habitantes, área territorial de 1.680,86 km² resultando em densidade demográfica de aproximadamente 27,24 hab/km² (IBGE, 2023).

No que se refere ao desenvolvimento humano, o IDHM de Campo Maior é 0,656, com dados referentes ao ano de 2010, o que o enquadra na faixa de desenvolvimento humano médio, apresentando desempenho superior à média de diversos municípios do Brasil. Ocupa a posição 2.986° no *ranking* dentre os 5.565 municípios brasileiros. De acordo com o Atlas do Desenvolvimento Humano no Brasil, os componentes do IDHM municipal são IDHM Renda igual a 0,629, IDHM Longevidade igual a 0,793 e IDHM Educação igual a 0,566, indicando melhores resultados nas dimensões de longevidade e renda, embora persistam desafios estruturais na área educacional (IBGE, 2023; PNUD BRASIL, 2010).

Sob a perspectiva econômica, Campo Maior apresenta maior dinamismo relativo quando comparado a municípios de pequeno porte da região. O PIB per capita municipal foi

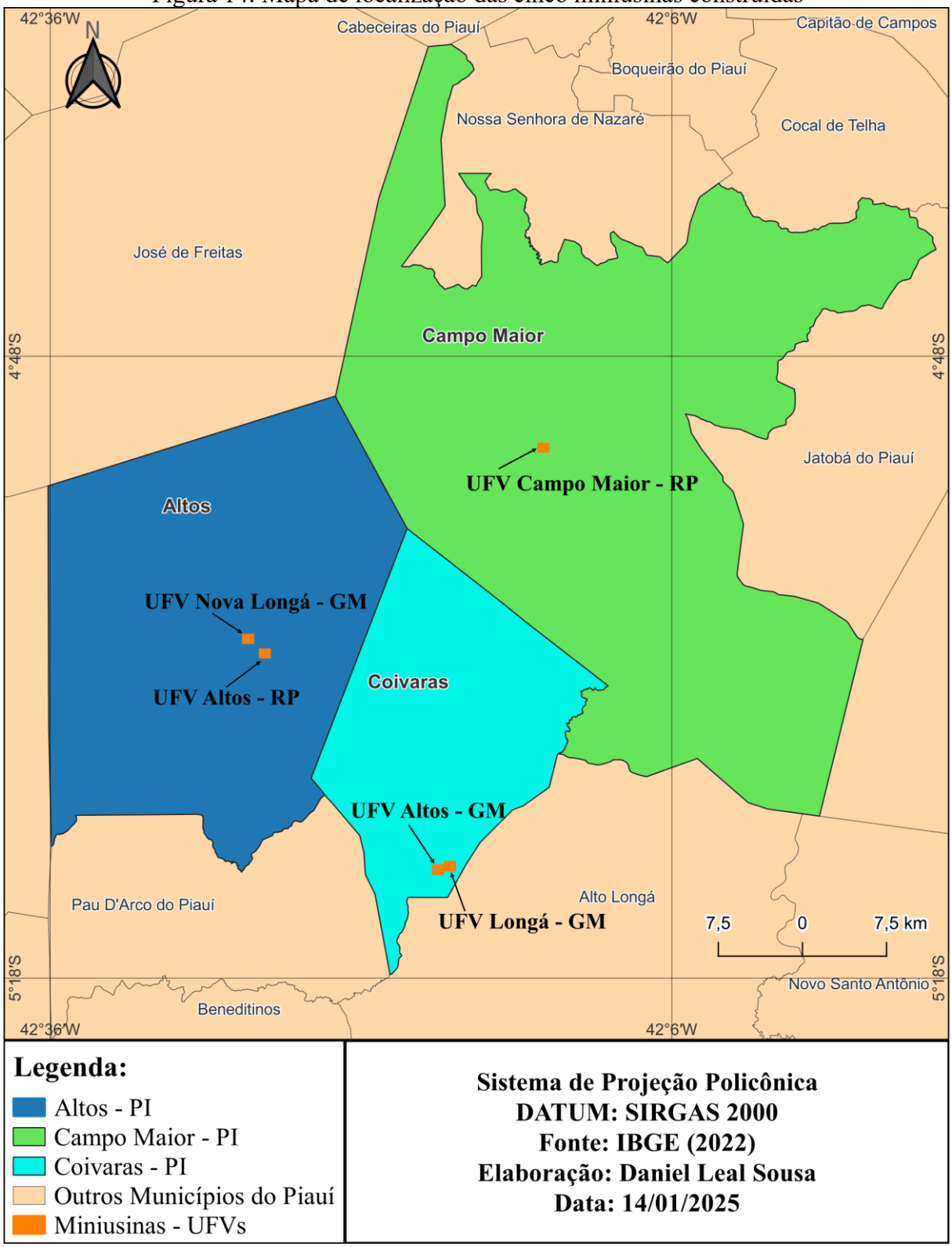
estimado em R$ 20.544,67 em 2023, valor ainda inferior à média estadual do Piauí (R$ 24,7 mil), mas significativamente superior ao observado em municípios vizinhos (IBGE, 2023).

Em termos climáticos, o município de Campo Maior insere-se no clima tropical do tipo “As” (tropical chuvoso com verão seco), segundo a classificação climática de Köppen-Geiger aplicada ao estado do Piauí. Esse tipo climático caracteriza-se pela concentração das chuvas no outono-inverno, padrão típico de áreas do Centro-Norte piauiense, conforme demonstrado por Medeiros et al. (2020). Quanto à cobertura vegetal, o município de Campo Maior está predominantemente inserido no bioma Cerrado (IBGE, 2023).

Campo Maior apresenta a maior irradiação solar média entre os três municípios analisados, com 5,70 kWh/m²·dia, segundo o CRESESB. Nesse município foi instalada a UFV Campo Maior, sob responsabilidade da Rio Poti Concessionária de Energia Solar Piauí I e II SPE Ltda.

O mapa com a localização geográfica das cinco miniusinas, destacando a distribuição territorial e permitindo uma melhor visualização das distâncias entre as instalações está disponível na Figura 14. Observa-se que as duas miniusinas instaladas no município de Coivaras são as unidades: UFV Longá (latitude: -5.213587; longitude: -42.284163) e a UFV Altos (latitude: -5.208102; longitude: -42.279567), estão instaladas no mesmo terreno. Essas miniusinas estão a aproximadamente 25 km de distância das instalações na cidade de Altos – PI. Já a miniusina UFV Campo Maior (latitude: -4.871539; longitude: -42.204884) está a aproximadamente 40 km de distância das instalações em Coivaras – PI e 30 km das instalações da cidade de Altos – PI. As duas unidades instaladas em Altos – PI, UFV Nova Longá (latitude: -5.028271; longitude: -42.439764) e UFV Altos (latitude: -5.040073; longitude: -42.427166) ficam a aproximadamente 2 km de distância uma da outra.

Figura 14: Mapa de localização das cinco miniusinas construídas

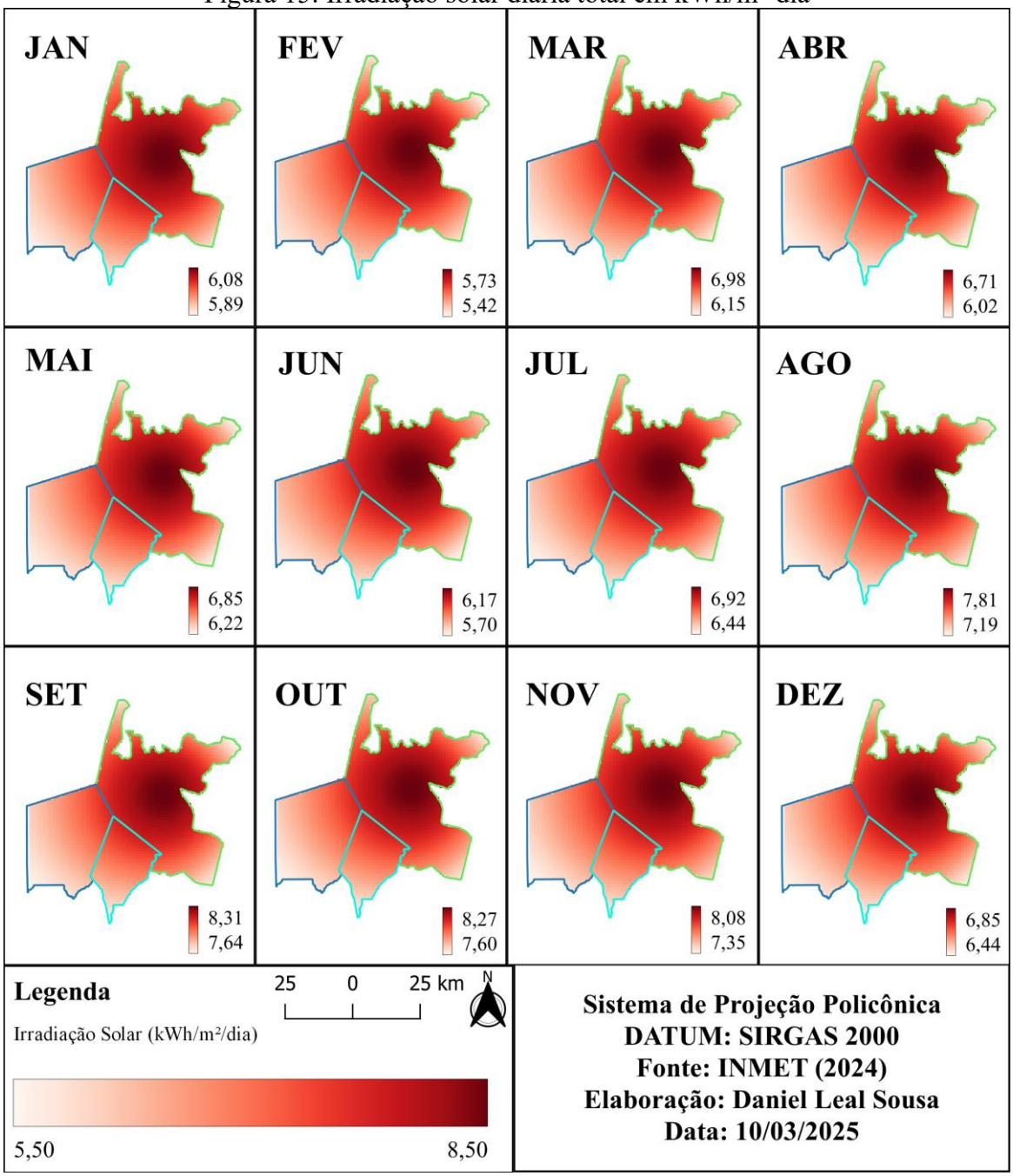


Fonte: Elaborada pelo Autor com dados de IBGE (2023)

Para melhor visualização do índice de radiação solar nesses municípios, utilizou-se a metodologia adotada por Morais *et al.* (2025) para apresentar um mapa com os índices de radiação médios mensais referentes ao ano de 2024. Esses dados foram obtidos no Banco de

Dados Meteorológicos (BDMEP) do INMET (INMET, 2025). Utilizou-se o método de interpolação no *software* QGIS para obter os valores de irradiação no território dos municípios. Na Figura 15, observa-se a irradiação solar diária total (médias mensais) referente ao ano de 2024 nos três municípios onde estão instaladas as miniusinas.

Figura 15: Irradiação solar diária total em kWh/m²·dia



Fonte: Elaborada pelo Autor com dados de INMET (2024)

A partir dos dados de irradiação apresentados na Figura 15, observa-se que o município de Campo Maior – PI, possui os maiores índices de radiação registrados no ano de 2024 para

as regiões analisadas. Entre os meses de agosto e novembro as médias atingem os valores máximos, apresentando valores acima de 7,0 kWh/m²·dia, esses valores de irradiação medidos nessa região estão entre os maiores valores de irradiação encontrados no estado do Piauí, ficando pouco abaixo dos índices da região sudeste do Piauí (divisa com Pernambuco e Bahia), e são excelentes para a geração fotovoltaica. Com a caracterização da área em estudo, no próximo tópico serão apresentados os métodos utilizados.

3.2 MÉTODOS UTILIZADOS

As etapas metodológicas incluem: revisão bibliográfica, levantamento e análise de dados públicos, desenvolvimento e aplicação de entrevistas e questionários, além de visitas técnicas.

Para obter uma base teórica sólida sobre as PPPs, energias renováveis e miniusinas fotovoltaicas, foi realizada uma revisão de literatura. A pesquisa foi conduzida nas bases de dados acadêmicas: Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações (BDTD), Periódico Capes, *Scopus*, *Web of Science* e *Google Scholar*, utilizando palavras-chave combinadas (energia solar, PPP, impacto socioambiental, impacto econômico, miniusinas, energia renovável, sustentabilidade e infraestrutura) com os conectores "AND" e "OR". As mesmas palavras-chave foram utilizadas em inglês para ampliar a busca seguindo a metodologia utilizada por Xue *et al.* (2021). Após a filtragem inicial, uma análise crítica foi realizada sobre os artigos científicos e relatórios técnicos encontrados.

Para obter os dados relativos às miniusinas e aos órgãos do Governo do Estado do Piauí que recebem os créditos de geração, entrou-se em contato com os responsáveis. As solicitações foram realizadas por diferentes meios de comunicação (e-mail, contato telefônico, WhatsApp e protocolo formal diretamente no setor responsável). As diferentes formas de contato foram necessárias, pois alguns dos órgãos (secretarias) exigem a solicitação via protocolo para disponibilizar os dados. Foram solicitadas as faturas de energia elétrica (compreendendo o período de 12 meses), a lista de unidades consumidoras que recebem os créditos com os percentuais destinados a cada uma e o valor mensal pago pela geração da miniusina. Contudo, apesar das reiteradas tentativas de solicitação, nem todos os dados demandados foram disponibilizados. Em particular, não foram obtidas as faturas de energia elétrica das Secretarias de Administração do Estado do Piauí (SEAD) e de Saúde do Estado do Piauí (SESAPI).

Com base nos dados das faturas de energia elétrica, é possível comparar os custos de energia analisando os valores que seriam pagos sem a geração com os valores pagos com a

compensação dos créditos para calcular e avaliar o impacto econômico para o governo do Estado do Piauí (Morais *et al.*, 2021; Silva *et al.*, 2021; Sousa *et al.*, 2023).

Morais *et al.* (2021) destacam que a adoção de sistemas fotovoltaicos é uma alternativa economicamente viável e estratégica para a promoção da economia de energia elétrica, especialmente diante do elevado potencial de aproveitamento dessa fonte no Brasil.

Para a análise da viabilidade econômica da PPP ao longo do tempo fez-se a comparação entre dois cenários: (i) pagamento integral das faturas de energia elétrica à concessionária Equatorial Piauí de acordo com a tarifa de energia elétrica cobrada; e (ii) implantação das miniusinas fotovoltaicas contratadas por meio da PPP, no qual o custo da energia passa a ser representado pela contraprestação mensal paga à empresa responsável pela GD.

Os valores referentes ao cenário sem a GD foram calculados a partir do valor da tarifa de energia elétrica cobrada pela Equatorial Piauí no ano de 2024 que foi de aproximadamente R$ 0,90 e no ano de 2025 que foi de R$ 0,85. Para os anos subsequentes, estimou-se o valor da tarifa com a aplicação de uma taxa média anual de reajuste tarifário positivo de 9,19%, correspondente à média dos reajustes praticados pela Equatorial Piauí nos últimos 12 anos (Equatorial Piauí, 2025). Essa taxa foi utilizada para representar o comportamento histórico da tarifa de energia elétrica, incorporando não apenas a variação inflacionária, mas também os efeitos de encargos setoriais, revisões tarifárias e demais componentes regulatórios que incidem sobre o custo final da energia elétrica.

Por sua vez, os valores associados à contraprestação da PPP foram atualizados considerando um reajuste médio anual de 5%, equivalente à média histórica do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), conforme previsto contratualmente (Banco Central do Brasil, 2025). Essa abordagem reflete a atualização monetária da contraprestação com base na inflação geral da economia.

A economia anual foi calculada, de forma semelhante ao estudo realizado por Morais *et al.* (2021a, 2021b), como a diferença entre o valor calculado da fatura de energia elétrica no cenário sem GD e o valor da contraprestação da PPP em cada ano. Ressalta-se que os resultados obtidos constituem estimativas fundamentadas nas médias históricas, estando, portanto, sujeitos a variações futuras decorrentes de alterações no comportamento do IPCA e dos reajustes tarifários do setor elétrico. Ainda assim, o procedimento adotado permite avaliar a tendência comparativa entre os dois mecanismos de reajuste e seus impactos econômicos ao longo do tempo.

Além da análise econômica referente aos créditos de geração, com os dados das faturas de energia, analisaram-se as perdas evitáveis seguindo a metodologia adotada por Silva, Moita

Neto e Lira (2019). Foram tabulados todos os valores pagos de multas; juros; correção monetária; energia reativa excedente e demanda de ultrapassagem nas faturas de junho de 2024 a maio de 2025 disponibilizadas pela SEDUC para calcular em valores percentuais os custos evitáveis. A análise econômica para a SEAD e SESAPI, que recebem os créditos de geração não foi realizada por falta dos dados necessários, conforme citado anteriormente, e devem ser objeto de estudos futuros.

Para avaliar o projeto das miniusinas, utilizaram-se indicadores de viabilidade técnico-econômica. Nesta pesquisa, adotaram-se os parâmetros de desempenho utilizados por Aslam *et al.* (2022) e Morais *et al.* (2021b): fator de capacidade (FC); produtividade final do sistema (PF) e o desempenho global (DG). Esses indicadores permitem avaliar o desempenho operacional do sistema, independentemente de sua potência instalada, possibilitando comparações entre diferentes usinas, períodos de operação e condições climáticas.

O fator de capacidade (FC) é um indicador que expressa a relação entre a energia efetivamente gerada pelo sistema fotovoltaico e a energia que seria produzida caso o sistema operasse continuamente em sua potência nominal durante todo o período analisado. Esse parâmetro permite avaliar o grau de aproveitamento da capacidade instalada do empreendimento (Morais *et al.*, 2021a, 2021b). O fator de capacidade foi calculado segundo a Equação (1):

$$FC = \frac{E}{P_G * \Delta t} \quad (1)$$

Em que, E é a energia efetivamente gerada pelo sistema no intervalo de tempo considerado; P_G é a potência instalada da unidade geradora e Δt é o intervalo de tempo considerado.

Segundo Morais *et al*. (2021b), o fator de capacidade é especialmente útil para análises comparativas entre sistemas fotovoltaicos e outras fontes de geração de energia elétrica. Destaca-se ainda que o fator de capacidade de sistemas fotovoltaicos é baixo, comparado a outros tipos de geração (com valores entre 10% e 20%), por conta da intermitência do recurso solar.

Outro fator utilizado para análise é a produtividade final do sistema (PF), que representa a energia elétrica produzida (kWh) normalizada pela potência nominal instalada do sistema fotovoltaico (kWp). Esse indicador expressa a eficiência global da usina ao longo do período analisado (dia, mês ou ano) e é amplamente utilizado em estudos comparativos de desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos (Morais *et al*., 2021b; Kazem *et al*., 2014; Aslam *et al.*, 2022). Esse fator é calculado pela equação (2).

$$PF = \frac{E}{P_{FV}} \quad (2)$$

Em que, E é a energia efetivamente gerada pelo sistema no intervalo de tempo considerado em kWh; P_{FV} é a potência de pico instalada do sistema que representa a potência total dos módulos fotovoltaicos em (kWp).

Morais *et al*. (2021b) ainda destacam que o desempenho global (DG) é um dos indicadores mais relevantes na avaliação de sistemas fotovoltaicos, pois expressa a razão entre a energia efetivamente gerada (diária, mensal ou anual) e a energia teórica de entrada do sistema. Esse parâmetro incorpora, de forma agregada, todas as perdas do sistema, incluindo perdas térmicas, elétricas e operacionais e pode ser calculado pela equação:

$$DG = \frac{E}{E_R} \quad (3)$$

Em que, E é a energia efetivamente gerada pelo sistema no intervalo de tempo considerado em kWh e E_R é a energia teórica esperada do sistema em kWh calculada pela equação:

$$E_R = P_{FV} * I_{RS} \quad (4)$$

Em que P_{FV} é a potência de pico instalada do sistema (potência total dos módulos fotovoltaicos) e I_{RS} é o índice de Irradiação solar em (kWh/m²) no plano dos módulos fotovoltaicos. Neste trabalho, será utilizado o valor disponibilizado pelo CRESESB para o plano horizontal nos locais de instalação das miniusinas.

A metodologia adotada segue a abordagem apresentada por Aslam *et al.* (2022), Morais et al. (2021b) e pela norma IEC 61724. Os autores destacam que um desempenho global igual ou maior que 80% indica que o sistema possui um bom desempenho. O desempenho típico de sistemas fotovoltaicos é na faixa de 74,4% a 80% (Macêdo, 2006). Com base no desempenho típico, irradiação solar no local de instalação e potência de pico do sistema é possível calcular a energia produzida pelo sistema fotovoltaico E_G.

$$E_G = E_R * \eta \quad (5)$$

Em que, E_R é a energia teórica esperada do sistema em kWh e η é o desempenho do sistema.

Os parâmetros: Energia Produzida, Produtividade Final, Fator de Capacidade e Desempenho Global possibilitam a avaliação do desempenho dos sistemas fotovoltaicos analisados. Esses indicadores são amplamente reconhecidos na literatura técnica e científica e fornecem subsídios para a análise econômica (Morais *et al*., 2021a, 2021b; Vieira, 2021; Silva *et al.,* 2021; Sousa *et al.,* 2023).

A análise de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica foi desenvolvida conforme a metodologia apresentada por Morais *et al*. (2021a, 2021b), Vieira (2021), Silva *et al.* (2021), Sousa *et al.* (2023), na qual a viabilidade econômica pode ser avaliada por meio dos indicadores: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback (PB) e Relação Custo-Benefício (RCB).

O Valor Presente Líquido representa a diferença entre o valor presente dos benefícios econômicos gerados pelo sistema fotovoltaico e o valor presente dos custos associados à sua implantação (Morais *et al*., 2021b). Valores positivos de VPL indicam viabilidade econômica do projeto. O VPL é calculado conforme a Equação:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_{ct}}{(1+r)^t} \quad (6)$$

Em que, F_{ct} é o fluxo de caixa no período t considerado; r é a taxa de desconto; n é o tempo de vida útil do projeto; e I_0 é o investimento inicial. A taxa de desconto utilizada deve considerar o valor de rentabilidade que o investimento teria se aplicado em outros investimentos de baixo risco, como o Tesouro Direto e a poupança (Morais *et al*., 2021b; Sousa *et al.*, 2023).

A Taxa Interna de Retorno (TIR) corresponde à taxa de desconto que zera o VPL, expressando a rentabilidade percentual do investimento. O *Payback* (PB) representa o tempo necessário para a recuperação do investimento inicial por meio dos fluxos de caixa acumulados e a Relação Custo–Benefício (RCB) expressa a razão entre os custos do projeto e o valor presente dos benefícios, sendo valores inferiores a 1 indicativos de viabilidade econômica (Morais *et al*., 2021b). A RCB é calculada conforme a Equação 7:

$$RCB = \frac{I_0}{VPL} \quad (7)$$

Para a avaliação de viabilidade financeira da miniusina, utilizou-se o valor que a empresa recebe pela energia gerada, e o total de despesas com operação e manutenção, corrigidos anualmente pelo IPCA. Com estes dados, projetou-se um Fluxo de Caixa para a determinação dos parâmetros econométricos: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Payback e Relação Custo-Benefício (RCB). Considerou-se nesta análise uma vida útil de 25 anos, uma taxa de degradação anual de 0,5% (conforme especificação do fabricante dos módulos), o custo de operação e manutenção para o ano de 2023, corrigido anualmente em 5%, que corresponde à média projetada pelo Banco Central para o IPCA. Além disso, considerou-se uma taxa de desconto de 8%, que corresponde ao rendimento médio de aplicações de baixo risco como poupança e Tesouro Direto (Duaik et al., 2022; Rediske et al., 2022; Morais et al., 2021).

Após a análise de viabilidade econômica, foi realizada a avaliação do impacto na arrecadação dos municípios nos quais foram instaladas as miniusinas. Para obter os dados, foram enviados e-mails para as prefeituras das três cidades que possuem miniusinas instaladas, solicitando o agendamento de entrevistas com o secretário de finanças ou algum representante da prefeitura que pudesse fornecer as informações. No dia agendado, foi realizada uma entrevista para coleta das informações. Com esses dados foi possível analisar a correlação entre a instalação das miniusinas e o aumento na arrecadação e se existe um plano de aplicação desses recursos provenientes das miniusinas. Cabe ressaltar que todas as etapas envolvendo seres humanos foram conduzidas de acordo com princípios éticos vigentes. A metodologia de coleta de dados foi submetida ao Comitê de Ética da Universidade Federal do Piauí – UFPI para avaliação. Ocorreram atrasos na análise da documentação enviada, o que postergou a etapa de aplicação de questionários. Ao final do processo de avaliação, o Comitê de Ética aprovou a solicitação, conforme Parecer nº 6.822.101.

Os impactos socioambientais locais foram avaliados por meio de uma análise qualitativa da percepção que a população e as pessoas envolvidas no projeto observaram com relação a diversos aspectos, entre eles, destaca-se a qualificação da mão de obra, a geração de empregos, a percepção de alterações no ambiente, a alteração na economia local, entre outros. Foram aplicados questionários à população residente no entorno das miniusinas instaladas no município de Altos - PI, com o objetivo de compreender a percepção da comunidade sobre os benefícios sociais gerados por esses empreendimentos seguindo a metodologia adotada por Patel e Rao (2016). A pesquisa foi realizada com moradores de diferentes residências próximas à instalação das miniusinas com distância de até 1.000 m das instalações (Loteamento Recanto dos Altos; região sudeste do bairro Ciana e nordeste do bairro São Sebastião) no mês de março de 2025.

A amostra foi composta por 25 pessoas, selecionadas por acessibilidade no território, com aplicação de questionários até o alcance de saturação dos dados, ou seja, quando as respostas passam a apresentar repetição sem apresentar informações relevantes para a pesquisa (Hennink; Kaiser, 2022). Os questionários utilizados estão disponíveis no Apêndice I.

As miniusinas das cidades de Coivaras – PI e Campo Maior – PI foram instaladas na zona rural dos municípios em terrenos distantes de habitações residenciais e não possuem pessoas que moram no entorno das instalações para que fosse avaliado o impacto nas comunidades locais. Também foram realizadas entrevistas com os gerentes e com os trabalhadores das empresas envolvidas seguindo as perguntas do questionário do Apêndice II e

III respectivamente. Com essas informações foi possível identificar os impactos socioambientais locais provocados pelo projeto.

Para estimar a redução das emissões de CO_2 proporcionada pelas miniusinas implantadas no âmbito das parcerias público-privadas (PPP) do Estado do Piauí, utilizaram-se os fatores de emissão de CO_2 para o SIN disponibilizados pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI (MCTI, 2025).

Considerou-se que, ao injetar energia limpa na rede do Sistema Interligado Nacional (SIN), as miniusinas evitam a geração de energia por fontes não renováveis que, historicamente, compõem parte da matriz elétrica nacional em determinados períodos (Campanholo, 2016).

Para o cálculo da redução das emissões de CO_2, adotou-se a Equação 8:

$$\text{Emissões evitadas } (tCO_2) = \text{Energia FV (MWh)} \times \text{EFgrid } (tCO_2/MWh) \quad (8)$$

Em que:

- Energia FV (MWh): representa a energia elétrica gerada anualmente pelas miniusinas fotovoltaicas, expressa em megawatts-hora (MWh);

- EFgrid: corresponde ao fator de emissão médio do Sistema Interligado Nacional, expresso em toneladas de CO_2 por MWh (tCO_2/MWh), conforme disponibilizado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

O fator de emissão da rede representa uma estimativa da quantidade média de CO_2 que seria emitida para cada MWh gerado pela matriz elétrica nacional, considerando as margens operacionais de geração existentes. Para este estudo, foi utilizado o valor médio do fator de emissão consolidado pelo MCTI para o ano de 2024 (dado mais recente), conforme os dados publicados no "Relatório de Fatores de Emissão de CO_2 para o SIN – Inventários Nacionais de Emissões Atmosféricas" (MCTI, 2025). O valor médio adotado foi de 0,0523 tCO_2/MWh, o qual considera a composição histórica da matriz elétrica brasileira, com ponderações relativas ao despacho termoelétrico.

Para avaliar a PPP, inicialmente foi feito um levantamento de modelos de PPPs disponíveis na literatura seguindo o método proposto por Fleta-Asín, Muñoz e Rosell-Martínez (2020), para entender vantagens e desvantagens desse tipo de parceria, além do levantamento dos impactos socioambientais relatados na literatura relacionados ao tema das energias renováveis como foi realizado por David, Souza e Rizol (2024).

Realizou-se uma análise crítica da PPP com o objetivo de identificar oportunidades de melhoria e de estímulo para a implementação de empreendimentos na área de energias renováveis utilizando como base a metodologia utilizada por Cui *et al.* (2018). Foram considerados aspectos legais, financeiros e de governança, visando a maximização dos

resultados positivos para a sociedade e o meio ambiente. Os dados para essa análise foram obtidos por meio de entrevista com a Superintendente da SUPARC, seguindo o questionário do Apêndice IV, que é responsável pela gestão dos contratos, além das informações disponibilizadas pelas empresas participantes. Com base nessa análise, foram propostas recomendações para o aprimoramento da PPP, visando ao desenvolvimento sustentável e à implementação eficiente de projetos de energias renováveis.

Para avaliar a viabilidade financeira de novos projetos de GD fotovoltaica (que estão sujeitos às tarifas do NMLGD) foi realizado o estudo considerando o impacto da Lei nº 14.300/2022 no atendimento de unidades consumidoras do Grupo B e do Grupo A. Considerando que a ANEEL ainda não regulamentou a legislação com a publicação da nova regra de compensação, considerou-se nesse estudo o cenário proposto pela legislação para sistemas de autoconsumo remoto com potência acima de 500 kW (100% da TUSD fio B, 40% da TUSD fio A, TFSEE e P&D). Ainda não existe um consenso na comunidade científica com defesas à mudança na tarifação do uso da energia para os consumidores, com a utilização de uma tarifa para o uso de energia e outra para a demanda, em função do balanço financeiro das distribuidoras (Martins; Branco; Hallack, 2022), ou, até mesmo, propostas de subsídios governamentais direcionados a não tarifação do Sistema de Crédito de Energia Elétrica (SCEE), em função dos benefícios da GD para o país (Maestri; Andrade, 2022; Arnawan *et al*., 2021). Além disso, adotou-se que não há incidência de ICMS na tarifa de energia, visto que são sistemas para atender órgãos do Governo do Estado e considerou-se o percentual de 5,44% referente ao PIS/COFINS.

Assim, para a avaliação da influência do NMLGD na viabilidade econômica de miniusinas (GD III), levantou-se o valor das tarifas de energia elétrica homologadas para as distribuidoras do país e disponíveis no banco de dados da agência reguladora em novembro de 2025 (ANEEL, 2026), bem como a sua composição percentual, uma vez que a tarifação incide sobre a parcela da tarifa referente ao uso do sistema de transmissão e distribuição (Brasil, 2021). Para os anos subsequentes, utilizou-se a taxa média anual de reajuste tarifário positivo de 9,19%, calculada anteriormente, que também foi utilizada para a análise dos projetos aprovados antes das novas regras (Equatorial Piauí, 2025).

Para esse estudo, utilizaram-se os dados da UFV Altos, construída no âmbito do contrato 08 pela Rio Poti Energia que apresentou média de geração anual semelhante às demais unidades e considerando que a potência instalada de todas as unidades é superior a 500 kW, estão sujeitas ao mesmo regime de tarifação. Utilizou-se, portanto, uma amostragem não probabilística, o que não compromete a pesquisa, uma vez que foram projetados cenários de análise, com os

resultados encontrados aplicáveis para outras realidades e com os estudos podendo ser replicados para outros sistemas como destacado por Sousa *et al*. (2023).

Com os dados de geração no período de 12 meses da miniusina e o valor total gasto para a construção, projetou-se um Fluxo de Caixa com a média do custo mensal de energia de acordo com os valores de tarifas homologados pela ANEEL para unidades do grupo B3 (Tabela 1), unidades do grupo A4 modalidade Verde no horário de Ponta (Tabela 2), unidades do grupo A4 modalidade Verde no horário Fora Ponta (Tabela 3), unidades do grupo A4 modalidade Azul no horário de Ponta (Tabela 4) e unidades do grupo A4 modalidade Azul no horário Fora Ponta (Tabela 5). Utilizaram-se esses valores para a determinação dos parâmetros econométricos, quais sejam: VPL, TIR, *Payback* e RCB. Considerou-se nesta análise uma vida útil de 25 anos, uma taxa de degradação anual de 0,5%, um custo de operação e manutenção anual de R$ 1.378.039,92 (de acordo com dados do contrato da PPP), a média dos reajustes tarifários dos doze últimos anos da Equatorial Piauí e as previsões para a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic) como taxa de desconto (Duaik *et al*., 2022; Rediske *et al*., 2022; Morais *et al*., 2021).

Tabela 1: Tarifas de energia elétrica referentes à Equatorial Piauí em R$/MWh para unidades consumidoras do grupo B3

Tarifa Grupo B - Valores (R$/MWh)					
	Tarifa	**Líquido**	**PIS/COFINS**	**ICMS**	**Total**
	FIO B	R$ 364,88	R$ 21,01	R$ 0,00	**R$ 385,88**
	FIO A	R$ 72,21	R$ 4,16	R$ 0,00	**R$ 76,37**
	Encargo	R$ 102,89	R$ 5,96	R$ 0,00	R$ 108,85
TUSD	Perdas	R$ 100,32	R$ 5,78	R$ 0,00	R$ 106,09
	TFSE	R$ 1,09	R$ 0,06	R$ 0,00	**R$ 1,15**
	P&D	R$ 5,84	R$ 0,31	R$ 0,00	**R$ 6,14**
	TUSD Total	R$ 647,22	R$ 37,26	R$ 0,00	R$ 684,48
TE	TE Total	R$ 299,47	R$ 17,24	R$ 0,00	R$ 316,71
TUSD G	TUSD G (R$/kW)	R$ 22,58	R$ 1,30	R$ 0,00	R$ 23,88
TUSD D	TUSD D (R$/kW)	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (ANEEL, 2026)

Observa-se que o valor total pago pelo consumidor é a soma da Tarifa de Energia (TE) Total com a TUSD Total, alcançando o valor de R$ 1.001,19 (R$/MWh) ou R$ 1,00 (R$/kWh) para as unidades tarifadas no Grupo B3 na Equatorial Piauí. Para essa modalidade a unidade consumidora não paga demanda contratada e a TUSD D é zerada. Para a análise em questão,

como a geração é conectada em média tensão (Grupo A), a usina paga a demanda contratada de geração (TUSD G) no valor de R$ 23,88 (R$/kW). Nas tabelas seguintes, têm-se os mesmos parâmetros para unidades do Grupo A, que além de pagar o consumo, pagam a demanda contratada (TUSD D).

Tabela 2: Tarifas de energia elétrica referentes à Equatorial Piauí em R$/MWh para unidades consumidoras do grupo A4 modalidade Verde no horário de Ponta

Tarifa Grupo A4 Verde Ponta - Valores (R$/MWh)					
	Tarifa	**Líquido**	**PIS/COFINS**	**ICMS**	**Total**
TUSD	FIO B	R$ 1.763,18	R$ 101,51	R$ 0,00	**R$ 1.864,69**
	FIO A	R$ 375,56	R$ 21,62	R$ 0,00	**R$ 397,18**
	Encargo	R$ 80,27	R$ 4,73	R$ 0,00	R$ 85,00
	Perdas	R$ 55,50	R$ 3,20	R$ 0,00	R$ 58,70
	TFSE	R$ 0,79	R$ 0,04	R$ 0,00	**R$ 0,83**
	P&D	R$ 21,33	R$ 1,12	R$ 0,00	**R$ 22,45**
	TUSD Total	R$ 2.296,63	R$ 132,22	R$ 0,00	R$ 2.428,85
TE	TE Total	R$ 460,25	R$ 26,50	R$ 0,00	R$ 486,74
TUSD G	TUSD G (R$/kW)	R$ 22,58	R$ 1,30	R$ 0,00	R$ 23,88
TUSD D	TUSD D (R$/kW)	R$ 32,50	R$ 5,11	R$ 0,00	R$ 93,93

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (ANEEL, 2026)

Tabela 3: Tarifas de energia elétrica referentes à Equatorial Piauí em R$/MWh para unidades consumidoras do grupo A4 modalidade Verde no horário Fora Ponta

Tarifa Grupo A4 Verde Fora Ponta - Valores (R$/MWh)					
	Tarifa	**Líquido**	**PIS/COFINS**	**ICMS**	**Total**
TUSD	FIO B	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	**R$ 0,00**
	FIO A	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	**R$ 0,00**
	Encargo	R$ 82,97	R$ 4,79	R$ 0,00	R$ 87,76
	Perdas	R$ 55,50	R$ 3,20	R$ 0,00	R$ 58,70
	TFSE	R$ 0,79	R$ 0,04	R$ 0,00	**R$ 0,83**
	P&D	R$ 0,94	R$ 0,05	R$ 0,00	**R$ 0,99**
	TUSD Total	R$ 140,21	R$ 8,07	R$ 0,00	R$ 148,28
TE	TE Total	R$ 281,70	R$ 16,22	R$ 0,00	R$ 297,91
TUSD G	TUSD G (R$/kW)	R$ 22,58	R$ 1,30	R$ 0,00	R$ 23,88
TUSD D	TUSD D (R$/kW)	R$ 32,50	R$ 5,11	R$ 0,00	R$ 93,93

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (ANEEL, 2026)

Tabela 4: Tarifas de energia elétrica referentes à Equatorial Piauí em R$/MWh para unidades consumidoras do grupo A4 modalidade Azul no horário de Ponta

Tarifa Grupo A4 Azul Ponta - Valores (R$/MWh)					
	Tarifa	**Líquido**	**PIS/COFINS**	**ICMS**	**Total**
TUSD	FIO B	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	**R$ 0,00**
	FIO A	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	**R$ 0,00**
	Encargo	R$ 82,97	R$ 4,79	R$ 0,00	R$ 87,76
	Perdas	R$ 55,50	R$ 3,20	R$ 0,00	R$ 58,70
	TFSE	R$ 0,79	R$ 0,04	R$ 0,00	**R$ 0,83**
	P&D	R$ 0,94	R$ 0,05	R$ 0,00	**R$ 0,99**
	TUSD Total	R$ 140,21	R$ 8,07	R$ 0,00	R$ 148,28
TE	TE Total	R$ 460,25	R$ 26,50	R$ 0,00	R$ 486,74
TUSD G	TUSD G (R$/kW)	R$ 22,58	R$ 1,30	R$ 0,00	R$ 23,88
TUSD D	TUSD D (R$/kW)	R$ 88,82	R$ 5,11	R$ 0,00	R$ 93,93

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (ANEEL, 2026)

Tabela 5: Tarifas de energia elétrica referentes à Equatorial Piauí em R$/MWh para unidades consumidoras do grupo A4 modalidade Azul no horário Fora Ponta

Tarifa Grupo A4 Azul Fora Ponta - Valores (R$/MWh)					
	Tarifa	**Líquido**	**PIS/COFINS**	**ICMS**	**Total**
TUSD	FIO B	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	**R$ 0,00**
	FIO A	R$ 0,00	R$ 0,00	R$ 0,00	**R$ 0,00**
	Encargo	R$ 82,97	R$ 4,79	R$ 0,00	R$ 87,76
	Perdas	R$ 55,50	R$ 3,20	R$ 0,00	R$ 58,70
	TFSE	R$ 0,79	R$ 0,04	R$ 0,00	**R$ 0,83**
	P&D	R$ 0,94	R$ 0,05	R$ 0,00	**R$ 0,99**
	TUSD Total	R$ 140,21	R$ 8,07	R$ 0,00	R$ 148,28
TE	TE Total	R$ 281,70	R$ 16,22	R$ 0,00	R$ 297,91
TUSD G	TUSD G (R$/kW)	R$ 22,58	R$ 1,30	R$ 0,00	R$ 23,88
TUSD D	TUSD D (R$/kW)	R$ 32,50	R$ 1,87	R$ 0,00	R$ 34,37

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (ANEEL, 2026)

Com os valores das tarifas de energia, calcularam-se os parâmetros econométricos para a compensação somente de unidades do grupo B3, em seguida considerou-se o cenário de compensação de unidades do grupo A4 modalidade Verde. Finalizada a análise para a modalidade verde, calculou-se todos os parâmetros para a modalidade azul. Em todos os casos, o fator de simultaneidade é nulo, visto que o sistema não é instalado no local de consumo e toda a energia é compensada na modalidade autoconsumo remoto. A energia que é gerada no horário Fora Ponta, para compensar o consumo na Ponta, utiliza-se o fator de ajuste de compensação

que é igual a 1,63, que corresponde ao quociente da tarifa de energia na Ponta pela tarifa de energia Fora Ponta, sem considerar a TUSD. O fator de ajuste é o mesmo para todas as modalidades tarifárias, visto que só depende do valor da TE, que possui o valor de R$ 281,70 no horário fora ponta e R$ 460,25 no horário de ponta para as tarifas verde e azul.

A combinação dessas etapas metodológicas permitiu uma análise abrangente e interdisciplinar dos impactos socioambientais, técnicos e econômicos das miniusinas de energia solar fotovoltaica no âmbito das PPPs do Estado do Piauí. No capítulo seguinte, são apresentados e discutidos os resultados obtidos nesta pesquisa.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, serão apresentados os principais resultados obtidos ao longo da pesquisa e as respectivas discussões.

4.1 MINIUSINAS DO PROJETO DAS PPPs DO GOVERNO DO ESTADO DO PIAUÍ

No edital de lançamento do projeto, foram previstos quatro lotes na modalidade de Concessão Administrativa para construção, operação, manutenção e gestão de miniusinas de geração de energia solar fotovoltaica, com gestão e operação de serviços de compensação de créditos de energia elétrica. Cada lote contempla a construção de duas miniusinas, totalizando oito miniusinas. A capacidade de geração de energia elétrica de cada miniusina deve ser de 650.000 kWh por mês e a potência instalada máxima de cada instalação poderia atingir até 5 MW de acordo com o edital da SUPARC (2026).

Para a empresa concorrer à licitação era necessário comprovar, no acervo técnico, no mínimo 2,5 MW de potência instalada de energia fotovoltaica em solo. Esse requisito inviabilizou a concorrência de empresas piauienses de acordo com a APISOLAR. Além disso, todas as empresas precisariam estar no formato de Sociedade de Propósito Específico (SPE). Para abrir uma SPE, a lei obriga que seja apresentado um depósito de 10% do valor do capital social da empresa. Cada lote possuía um custo estimado de aproximadamente R$ 40 milhões, dessa forma, a SPE deveria possuir um capital inicial de quatro milhões de reais. Esses valores inviabilizaram a concorrência de empresas de pequeno porte.

Apenas três empresas apresentaram propostas para concorrer aos quatro lotes: o consórcio GM ENERGIA, a BRENGE PAR ENGENHARIA E PARTICIPAÇÕES LTDA e o Consórcio ENERGIA SUSTENTÁVEL DO PIAUÍ, com sede nos estados de (São Paulo, Goiás e Piauí, respectivamente).

A empresa Consórcio Energia Sustentável do Piauí, tendo como líder a empresa RAFF GERAÇÃO E COMÉRCIO DE ENERGIA LTDA, com sede no estado de São Paulo, venceu a licitação dos lotes I e III, porém a empresa não conseguiu comprovar, no prazo estabelecido, a capacidade financeira para executar as obras de construção das miniusinas, bem como não cumpriu as etapas contratuais exigidas no edital. Em razão do descumprimento das condições essenciais para a celebração e execução contratual, foi declarada a caducidade dos lotes I e III, conforme previsto no regime jurídico das Parcerias Público-Privadas (Brasil, 2004).

A caducidade consiste na extinção do contrato administrativo por iniciativa do poder concedente, estando expressamente prevista no art. 35 da Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências (Brasil, 1995). Dessa forma, a caducidade dos referidos lotes não decorreu de decisão discricionária do poder público, mas do não atendimento às obrigações legais, técnicas e financeiras assumidas pela concessionária.

A caducidade dos lotes I e III do projeto das PPPs para implantação de miniusinas fotovoltaicas no Estado do Piauí evidencia limitações estruturais no desenho institucional e econômico desse tipo de arranjo contratual. Esses desafios e barreiras enfrentados no modelo de PPPs são citados por Ibrahim e Jantan (2024). Eles discutem no trabalho que as PPPs são instrumentos capazes de ampliar a capacidade de investimento do setor público, transferir riscos ao setor privado e aumentar a eficiência na prestação de serviços públicos, porém estudos apontam que a inadequada alocação de riscos, falta de conhecimento técnico, gestão inadequada, imposição de elevados requisitos financeiros podem comprometer a viabilidade dos contratos (Almalki; Al-Hanawi, 2018; Biygautane *et al*., 2019; Paveglio *et al*., 2022).

No caso analisado, a incapacidade da concessionária vencedora em comprovar, no prazo estabelecido, a capacidade econômico-financeira necessária à formalização e execução dos contratos resultou na caducidade dos respectivos lotes, configurando uma situação típica de inadimplemento contratual. Falhas dessa natureza estão frequentemente associadas a modelos de PPP excessivamente complexos ou financeiramente exigentes, como destacam Lima e Coelho (2015), nos quais os riscos assumidos pelo parceiro privado superam sua real capacidade de absorção, especialmente em projetos intensivos em capital, como os de infraestrutura energética.

Esse episódio reforça a necessidade de aprimorar o desenho institucional das PPPs voltadas à GD de energia elétrica, com maior equilíbrio entre segurança jurídica, viabilidade econômico-financeira e inclusão de agentes econômicos regionais, de modo a reduzir barreiras e riscos, potencializar os efeitos socioeconômicos positivos desses empreendimentos e concretizar a prestação de serviços públicos, tornando possível a ampliação da atuação da Administração Pública nas mais diversas áreas, especialmente na área de infraestrutura como destacado por Sousa Filho (2025). A PPP das miniusinas do governo do Estado do Piauí teve os outros dois lotes implantados.

A GM ENERGIA foi a empresa vencedora da licitação para a realização da Parceria Público-Privada, lote II. Nesse lote, estava prevista a construção de duas miniusinas (contratos 03/2020 e 04/2020): uma para atender a demanda energética da Secretaria Estadual de Saúde e

outra para atender a Secretaria Estadual de Educação. Essa empresa terceirizou o serviço de construção das miniusinas do Lote II para a empresa piauiense NETLUX.

O contrato n° 03/2020 foi firmado entre a GM ENERGIA e a SESAPI para atender a demanda energética das unidades consumidoras pertencentes à secretaria por meio da implantação de uma miniusina, a UFV Altos, instalada no município de Coivaras – PI.

O contrato n° 04/2020 firmado entre a GM ENERGIA e a SEDUC tem como objetivo atender a demanda energética da secretaria por meio da miniusina. O responsável técnico pela instalação explicou que houve a necessidade de construir duas miniusinas por conta de problemas de conexão com a rede da Equatorial Piauí, e não foi possível implementar toda a miniusina em um único local. Dessa forma, a instalação que visa atender a SEDUC foi dividida em duas miniusinas, a UFV Longá (instalada em Coivaras – PI) e a UFV Nova Longá (instalada em Altos – PI) para atender à geração prevista de 650.000 kWh por mês.

A BRENGE PAR ENGENHARIA E PARTICIPAÇÕES LTDA foi a empresa que venceu a licitação para realização da PPP, lote IV. Essa empresa foi constituída como SPE: RIO POTI CONCESSIONÁRIA DE ENERGIA SOLAR PIAUÍ I E II SPE LTDA (RIO POTI ENERGIA). Nesse lote foram construídas duas miniusinas (contratos 07/2020 e 08/2020): uma para atender a demanda energética da Secretaria Estadual de Administração (SEAD) e outra para atender a Secretaria Estadual de Fazenda (SEFAZ).

O contrato n° 07/2020 foi firmado entre a RIO POTI ENERGIA e a SEAD para atender a demanda energética das unidades consumidoras pertencentes à secretaria por meio da implantação de uma miniusina, a UFV Campo Maior, instalada no município de Campo Maior – PI (SUPARC, 2026).

O contrato n° 08/2020 firmado entre a RIO POTI ENERGIA e a SEFAZ teve como objetivo atender a demanda energética da secretaria através da implantação de uma miniusina, a UFV Altos, instalada no município de Altos – PI. Após a miniusina entrar em operação, observou-se que a demanda energética da SEFAZ era inferior a capacidade de geração da miniusina. Para resolver esse problema, essa unidade foi repassada para a SEDUC em março de 2024 (SUPARC, 2026).

O Governo do Estado do Piauí disponibilizou terrenos para a construção das miniusinas, porém nenhum apresentou viabilidade técnica principalmente por conta da distância até a subestação de energia. Dessa forma, os terrenos utilizados para as instalações foram adquiridos pelas empresas vencedoras da licitação.

No contexto da implementação das miniusinas do projeto das PPPs do Governo do Estado do Piauí, é importante destacar que todos os empreendimentos tiveram seus respectivos

projetos aprovados junto à Equatorial Piauí anteriormente à promulgação e vigência da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que institui o novo marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil (Brasil, 2022). Sousa *et al.* (2023), Costa *et al.* (2022) e Iglesias; Vilaça (2022) destacam que essa legislação trouxe alterações significativas no modelo de compensação de energia elétrica, incluindo a previsão de uma nova estrutura tarifária a ser aplicada progressivamente aos empreendimentos de GD, a partir de 2023.

Entretanto, conforme previsto na referida lei, foi estabelecido um período de transição que garante a manutenção das regras anteriores até o ano de 2045 para todas as unidades de micro e minigeração distribuída com parecer de acesso solicitado até 6 de janeiro de 2023. Diante disso, observa-se que as miniusinas integrantes do projeto das PPPs do Piauí, cujos contratos foram firmados antes da vigência da nova legislação, não estão sujeitas às novas regras de tarifação previstas na Lei 14.300/2022.

Dessa forma, essas miniusinas mantêm o direito adquirido ao regime de compensação integral da energia gerada, conforme estabelecido pelas normas vigentes no período de aprovação dos projetos, ditadas pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL e suas atualizações. Essa condição, conforme analisado por Costa *et al.* (2022), Sousa *et al.* (2023) e Iglesias; Vilaça (2022), confere maior atratividade econômica aos empreendimentos, uma vez que os créditos de energia gerados pelas miniusinas são compensados integralmente com o consumo das unidades consumidoras vinculadas, sem a incidência das tarifas que passaram a ser exigidas a partir do novo marco regulatório.

Nesse sentido, o subtópico seguinte apresenta a descrição individualizada das miniusinas, abordando sua localização, capacidade instalada, arranjos tecnológicos e demais parâmetros relevantes para a análise proposta.

4.1.1 MINIUSINAS CONTRATADAS PELA SEDUC

O Contrato de Parceria Público-Privada nº 04/2020 firmado entre a empresa GM ENERGIA SPE LTDA e a Secretaria Estadual da Educação (SEDUC) teve como objetivo a implantação de duas miniusinas para atender à demanda energética das unidades consumidoras da SEDUC. Esse contrato previu a construção de duas miniusinas em localidades distintas em razão de limitações de conexão com a rede de energia elétrica da Equatorial Piauí para a instalação de toda a miniusina em um único local (SUPARC, 2026).

Uma delas foi instalada no município de Altos – PI (UFV Nova Longá), com as seguintes coordenadas do local de instalação: latitude: -5.028271; longitude: -42.439764. Essa

miniusina (Figura 16) possui estrutura de rastreamento solar (*tracker*) a qual permite o ajuste de inclinação dos módulos fotovoltaicos de modo a acompanhar o movimento aparente do sol e, como consequência, aumenta a capacidade de geração. O aumento que ocorre nesse tipo de configuração em relação aos sistemas de inclinação fixa foi evidenciado por Chudinzow, Klenk e Eltrop (2020), que observaram maior produção nos sistemas com rastreamento solar, resultado que também é corroborado por Sharaby et al. (2025), ao destacar os ganhos de desempenho associados à adoção de *trackers* em usinas fotovoltaicas.

Com o intuito de detalhar os aspectos técnicos da instalação, a Tabela 6 apresenta as principais características dessa instalação. São descritas informações referentes à potência instalada, quantidade e modelo dos equipamentos utilizados, estrutura de suporte adotada, data de conexão à rede e demais dados relevantes que permitem compreender a composição e o potencial de geração da unidade.

Tabela 6: Características técnicas da UFV Nova Longá instalada no município de Altos - PI

Item	Descrição
Nome da Usina	UFV Nova Longá (Altos – PI)
Potência Instalada (kW)	1.350 kW
Quantidade de Inversores	6 unidades
Modelo dos Inversores	TBEA – TS228KTL-HV
Potência de Cada Inversor	225 kW
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	2.673 módulos
Modelo dos Módulos	TSM-650DEG21C.20 (bifaciais)
Potência de Cada Módulo (Wp)	650 Wp
Potência de Pico Total (kWp)	1.737,45 kWp
Data de Conexão à Rede	Abril de 2023
Concessionária de Energia	Equatorial Piauí
Empresa Responsável pela Instalação	NETLUX Solar
Estrutura de Suporte	*Tracker*

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; TBEA, 2025; Trinasolar, 2025)

O módulo fotovoltaico Trina Solar bifacial de 650 W (TSM-650DEG21C.20) está entre os módulos de maior potência individual disponíveis comercialmente no período de instalação das miniusinas conforme levantamento do Canal Solar. Atualmente, os módulos comerciais de maior potência estão na faixa de 700-800 W conforme levantamento do Canal Solar (2025). A eficiência máxima do módulo atinge 21,4%, valor elevado para módulos comerciais dessa classe (Green *et al.*, 2025; Trinasolar, 2025).

Trata-se de um módulo bifacial com dupla face em vidro (bifacial *dual glass*). A arquitetura bifacial permite a captação de radiação solar tanto na face frontal quanto na traseira

(Chudinzow; Klenk; Eltrop, 2020), possibilitando ganhos adicionais de potência de até 25 %, a depender do tipo de cobertura do solo e das condições de instalação conforme destacado por Almarshoud *et al.* (2024).

O módulo apresenta coeficiente de temperatura da potência de −0,34 %/°C, considerado favorável para regiões de clima quente, como o Nordeste brasileiro, pois reduz perdas de desempenho em condições de alta temperatura ambiente. A temperatura nominal de operação da célula (NOCT) é de aproximadamente 43 °C (±2 °C), indicando bom desempenho térmico em campo (Trinasolar, 2025).

Em termos estruturais, o módulo suporta cargas mecânicas de até 5.400 Pa na face frontal e 2.400 Pa na face traseira, e atende aos requisitos para instalação até em regiões sujeitas a ventos intensos. O produto é certificado conforme normas internacionais como IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701 e IEC 62716, além de possuir certificações de sistemas de gestão da qualidade, ambiental e de segurança ocupacional (ISO 9001, ISO 14001, ISO 14064 e ISO 45001) além de registro no INMETRO (004329/2021) (INMETRO, 2025; Trinasolar, 2025).

Esse módulo possui 12 anos de garantia contra defeitos de fabricação e 30 anos de garantia de desempenho, com degradação máxima de 2 % no primeiro ano e 0,45 % ao ano nos anos subsequentes. Ao final do período de garantia de desempenho, é assegurada uma potência mínima de aproximadamente 84,95 % da potência nominal, o que reforça sua confiabilidade para projetos de longo prazo (Trinasolar, 2025; Kim et al., 2021).

Na Figura 16, tem-se uma imagem de satélite da UFV Nova Longá que permite observar a área ocupada pela miniusina, inserida em uma região próxima a residências na zona urbana do município de Altos - PI. Na Figura 17 é possível observar os módulos fotovoltaicos instalados na UFV Nova Longá. Observa-se a disposição dos módulos montados sobre estruturas metálicas fixadas ao solo.

A imagem permite verificar a presença de vegetação rasteira no entorno das estruturas, característica comum em usinas de solo, bem como a proximidade com edificações residenciais ao fundo, caracterizando que a usina está em uma área urbana. A cobertura do solo com a vegetação rasteira diminui o aproveitamento da radiação refletida conforme analisado por Almarshoud *et al*. (2024) e é um fator que deve ser controlado para aumentar a capacidade de geração.

Figura 16: Imagem de satélite com a localização do ponto de instalação da miniusina SEDUC unidade UFV Nova Longá



Fonte: (GOOGLE, 2025)

Figura 17: Miniusina de geração fotovoltaica (UFV Nova Longá), instalada no município de Altos – PI



Fonte: Acervo do autor.

A outra unidade foi instalada em Coivaras - PI (UFV Longá), com as seguintes coordenadas do local de instalação: latitude: -5.213587; longitude: -42.284163. A Figura 18 apresenta uma imagem de satélite da UFV Longá, localizada na zona rural do município de Coivaras – PI. É possível observar que a UFV foi instalada em área previamente desmatada em uma região predominantemente coberta por vegetação nativa, característica do bioma da região (IBGE, 2025). Na imagem. observa-se os limites das áreas ocupadas pelos painéis solares, organizados em faixas regulares, bem como a manutenção de uma faixa significativa de vegetação nativa ao redor das instalações. Essa configuração está em conformidade com a legislação ambiental vigente, e possui 30% da área total destinada à preservação ambiental. Essa medida visa minimizar os impactos ambientais negativos decorrentes da implantação do empreendimento, contribuindo para a conservação da biodiversidade local e o equilíbrio dos ecossistemas adjacentes.

Figura 18: Imagem de satélite com a localização do ponto de instalação da miniusina SEDUC unidade UFV Longá



Fonte: (GOOGLE, 2025)

A UFV Longá (Figuras 18 e 19), possui as mesmas características da UFV Nova Longá com diferentes quantidades de módulos e inversores. As características dessa instalação estão listadas na Tabela 7.

Tabela 7: Características técnicas da UFV Longá instalada no município de Coivaras - PI

Item	Descrição
Nome da Usina	UFV Longá (Coivaras – PI)
Potência Instalada (kW)	1.800 kW
Quantidade de Inversores	8 unidades
Modelo dos Inversores	TBEA – TS228KTL-HV
Potência de Cada Inversor (kW)	225 kW
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	3.663 módulos
Modelo dos Módulos	TSM-650DEG21C.20 (bifaciais)
Potência de Cada Módulo (Wp)	650 Wp
Potência de Pico Total (kWp)	2.380,95 kWp
Data de Conexão à Rede	Maio de 2023
Concessionária de Energia	Equatorial Piauí
Empresa Responsável pela Instalação	NETLUX Solar
Estrutura de Suporte	*Tracker*

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; TBEA, 2025; Trinasolar, 2025)

Figura 19: Miniusina de geração fotovoltaica (UFV Longá), instalada no município de Coivaras – PI



Fonte: Acervo do autor.

Na Figura 19 é possível observar os módulos fotovoltaicos instalados na UFV Longá. Observa-se a disposição dos módulos em fileiras paralelas, sobre estruturas metálicas fixadas ao solo. É possível observar o cuidado com a manutenção do solo, sem a presença de vegetação entre as fileiras de módulos, aspecto fundamental para a operação segura e desempenho energético do empreendimento pois aumenta a reflexão da radiação solar no solo e

consequentemente o aproveitamento dessa radiação pela parte inferior do módulo como foi destacado por Almarshoud *et al*. (2024).

Para realizar a conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos para corrente alternada (CA) adequada à rede de energia da concessionária, são utilizados inversores para sistemas fotovoltaicos (Figura 20). Os inversores não apenas desempenham essa função básica, mas também incorporam tecnologias que maximizam a eficiência energética com a busca do ponto de máxima potência que os módulos conseguem fornecer (MPPT) e contribuem para a estabilidade da rede. Monteiro, Sarquis e Branco (2024) destacam que o inversor interfere diretamente na viabilidade financeira do projeto, visto que falhas nesse equipamento provocam a redução na geração e consequentemente redução da receita gerada pelo empreendimento. Os inversores utilizados nestas instalações possuem 12 MPPTs independentes, com três entradas paralelas em cada MPPT. Dessa forma, é possível conectar até 36 conjunto de módulos fotovoltaicos.

Figura 20: Inversor utilizado nas miniusinas de geração fotovoltaica do grupo GM ENERGIA, e principais características do inversor



Fabricante	**TBEA**
Modelo	**TS250KTL-HV**
Entrada	
Potência nominal [kVA]	250
Máxima tensão CC [V]	1.500
Máxima corrente CC [A]	50
Máxima tensão MPPT [V]	1.500
Mínima tensão MPPT [V]	550
Quantidade de Strings por MPPT	3
Quantidade de entradas MPPT	12
Saída	
Potência nominal CA [kW]	228
Máxima potência na saída CA [kW]	250
Máxima corrente na saída CA [A]	180
Tensão nominal CA [V]	800
Frequência nominal [Hz]	60
Máxima tensão CA [V]	920
Mínima tensão CA [V]	680
THD de corrente [%]	<3
Fator de potência	0,8i - 0,8c
Tipo de conexão	3F + N + T
Eficiência máxima [%]	99%
Proteções	
Anti ilhamento	Sim
Sub frequência	Sim
Sobre frequência	Sim
Sub tensão	Sim
Sobretensão	Sim

Fonte: Acervo do autor com dados de (TBEA, 2025)

Com a utilização de inversores de elevada eficiência, as miniusinas fotovoltaicas podem atingir uma eficiência acima de 98% na conversão da energia em corrente contínua (CC), fornecida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA), nos padrões exigidos pela concessionária de energia (Equatorial - PI). Pudur *et al*. (2025) fizeram uma revisão das topologias de inversores com avaliação da eficiência e pode-se afirmar que o nível de eficiência dos inversores utilizados está entre os maiores níveis de eficiência. Os autores destacaram que a análise quantitativa demonstra que os inversores se aproximaram dos limites de eficiência, com valores na faixa de 98,9%. Observa-se que existe um aumento exponencial de custos para ganhos marginais de eficiência, reduzindo o custo benefício dos equipamentos. Isso irá remodelar as prioridades de investimento em todo o mercado de inversores, com o objetivo de prolongar a vida útil dos equipamentos ao invés do foco em eficiência (Pudur *et al*., 2025).

A tensão de saída desses inversores é trifásica, com tensão igual a 800 V e corrente máxima igual a 180 A por fase. Para realizar a conexão à rede da Equatorial Piauí na tensão de 13,8 kV, a usina possui uma subestação com transformador elevador (800 V / 13,8 kV) que realiza essa elevação da tensão (TBEA, 2025; SUPARC, 2026).

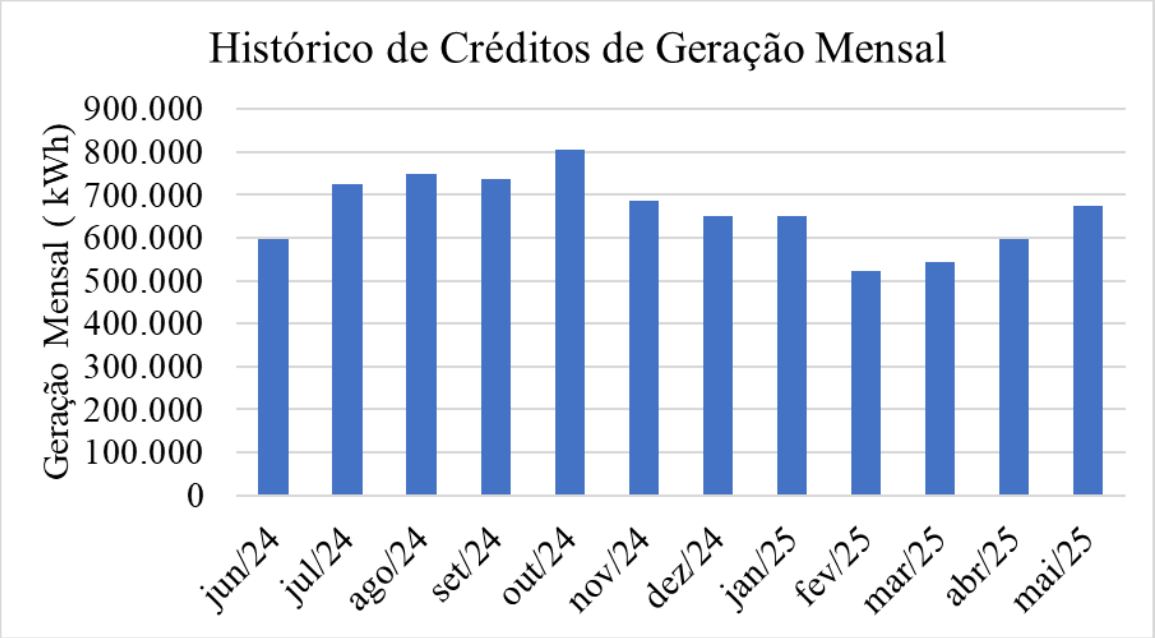
Além disso, os inversores são equipados com sistemas de monitoramento, que permitem um acompanhamento em tempo real do desempenho do sistema, diagnósticos precisos e a rápida detecção de falhas. Monteiro; Sarquis e Branco (2024) destacam que o monitoramento minimiza o tempo de inatividade e otimiza a produção de energia. Outra possibilidade de monitoramento que utilizam Inteligência Artificial, Aprendizado de Máquina e Internet das Coisas é discutida por Kull *et al.* (2025) e verifica-se que essa forma permite o monitoramento em tempo real e o diagnóstico preditivo, aprimorando a precisão e a confiabilidade dos sistemas. Esse tipo de metodologia pode ser útil para a aplicação nas miniusinas da PPP com o objetivo de prever falhas e reduzir o tempo que o sistema fica inoperante por problemas técnicos.

Outro ponto positivo dos inversores utilizados é a sua capacidade de suportar variações de tensão e frequência, protegendo o sistema contra flutuações da rede e aumentando a vida útil dos componentes fotovoltaicos. Possuem também proteção em corrente contínua e alternada integradas no próprio inversor, além da função anti-ilhamento, com a desconexão automática em casos de falha na rede. Bakhshi-Jafarabadi *et al.* (2022) destacam que essas proteções são importantes para garantir a segurança do sistema e da rede elétrica da concessionária.

O histórico de geração de energia elétrica das duas miniusinas (UFV Nova Longá e UFV Longá) no período compreendido entre os meses de junho de 2024 e maio de 2025 está apresentado na Figura 21. Observa-se que os meses de julho de 2024 a novembro de 2024 são os meses com a maior geração de energia elétrica. Isso se deve à irradiação solar ser maior

nesses meses do ano, conforme observamos no gráfico de irradiação solar disponibilizado pelo CRESESB.

Figura 21: Histórico de geração de energia elétrica em kWh das miniusinas, UFV Nova Longá e UFV Longá, que atende a SEDUC construídas a partir do contrato 04/2020



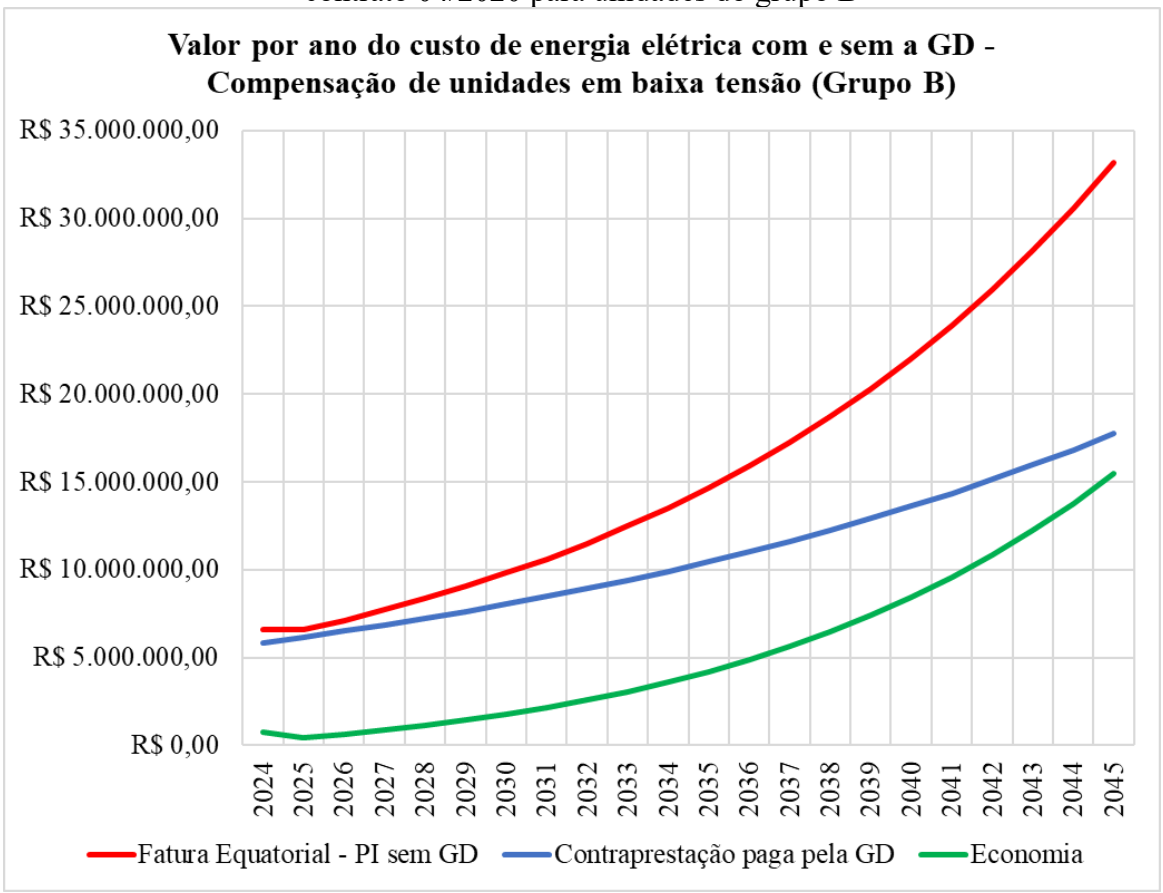
Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

O contrato firmado entre a SEDUC e a GM ENERGIA prevê que essas duas miniusinas devem gerar em média 650.000 kWh por mês. No contrato também é especificado um valor mínimo de geração mensal que é 5% abaixo da média contratada, ou seja, 617.500 kWh no mínimo por mês (SUPARC, 2026).

Caso a geração fornecida não atinja o valor contratado, ocorre a redução do valor pago no mês pela geração da miniusina. O valor contratado para a compra mensal da produção mínima da miniusina, foi fixado em R$ 387.000,00 (trezentos e oitenta e sete mil reais) no ano de 2020, ano de assinatura dos contratos, o que corresponde a aproximadamente R$ 0,63 por cada kWh. Esse valor é reajustado pelo IPCA a cada ano. Dessa forma, a secretaria aumenta a previsibilidade dos gastos com energia elétrica. No ano de 2024, o valor pago por mês pela SEDUC referente a contraprestação mensal do contrato 04/2020 está em R$ 487.986,65. No ano de 2025, esse valor foi corrigido pelo IPCA, conforme previsto em contrato e ficou fixado no valor de R$ 514.427,06 (quinhentos e quatorze mil, quatrocentos e vinte e sete reais e seis centavos) (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025). Dessa forma, o valor pago pela SEDUC pelo kWh como contraprestação à empresa responsável pela miniusina está no valor de R$ 0,83 no ano de 2025.

Utilizando a metodologia proposta para avaliar a viabilidade da PPP ao longo dos anos, utilizaram-se os dados disponíveis e fez-se a estimativa dos valores de contas de energia até 2045 e da contraprestação paga pela geração das miniusinas corrigida pelo IPCA. O gráfico de evolução temporal dos custos e da economia gerada (Figura 22), permite a visualização comparativa entre o valor pago à concessionária no cenário sem a GD e no cenário com a GD, no qual é pago a contraprestação da PPP, e com isso é possível obter a economia anual projetada associada à implantação das miniusinas fotovoltaicas. Essa análise foi feita de forma separada para unidades atendidas em baixa tensão (grupo B) e para unidades atendidas em média tensão (grupo A). Na Figura 22 está disponível o gráfico com os valores para unidades atendidas em baixa tensão.

Figura 22: Comparação do custo de energia para a SEDUC no período de 2024 à 2045, das miniusinas, UFV Nova Longá e UFV Longá, que atende a SEDUC, construídas a partir do contrato 04/2020 para unidades do grupo B



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Equatorial Piauí, 2025).

A análise do gráfico de evolução temporal dos custos energéticos para as unidades consumidoras do Grupo B deixa clara a vantagem econômica associada à implantação das miniusinas fotovoltaicas por meio da PPP. Observa-se que, ao longo de todo o período

analisado, a curva correspondente ao valor que seria pago à concessionária de energia elétrica no cenário sem a GD, reajustada pelos ajustes tarifários (9,19% ao ano), apresenta crescimento mais acentuado quando comparada à curva da contraprestação da PPP, reajustada pelo IPCA (5% ao ano), mesmo considerando a depreciação da geração fotovoltaica de 0,5% ao ano.

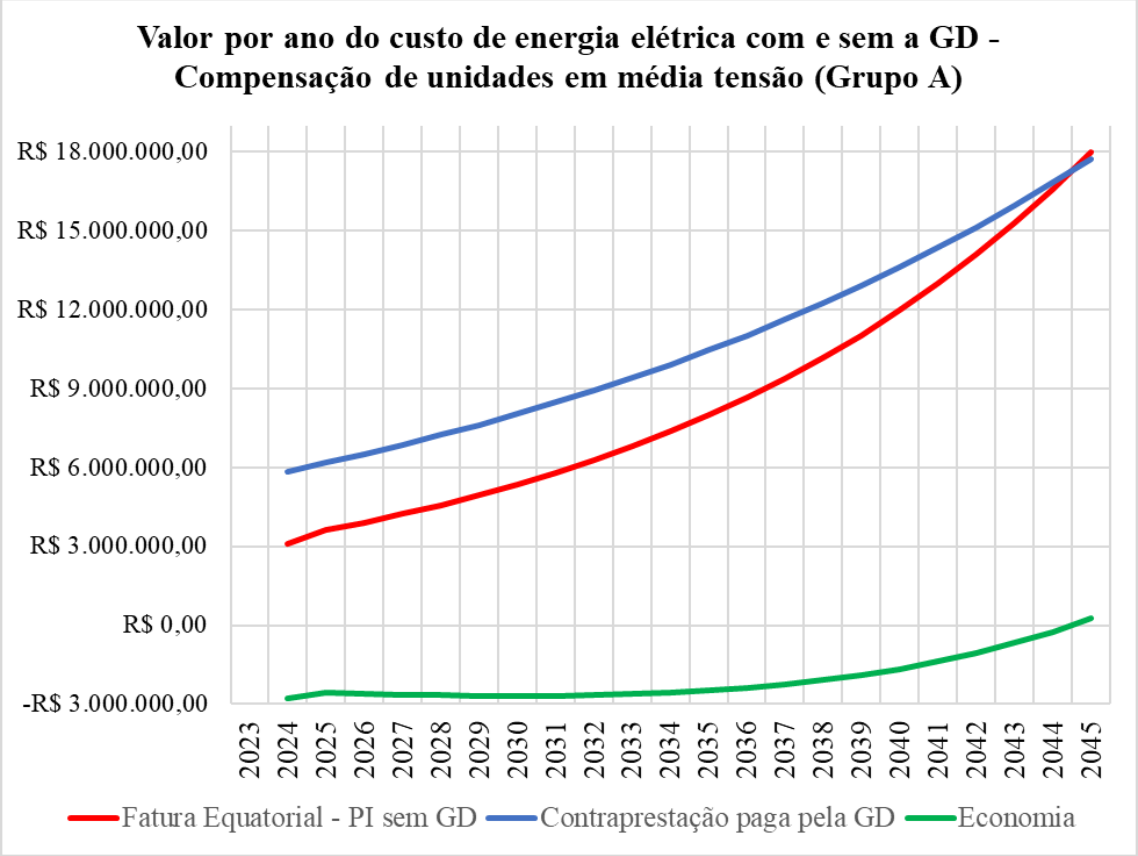
Como consequência direta desse comportamento, a economia anual permanece positiva em todos os anos da série, ampliando-se progressivamente a cada ano. Observa-se que no longo prazo, a geração fotovoltaica contratada atua como um mecanismo de mitigação do risco tarifário, reduzindo a exposição das unidades consumidoras aos reajustes e consolidando a viabilidade econômica da PPP.

Do ponto de vista percentual, a economia relativa sobre o gasto com energia elétrica apresenta comportamento crescente no longo prazo, ainda que com uma redução pontual no início do período. Em 2024, o percentual de economia estimado foi de 11,60%, reduzindo-se para 6,37% em 2025, em função da redução de 4,23% na tarifa de energia em comparação a 2024. A partir de 2026, a economia volta a crescer (ajuste de 13,57% na tarifa), atingindo 8,77%. A partir de 2027, considerou-se o reajuste médio da tarifa (9,19% ao ano) e com isso tem-se a economia de 11,14% em 2027 e 13,48% em 2028.

No longo prazo, os ganhos econômicos tornam-se expressivos. A partir de 2038, a economia supera 35% do valor que seria pago à concessionária, alcançando aproximadamente 41% em 2041 e chegando a 46,57% em 2045. Esses resultados confirmam que, mesmo considerando a depreciação anual da geração, o contrato tende a se tornar progressivamente mais vantajoso ao longo do tempo.

Fez-se a mesma análise para unidades atendidas em média tensão (grupo A), considerando a mesma metodologia aplicada para as unidades do grupo B. Na Figura 23 está disponível o gráfico com os valores para unidades atendidas em média tensão.

Figura 23: Comparação do custo de energia para a SEDUC no período de 2023 à 2045, das miniusinas, UFV Nova Longá e UFV Longá, que atende a SEDUC construídas a partir do contrato 04/2020 para unidades do grupo A



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Equatorial Piauí, 2025).

A análise econômica do contrato 04/2020 para o cenário de compensação de unidades consumidoras do Grupo A evidencia um comportamento distinto daquele observado para o Grupo B. A compensação energética para unidades do Grupo A apresenta inviabilidade econômica durante praticamente todo o horizonte contratual. Em todos os anos iniciais da projeção, o valor da contraprestação da PPP é substancialmente superior ao custo da energia elétrica que seria pago à concessionária, resultando em economias negativas (prejuízos).

Em 2024, primeiro ano analisado, o prejuízo econômico é da ordem de R$ 2,77 milhões, o que corresponde a um resultado negativo de aproximadamente 89,8% em relação ao valor que seria pago à Equatorial Piauí. Em 2025, o prejuízo permanece elevado, com valor próximo de R$ 2,56 milhões, representando cerca de 70,7% de prejuízo.

Ao longo do tempo, observa-se redução gradual da magnitude do prejuízo, decorrente do crescimento mais acelerado da tarifa de energia elétrica em relação à correção da contraprestação da PPP. Ainda assim, os resultados permanecem negativos por um longo período. Somente nos anos finais da projeção ocorre uma aproximação do ponto de equilíbrio

econômico. Em 2044, o prejuízo já se reduz para valores inferiores a R$ 250 mil, correspondendo a aproximadamente 1,46%. Apenas em 2045 observa-se economia, estimada em cerca de R$ 261 mil, equivalente a um ganho de aproximadamente 1,45%.

No município de Altos – PI, está instalada outra miniusina, que foi contratada por meio do Contrato de Parceria Público-Privada Nº 08/2020 (UFV Altos) entre o Governo do Estado do Piauí e a concessionária RIO POTI ENERGIA, para atender à demanda energética da SEFAZ. Após o início da operação, constatou-se que a geração de energia elétrica pela miniusina era muito superior à demanda de energia elétrica da SEFAZ, por esse motivo essa unidade foi cedida para a SEDUC em março de 2024 conforme relatórios disponibilizados pela SUPARC (2026).

Essa instalação de minigeração fotovoltaica possui capacidade nominal de 2.895 kW, e está situada no município de Altos – PI. As coordenadas do local de instalação da miniusina são: latitude: -5.040073; longitude: -42.427166 (Figura 24). As características dessa instalação estão listadas na Tabela 8. A estimativa de produção energética para esta miniusina é de aproximadamente 7.800.000 kWh por ano ou 650.000 kWh por mês (SUPARC, 2026).

Tabela 8: Características técnicas da UFV Altos instalada no município de Altos - PI

Item	Descrição
Nome da Usina	UFV Altos (Altos – PI)
Potência Instalada (kW)	2.895 kW
Quantidade de Inversores de 215 kW	13 unidades
Modelo dos Inversores de 215 kW	SUN2000-215KTL
Quantidade de Inversores de 100 kW	1 unidade
Modelo dos Inversores de 100 kW	SUN2000-100KTL
Fabricante dos Inversores	HUAWEI
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	7.068 módulos
Modelo dos Módulos	RSM110-8-540BMDG (bifaciais)
Potência de Cada Módulo (Wp)	540 Wp
Fabricante dos Módulos	RISEN SOLAR
Potência de Pico Total (kWp)	3.816,72 kWp
Data de Conexão à Rede	Maio de 2023
Concessionária de Energia	Equatorial Piauí
Empresa Responsável pela Instalação	RIO POTI ENERGIA
Estrutura de Suporte	*Tracker*

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; HUAWEI, 2025; Risen Solar, 2025)

O módulo fotovoltaico Risen Solar bifacial de 540 W (RSM110-8-540BMDG) foi o modelo utilizado nas instalações das usinas do Lote III. Possui características semelhantes aos

módulos da Trina solar utilizados pela GM energia, porém é um módulo de menor potência por unidade, dessa forma são necessários mais módulos para gerar a mesma energia que os módulos de 650 W (aproximadamente 20,4 % mais unidades necessárias para mesma potência). A eficiência máxima do módulo, tipo de construção, coeficiente de temperatura, suporte a cargas mecânicas, certificações e garantias possui os mesmos valores e normas aplicadas ao módulo Trina solar de 650 W (Risen Solar, 2025). Esse módulo possui registro no INMETRO (002533/2017) (INMETRO, 2025).

Dessa forma, observa-se que, apesar de serem fabricados por empresas distintas e apresentarem diferentes potências nominais, os módulos fotovoltaicos analisados exibem semelhanças em seus principais parâmetros técnicos, tais como coeficiente de temperatura da potência, arquitetura bifacial vidro-vidro, cargas mecânicas admissíveis, taxas de degradação e estruturas de garantia. A literatura científica sustenta que esse processo de padronização resulta da difusão de tecnologias consolidadas, como células monocristalinas, módulos bifaciais, reduzindo as diferenças estruturais entre fabricantes e modifica a competitividade para aspectos como escala produtiva, logística, custo e estratégias de integração em projetos de grande porte (IRENA, 2023).

A Figura 24 exibe uma imagem de satélite da UFV Altos, instalada em área urbana do município de Altos – PI. A localização da miniusina em um perímetro com evidente processo de urbanização pode ser observada pela presença de loteamentos adjacentes, vias estruturadas e edificações residenciais nas proximidades. Abrange uma área total de 13 hectares, dos quais, 30% da área é destinada à preservação ambiental conforme exigido pela legislação e oito hectares está ocupado com módulos fotovoltaicos. Essa faixa de preservação foi cercada e sinalizada para evitar práticas de caça predatória e retirada de madeira. Ressalte-se que, antes da implantação do empreendimento, essa região sofria com atividades de desmatamento ilegal e caça, comprometendo a biodiversidade local. A iniciativa de preservação implementada pela concessionária representa, uma ação de responsabilidade socioambiental, promovendo a recuperação e proteção de áreas naturais na zona urbana do município. Na Figura 25 é possível observar as fileiras de módulos fotovoltaicos instalados em fileiras paralelas em estruturas metálicas no solo.

Figura 24: Imagem de satélite com a localização do ponto de instalação da miniusina SEDUC



Fonte: (GOOGLE, 2025)

Figura 25: Miniusina de geração fotovoltaica (UFV Altos RP), instalada no município de Altos - PI



Fonte: Acervo do autor

O inversor de 215 kW utilizado nesta instalação possui 9 MPPTs independentes, com duas entradas paralelas em cada MPPT. Dessa forma, é possível conectar até 18 conjuntos de módulos fotovoltaicos. A máxima eficiência desse inversor é de 99% na conversão da energia em corrente contínua (CC), para corrente alternada (CA) e a tensão de saída é trifásica, com tensão igual a 800 V e corrente máxima igual a 155,2 A por fase.

O inversor de 100 kW utilizado nesta instalação possui 6 MPPTs independentes, com duas entradas paralelas em cada MPPT. Dessa forma, é possível conectar até 12 conjunto de módulos fotovoltaicos. A máxima eficiência desse inversor é de 99% na conversão da energia em corrente contínua (CC), para corrente alternada (CA).

A tensão de saída desses inversores é trifásica, com tensão igual a 800 V e corrente máxima igual a 80,2 A por fase. Para realizar a conexão à rede da Equatorial Piauí na tensão de 13,8 kV, a usina possui uma subestação elevadora de tensão (800 V / 13,8 kV) com dois transformadores de potência 1,5 MW cada, totalizando 3,0 MW de potência. Na Figura 26 é possível observar os inversores de 100 kW e 215 kW utilizados na miniusina, e na Figura 27, tem-se a lista com as principais características técnicas desses inversores.

Figura 26: Inversor utilizado nas miniusinas de geração fotovoltaica do grupo RIO POTI ENERGIA, a esquerda o inversor de 100 kW e a direita o inversor de 215 kW



Fonte: Acervo do autor.

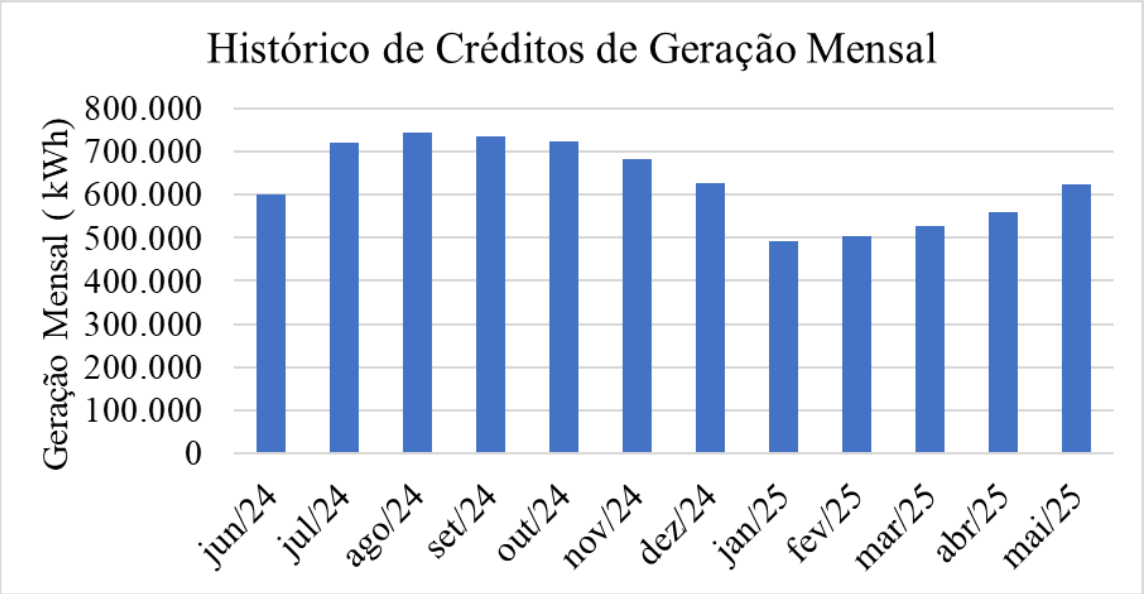
Figura 27: Características técnicas dos Inversores utilizados nas miniusinas de geração fotovoltaica do grupo RIO POTI ENERGIA

Fabricante	**HUAWEI**	**HUAWEI**
Modelo	**SUN2000-100KTL**	**SUN2000-215KTL**
Entrada		
Potência nominal [kVA]	100	215
Máxima tensão CC [V]	1.500	1.500
Máxima corrente CC [A]	33	50
Máxima tensão MPPT [V]	1.500	1.500
Mínima tensão MPPT [V]	600	500
Quantidade de Strings por MPPT	2	2
Quantidade de entradas MPPT	6	9
Saída		
Potência nominal CA [kW]	100	200
Máxima potência na saída CA [kW]	105	215
Máxima corrente na saída CA [A]	80,2	155,2
Tensão nominal CA [V]	800	800
Frequência nominal [Hz]	60	60
Máxima tensão CA [V]	920	920
Mínima tensão CA [V]	680	680
THD de corrente [%]	<3	<3
Fator de potência	0,8i - 0,8c	0,8i - 0,8c
Tipo de conexão	3F + N + T	3F + N + T
Eficiência máxima [%]	99%	99%
Proteções		
Anti ilhamento	Sim	Sim
Sub frequência	Sim	Sim
Sobre frequência	Sim	Sim
Sub tensão	Sim	Sim
Sobretensão	Sim	Sim

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (HUAWEI, 2025)

O histórico de geração de energia elétrica dessa miniusina no período compreendido entre os meses de junho de 2024 e maio de 2025 está esboçado na Figura 28. Observa-se que os meses de julho a novembro de 2024 possuem geração acima da média, o que é esperado pelo maior índice de radiação solar nesses meses.

Figura 28: Histórico de geração de energia elétrica em kWh da miniusina UFV Altos construída a partir do contrato 08/2020 pela Rio Poti Energia

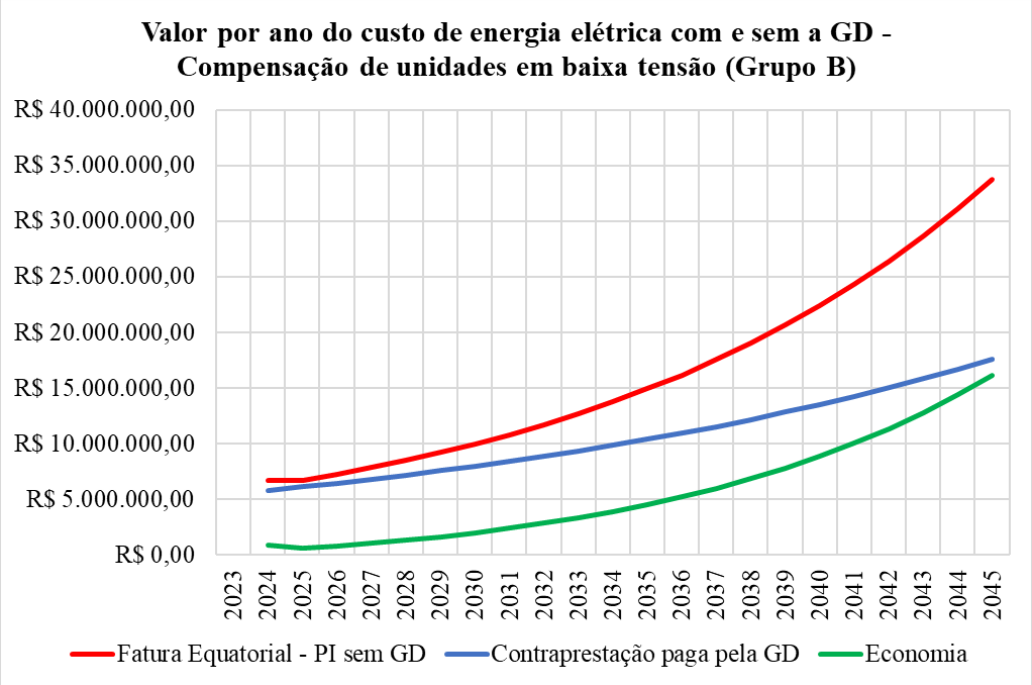


Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

O contrato firmado entre a SEDUC e a RIO POTI ENERGIA prevê que essa miniusina deve gerar em média 650.000 kWh por mês e possui as mesmas especificações do contrato com a GM Energia com geração mínima mensal de 617.500 kWh. No ano de 2024, o valor pago por mês pela SEDUC referente a contraprestação mensal do contrato 08/2020 está em R$ 484.858,52 (quatrocentos e oitenta e quatro mil, oitocentos e cinquenta e oito reais e cinquenta e dois centavos), que corresponde a aproximadamente R$ 0,79 (setenta e nove centavos) por kWh. No ano de 2025, esse valor foi corrigido pelo IPCA, conforme previsto em contrato e ficou fixado no valor de R$ 511.129,44 (quinhentos e onze mil, cento e vinte e nove reais e quarenta e quatro centavos) correspondendo a aproximadamente R$ 0,83 (oitenta e três centavos) por kWh.

Aplicando a metodologia utilizada para avaliar a viabilidade econômica do projeto no longo prazo para o contrato 08/2020, fez-se a mesma análise para os valores referentes ao contrato 04/2020. Observa-se o comportamento semelhante visto que as usinas possuem capacidade de geração semelhante. Na Figura 29 está disponível o gráfico com os valores para unidades atendidas em baixa tensão.

Figura 29: Comparação do custo de energia para a SEDUC no período de 2024 à 2045, da miniusina, UFV Altos, que atende a SEDUC, construída a partir do contrato 08/2020 para unidades do grupo B



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Equatorial Piauí, 2025).

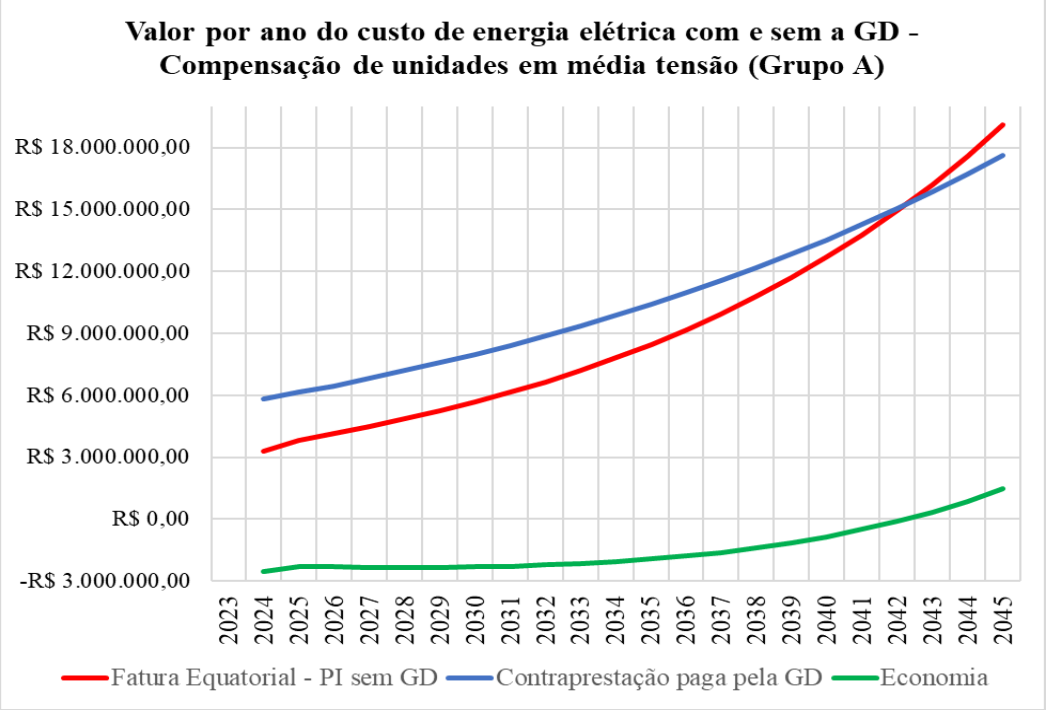
No início do período analisado, observa-se uma economia relativamente pequena. Em 2024, o percentual de economia foi de 13,65%, sofrendo uma redução pontual em 2025, quando atingiu 8,54%. A partir de 2026, a economia volta a crescer de forma contínua, alcançando 10,88%, e atingindo 13,20% em 2027 e 15,48% em 2028.

No médio prazo, a viabilidade econômica se consolida. O percentual de economia ultrapassa 20% em 2031, e aumenta para valores próximos a 30% em 2036. No longo prazo, os resultados tornam-se ainda mais expressivos. A partir de 2039, a economia supera 35% do valor que seria pago à concessionária, e atinge 47% em 2045. De forma geral, a análise demonstra que o contrato 08/2020 é economicamente viável e está semelhante aos resultados observados para o contrato 04/2020.

A análise do gráfico de evolução temporal dos custos com energia elétrica para as unidades consumidoras do Grupo B deixa clara a vantagem econômica associada à implantação dessa miniusina por meio da PPP. A economia anual projetada permanece positiva em todos os anos da série, ampliando-se progressivamente a cada ano.

Em seguida, fez-se a mesma análise para unidades atendidas em média tensão (unidades do grupo A), considerando a mesma metodologia aplicada para as unidades do grupo B. Na Figura 30 está disponível o gráfico com os valores para unidades atendidas em média tensão.

Figura 30: Comparação do custo de energia para a SEDUC no período de 2024 à 2045, da miniusina, UFV Altos, que atende a SEDUC, construídas a partir do contrato 08/2020 para unidades do grupo A



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Equatorial Piauí, 2025).

A análise referente às unidades consumidoras do Grupo A indica que, assim como observado no contrato 04/2020, a compensação energética direcionada a essas unidades apresenta inviabilidade econômica durante a maior parte do horizonte contratual. Em praticamente todos os anos, o valor da contraprestação da PPP permanece superior ao custo da energia elétrica que seria pago à concessionária, resultando em economias negativas (prejuízos).

Em 2024, o prejuízo econômico estimado foi de aproximadamente R$ 2,55 milhões, o que corresponde a um prejuízo de aproximadamente 77,9% em relação ao valor que seria pago à Equatorial Piauí sem a compensação. Em 2025, o prejuízo mantém-se elevado, com valor próximo de R$ 2,30 milhões. Ao longo do tempo, observa-se redução gradual da magnitude do prejuízo. Entre 2026 e 2035, os prejuízos anuais permanecem superiores a R$ 2,0 milhões. Em 2042 ocorre uma aproximação do ponto de equilíbrio econômico, com o prejuízo anual estimado em cerca de R$ 110 mil. A partir de 2043, observa-se economia estimada em aproximadamente R$ 345 mil (2,13%). Esse ganho torna-se mais significativo em 2045, quando a economia alcança cerca de R$ 1,46 milhão (7,65%). Apesar dessa projeção de economia nos últimos anos analisados, os resultados indicam que o contrato 08/2020 não é economicamente viável para unidades do Grupo A. Após a análise do comportamento dos custos de energia

proveniente das miniusinas e o custo da energia da Equatorial Piauí, realizou-se a análise das faturas de energia da SEDUC.

Até o ano de 2023, a SEDUC possuía 35 faturas coletivas de energia elétrica e atualmente essas faturas foram reagrupadas em três faturas coletivas:

- ✓ Fatura das unidades atendidas em baixa tensão, grupo B.
- ✓ Fatura das unidades atendidas em média tensão, grupo A.
- ✓ Fatura da unidade do centro administrativo em Teresina – PI, grupo A.

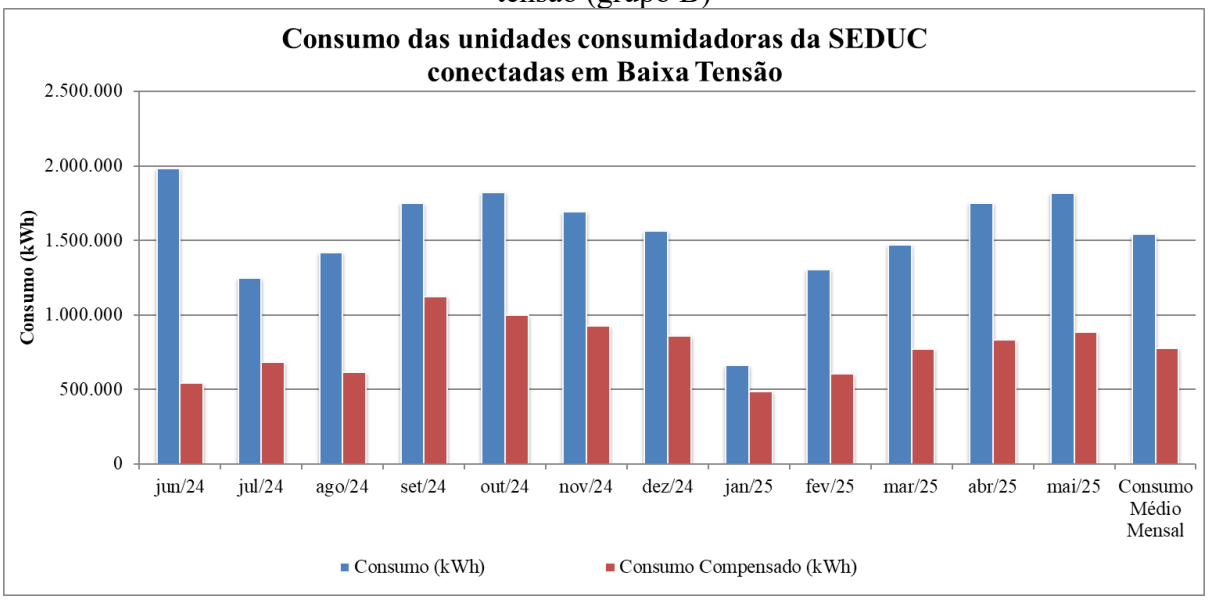
Essa divisão foi realizada para facilitar a definição das unidades que recebem créditos de energia, visto que as unidades do Grupo A pagam mais barato pelo kWh consumido no horário fora de ponta (das 20h30 às 17h29) dessa forma, não é viável a compensação do consumo dessas unidades com os créditos de geração das miniusinas para o caso dessa PPP.

Já as unidades enquadradas como B-optante (unidades que possuem subestação própria com potência de até 112,5 kVA e são tarifadas em baixa tensão), por conta de legislações que passaram a vigorar no ano de 2024, como a resolução normativa RN n° 1.000 da ANEEL, de 07 de dezembro de 2021, que estabelece as regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, passou a proibir o envio e recebimento de créditos de geração de unidades consumidoras enquadradas no regime de tarifação de energia elétrica com B-optante (ANEEL, 2021). A SEDUC possui unidades consumidoras nesse modelo de tarifação e os contratos estão sendo revistos, pois a mudança da regra por parte da Equatorial Piauí para unidades que já recebiam créditos de geração gerou pedidos de revisão de forma judicial. A decisão do Tribunal de Justiça do Piauí foi favorável à SEDUC (processo nº 0846095-74.2025.8.18.0140), e determinou o restabelecimento imediato da possibilidade de alocação de créditos de energia em unidades do Grupo B-Optante, nos termos da legislação em vigor na data da celebração dos contratos de PPP 04/2020 e 08/2020.

Analisando as unidades consumidoras pertencentes a SEDUC, obtém-se um total de 1.046 unidades consumidoras. Desse total, 124 unidades estão enquadradas no grupo A e 922 no grupo B. A demanda contratada pela SEDUC na sede no centro administrativo é de 700 kW e nas demais 123 unidades do grupo A é de 9.944 kW.

O consumo médio mensal das unidades da SEDUC conectadas em baixa tensão (unidades consumidoras do Grupo B) considerando o período de junho de 2024 a maio de 2025, é de 1.539.908 kWh por mês. Com relação ao consumo médio compensado por mês, obtém-se o valor de 777.248 kWh/mês. Isso indica que foi compensado aproximadamente 50,47% do consumo total dessas unidades. O histórico de consumo de energia em kWh e do consumo compensado pode ser observado na Figura 31.

Figura 31: Histórico de consumo das unidades consumidoras da SEDUC conectadas em Baixa tensão (grupo B)



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

O consumo total de energia elétrica registrado pelas unidades de baixa tensão da SEDUC foi de aproximadamente 18.478.898 kWh. Esse valor de consumo representa uma demanda expressiva e contínua por energia elétrica, compatível com a estrutura de funcionamento descentralizado da rede escolar estadual, que abrange 922 unidades consumidoras distribuídas por todo o território piauiense (Sousa; Lira; Moraes, 2025).

Observou-se uma variação sazonal considerável nos dados mensais de consumo. O pico de consumo ocorreu no mês de junho de 2024, com um total de 1,98 GWh, possivelmente refletindo o pleno funcionamento das atividades escolares aliado a um maior uso de sistemas de climatização. Por outro lado, o menor consumo foi verificado em janeiro de 2025, com 0,66 GWh, período tradicionalmente associado às férias escolares, quando há redução significativa da operação nas unidades de ensino.

A variabilidade observada entre os meses reforça a necessidade de uma estratégia dinâmica de alocação dos créditos de GD, que leve em consideração os ciclos de maior e menor demanda. Mesmo sem variações na alocação, a compensação é beneficiada pois os créditos excedentes em um mês têm até cinco anos para serem utilizados. A manutenção de uma média mensal superior a 1,5 GWh reforça o potencial de ganhos econômicos advindos de uma compensação energética eficiente, especialmente considerando-se as tarifas elevadas aplicadas às unidades consumidoras em baixa tensão.

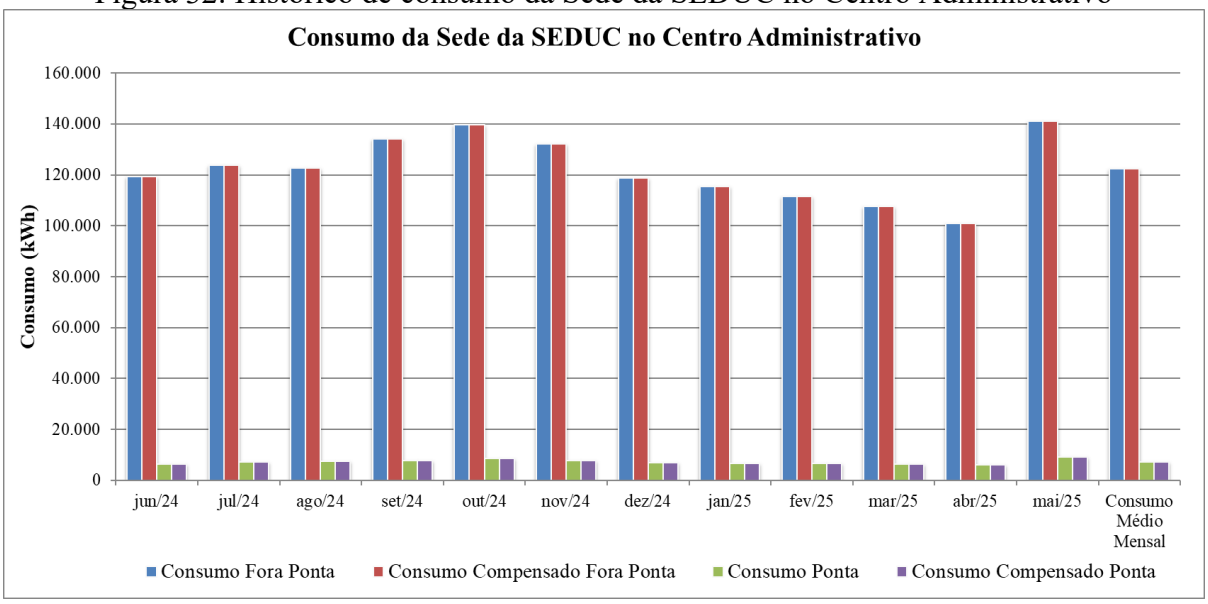
Neste contexto, a geração oriunda das miniusinas fotovoltaicas representa um instrumento estratégico para redução dos custos com energia elétrica, sendo essencial que os

créditos sejam alocados preferencialmente a este grupo, que apresenta elevado consumo e custo mais elevado por quilowatt-hora, comparado às unidades conectadas em média tensão. A priorização de unidades de baixa tensão na política de compensação energética da SEDUC permite maximizar os benefícios financeiros da PPP, contribuindo para a sustentabilidade fiscal da administração pública e para o cumprimento das metas dos ODS, em particular o ODS 7 e ODS 12.

O padrão de consumo verificado nas unidades de baixa tensão da SEDUC evidencia o elevado consumo e a oportunidade de ampliar a eficiência econômica do projeto de GD, por meio de um planejamento energético que considere as especificidades sazonais da rede escolar estadual e otimize a alocação dos créditos de energia elétrica disponíveis.

A análise do consumo energético da Unidade Sede da Secretaria de Estado da Educação (SEDUC), localizada no Centro Administrativo em Teresina – PI, no período de junho de 2024 a maio de 2025, revela que a unidade apresentou um consumo total de 1,55 GWh, com média mensal de 129.499 kWh. A maior parte desse consumo ocorreu fora do horário de ponta, totalizando 1,47 GWh, enquanto 86.551 kWh foram registrados durante o horário de ponta. Observa-se que o consumo foi integralmente compensado com créditos de geração ao longo dos doze meses (Figura 32), resultando em um percentual de compensação de 100% (Sousa; Lira; Moraes, 2025).

Figura 32: Histórico de consumo da Sede da SEDUC no Centro Administrativo



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

Embora esse resultado de compensar todo o consumo possa parecer ser o cenário ideal, representa prejuízo para a SEDUC, conforme foi analisada a viabilidade de compensação para

unidades do grupo A. Como a Unidade Sede está conectada em média tensão, as tarifas de energia são menores do que aquelas aplicadas às unidades consumidoras em baixa tensão.

Dessa forma, a alocação integral de créditos de geração para a Unidade Sede, embora tecnicamente eficaz, representa prejuízo do ponto de vista financeiro. O modelo ideal, em termos de maximização da economia gerada pela PPP, consiste em priorizar a compensação das unidades em baixa tensão, cuja energia é tarifada a valores mais altos, garantindo assim um retorno financeiro significativo por cada kWh compensado.

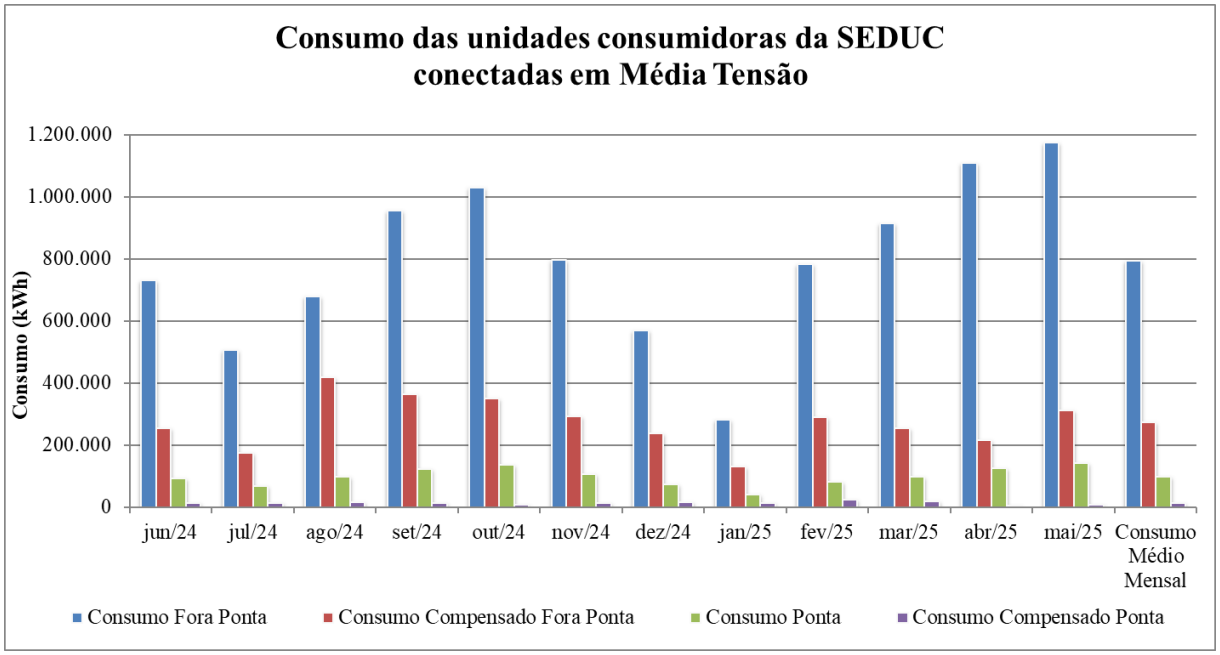
Adotar essa estratégia de alocação hierarquizada dos créditos (com priorização baseada no custo da energia) permitiria maximizar o impacto econômico do projeto de GD, potencializando a economia proporcionada pela PPP e reforçando a sustentabilidade financeira da política pública.

A análise recomenda a revisão da estratégia de alocação dos créditos de geração, com base em critérios econômicos e tarifários, de forma a assegurar a máxima efetividade da PPP no atendimento aos princípios da economicidade, da eficiência e da sustentabilidade, conforme preconizado pelos ODS.

A avaliação do consumo energético das demais unidades da SEDUC conectadas em média tensão durante o período analisado evidencia que as unidades em média tensão registraram um consumo total de 10.710.361 kWh, com uma média mensal de 892.530 kWh. Deste total, foram efetivamente compensados 3.441.891 kWh, resultando em um índice médio de compensação de 32,14%. Observa-se que, apesar do baixo percentual de unidades do grupo A atendidas pela GD, esse enquadramento representa prejuízo para a SEDUC. Essas unidades devem ser retiradas do sistema de compensação e incluídas as unidades conectadas em baixa tensão. Na Figura 33, tem-se o consumo mensal no período analisado.

Nesse contexto, manter ou expandir a compensação dessas unidades, enquanto ainda existe um déficit expressivo de compensação nas unidades em baixa tensão (que pagam tarifas superiores), não representa a alocação mais eficiente dos créditos de geração disponíveis. A análise dos dados demonstra que as unidades de baixa tensão, apesar de representarem uma parcela relevante do consumo, vêm sendo compensadas apenas parcialmente (em média 50,47%), mantendo déficits mensais superiores a 762.660 kWh.

Figura 33: Histórico de consumo das unidades consumidoras da SEDUC conectadas em Média tensão



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

Portanto, sob a perspectiva da maximização do benefício econômico da PPP, existe a necessidade urgente de alocação dos créditos de geração oriundos das miniusinas para unidades de baixa tensão. Essa lógica de alocação respeita o princípio da economicidade e busca o maior retorno financeiro possível por unidade de energia compensada.

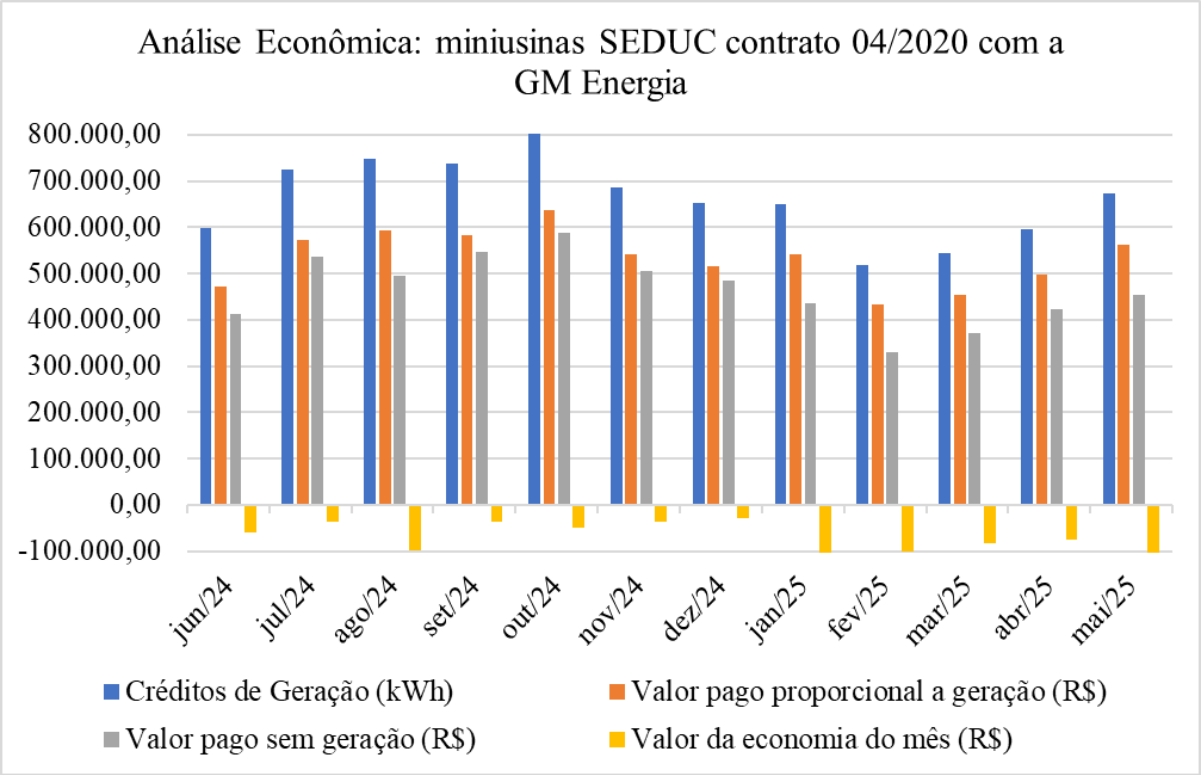
Para analisar o impacto econômico da compensação de créditos de geração fotovoltaica adotada pela SEDUC, comparou-se o valor mensal efetivamente pago às empresas concessionárias das miniusinas com o valor que seria pago à concessionária de distribuição (Equatorial Piauí) na ausência da compensação dos créditos de geração. A análise foi realizada individualmente para os créditos associados a cada contrato, considerando o histórico mensal de junho de 2024 a maio de 2025.

Na Figura 34, é possível observar o histórico de créditos de geração compensados no âmbito do contrato nº 04/2020, bem como os valores pagos proporcionalmente à geração recebida e os valores que seriam pagos à Equatorial Piauí caso não houvesse a compensação da energia. Observa-se que, ao longo de todo o período analisado, o valor da contraprestação associada aos créditos de geração foi superior ao valor que seria pago pelo consumo convencional de energia elétrica, resultando em economia mensal negativa.

Esse comportamento evidencia que o modelo de compensação adotado para esse contrato tem gerado prejuízos financeiros para a SEDUC, decorrentes da compensação do consumo de unidades classificadas no Grupo A. Nessas unidades, a tarifa média do kWh é

significativamente inferior àquela implícita no valor da contraprestação paga pelos créditos de geração, o que compromete a viabilidade econômica da compensação energética nesse enquadramento tarifário.

Figura 34: Histórico de créditos de geração compensados e valores pagos pelos créditos de geração referente ao contrato 04/2020



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

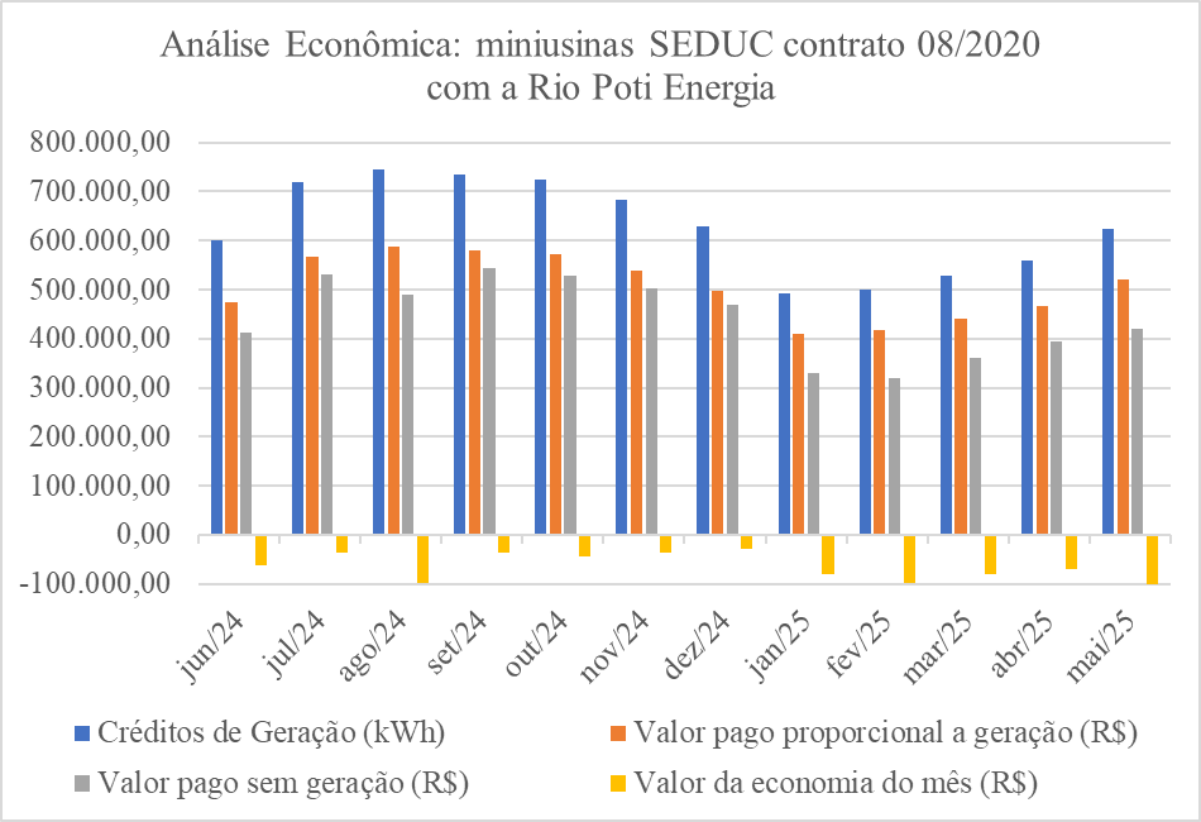
No período entre junho de 2024 e maio de 2025, a compensação energética vinculada ao contrato 04/2020 resultou em um prejuízo total de R$ 817.536,53, correspondente a um prejuízo médio mensal de aproximadamente R$ 68.128,04. Esse valor corresponde a 14,65% do gasto total com energia elétrica das unidades atendidas por esse contrato no período analisado.

Adicionalmente, observa-se um agravamento do prejuízo mensal no ano de 2025, quando comparado aos meses de 2024. Esse comportamento está diretamente associado à combinação de dois fatores: (i) a redução média de 4,23% no valor do kWh cobrado pela Equatorial Piauí em 2025, e (ii) o reajuste positivo da contraprestação paga pelos créditos de geração, da ordem de 5,4%, em função da atualização monetária pelo IPCA. Essa assimetria entre a dinâmica tarifária da concessionária e o mecanismo de reajuste contratual da PPP intensifica o desequilíbrio econômico da compensação para unidades do Grupo A no ano de 2025.

A mesma metodologia foi aplicada à análise da miniusina associada ao contrato nº 08/2020, cujos resultados estão apresentados na Figura 35. Os dados evidenciam um

comportamento econômico semelhante ao observado no contrato 04/2020, com prejuízos ao longo de todo o período analisado, igualmente decorrentes da compensação do consumo de unidades do Grupo A.

Figura 35: Histórico de créditos de geração compensados e valores pagos pelos créditos de geração referente ao contrato 08/2020



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

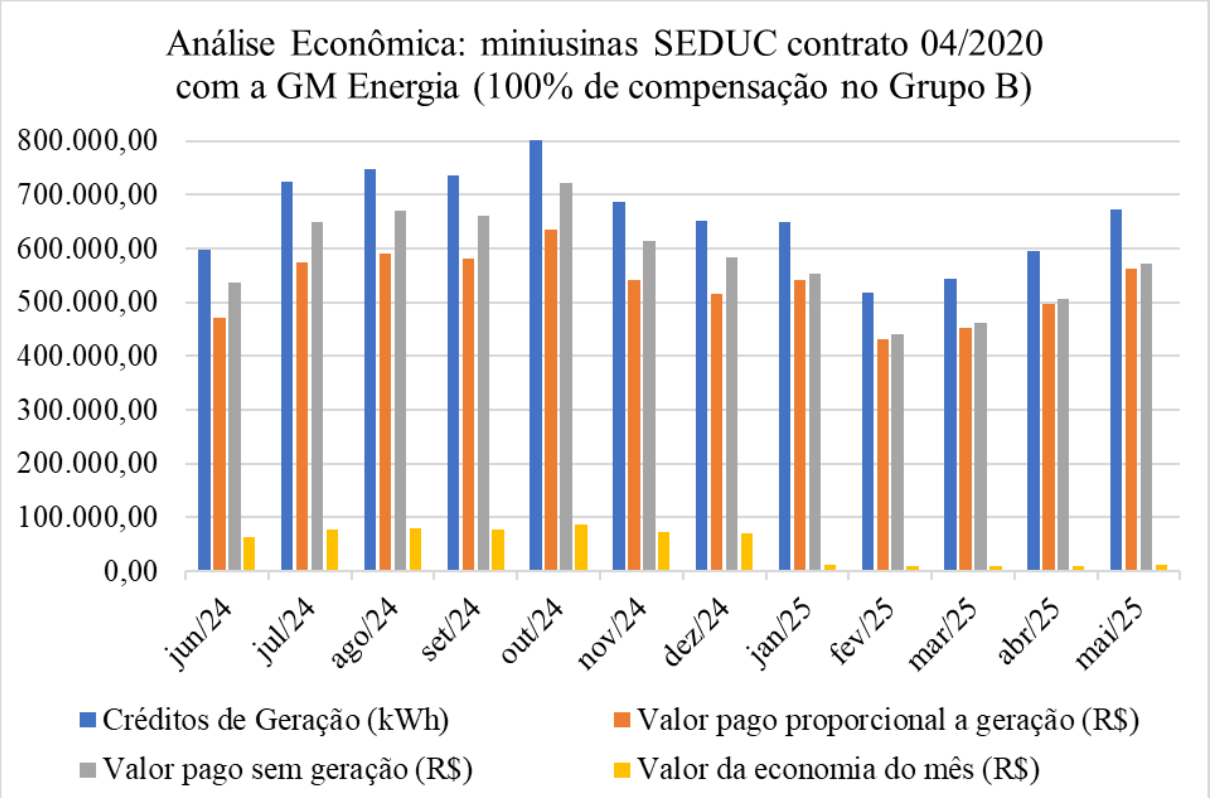
Entre junho de 2024 e maio de 2025, a compensação energética referente ao contrato 08/2020 resultou em um prejuízo total de R$ 766.359,95, o que corresponde a um prejuízo médio mensal de aproximadamente R$ 63.863,08. O prejuízo acumulado nesse contrato representa 14,44% do gasto total com energia elétrica das unidades atendidas no período.

De forma geral, os resultados obtidos para ambos os contratos demonstram que, embora o modelo de miniusinas fotovoltaicas via PPP apresente benefícios técnicos e ambientais, sua aplicação indiscriminada para compensação de unidades do Grupo A não se mostra economicamente eficiente nas condições tarifárias analisadas. Esses achados reforçam a necessidade de revisão dos critérios de alocação dos créditos de geração, priorizando unidades com maior custo médio do kWh (Grupo B), de modo a maximizar os benefícios econômicos do modelo e assegurar a sustentabilidade financeira da política pública adotada.

Para avaliar alternativas capazes de mitigar os prejuízos identificados na compensação de unidades do Grupo A, foi realizada uma simulação econômica adicional considerando os contratos 04/2020 e 08/2020 aplicados exclusivamente à compensação de unidades consumidoras do Grupo B. A simulação possibilita comparar diretamente os resultados financeiros obtidos no enquadramento atual e o cenário projetado com a compensação apenas de unidades do grupo B. Isso possibilita verificar o potencial de reversão dos prejuízos observados e contribui para aprimorar o modelo de gestão energética adotado pela SEDUC.

A simulação do cenário em que os créditos de geração do contrato 04/2020 são destinados exclusivamente à compensação de unidades consumidoras do Grupo B evidencia uma mudança significativa no desempenho econômico do modelo. Conforme apresentado na Figura 36, ao longo do período de junho de 2024 a maio de 2025, a compensação energética passa a resultar em economia financeira em todos os meses analisados, revertendo o prejuízo observado quando os créditos eram alocados a unidades do Grupo A.

Figura 36: Histórico de créditos de geração compensados e valores pagos pelos créditos de geração referente ao contrato 04/2020 projetando compensação apenas de unidades conectadas em baixa tensão (grupo B)

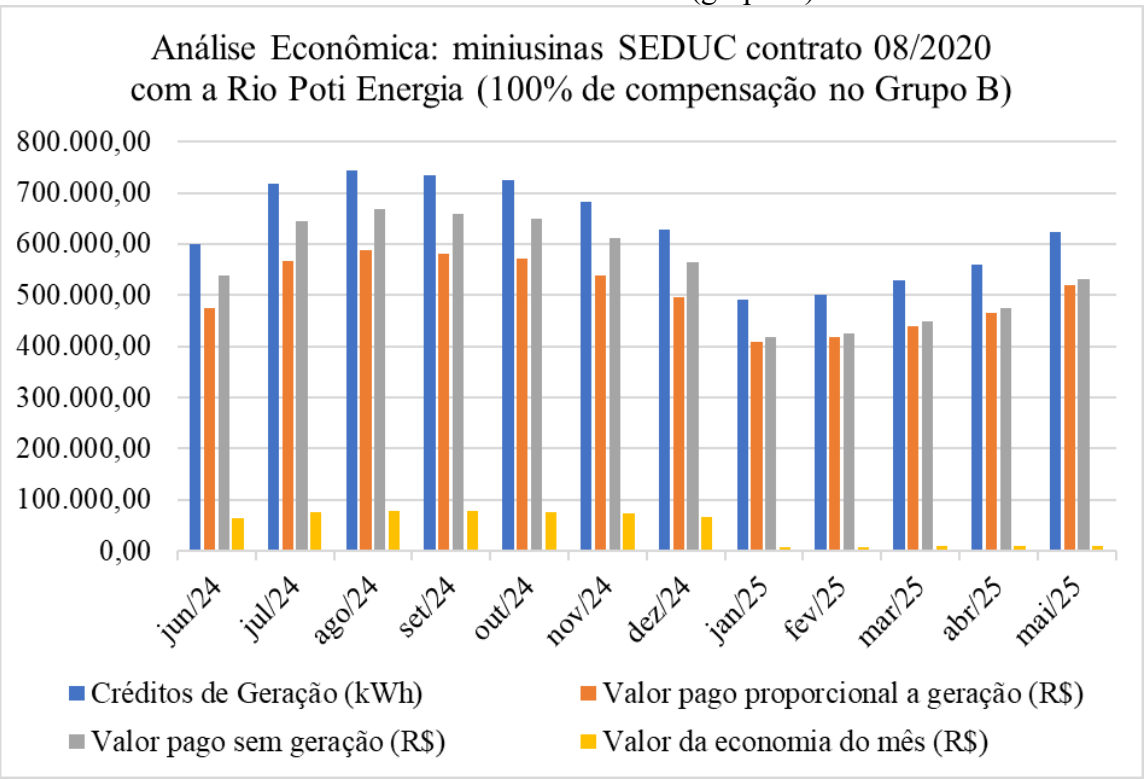


Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

Observa-se que, no acumulado do período, a compensação no Grupo B proporcionou uma economia total de R$ 578.578,71, correspondente a 8,29% de redução sobre o gasto total com energia elétrica dessas unidades. Nos meses de 2024, o percentual mensal de economia manteve-se constante em 11,88%, já em 2025, a economia mensal foi reduzida para 2,01%, em função da diminuição do valor do kWh cobrado pela concessionária e do reajuste da contraprestação da PPP pelo IPCA. Ainda assim, os resultados demonstram que, mesmo em um cenário tarifário não convencional (redução da tarifa com IPCA positivo), a compensação de créditos para unidades do Grupo B mantém-se economicamente viável, reforçando que a alocação adequada dos créditos de geração é determinante para o retorno financeiro positivo do modelo de miniusinas fotovoltaicas adotado pela SEDUC.

A simulação da alocação dos créditos de geração do contrato nº 08/2020 exclusivamente para unidades consumidoras do Grupo B também evidencia uma reversão do desempenho econômico anteriormente observado com a compensação de unidades do Grupo A. Conforme apresentado na Figura 37, no período de junho de 2024 a maio de 2025, a compensação energética passou a gerar economia financeira em todos os meses analisados, com comportamento semelhante ao verificado no contrato 04/2020.

Figura 37: Histórico de créditos de geração compensados e valores pagos pelos créditos de geração referente ao contrato 08/2020 projetando compensação apenas de unidades conectadas em baixa tensão (grupo B)



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

No acumulado do período, a compensação no Grupo B resultou em uma economia total de R$ 599.944,35, correspondente a 9,04% de redução sobre o gasto total com energia elétrica das unidades atendidas por esse contrato. Observa-se que, ao longo de 2024, o percentual mensal de economia manteve-se em 12,44%, enquanto em 2025 esse percentual foi reduzido para 2,64%, em razão da diminuição do valor do kWh cobrado pela concessionária e do reajuste da contraprestação da PPP pelo IPCA. Ainda assim, os resultados confirmam que a compensação direcionada ao Grupo B apresenta viabilidade econômica consistente, reforçando que a definição criteriosa do enquadramento tarifário das unidades beneficiárias é fator determinante para a eficiência financeira do modelo de miniusinas fotovoltaicas adotado pela SEDUC.

Estes resultados confirmam a efetividade do Contrato nº 08/2020 como ferramenta de política pública para a redução de gastos correntes com energia elétrica com a correta alocação dos créditos de geração. A economia mensal recorrente obtida ao longo de um ano orçamentário proporciona não apenas alívio fiscal, mas também a oportunidade de reorientação de recursos para outras áreas da educação, como infraestrutura escolar, alimentação, transporte ou capacitação docente.

Além da análise com relação à utilização dos créditos da GD, também foi feita a análise das faturas de energia com a sua desagregação, destacando perdas evitáveis e custos gerenciáveis.

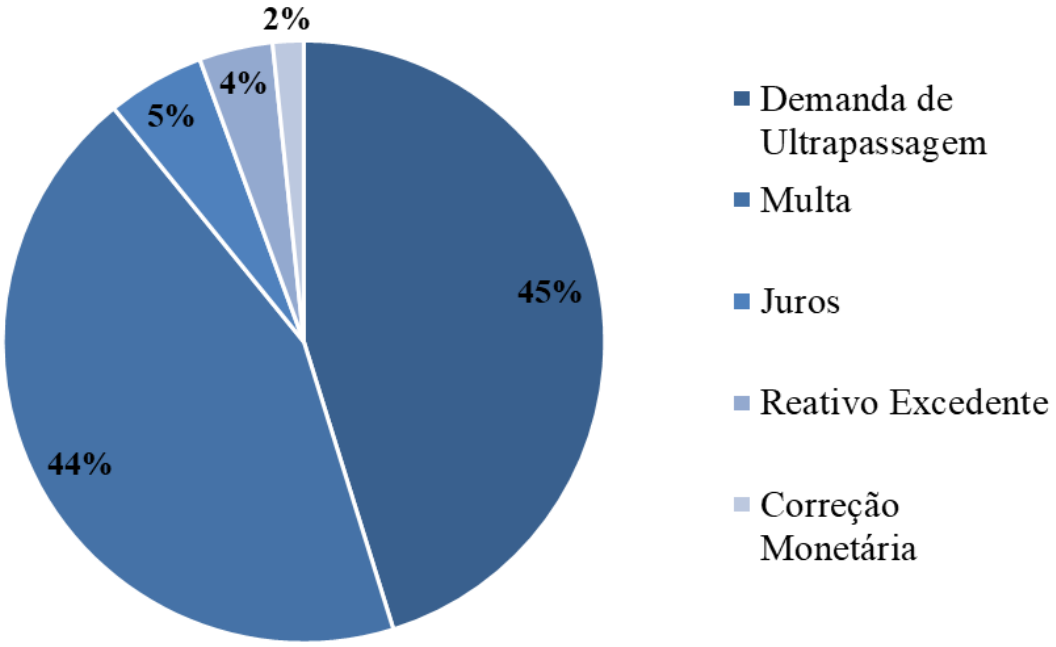
As faturas de energia elétrica da Secretaria de Estado da Educação do Piauí (SEDUC-PI), referentes ao período compreendido entre junho de 2024 e maio de 2025, evidenciam a ocorrência de perdas evitáveis no montante de R$ 684.119,75. Essas perdas correspondem a despesas que não estão associadas ao consumo produtivo de energia elétrica para o funcionamento das unidades escolares e administrativas. Decorrem de ineficiências gerenciais, contratuais e operacionais, sendo, portanto, passíveis de eliminação por meio de ações corretivas relativamente simples como foi destacado por Silva, Moita Neto e Lira (2019) que realizaram o estudo para os campi do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Piauí - IFPI.

Assim como identificado no estudo de referência aplicado ao IFPI, as perdas evitáveis configuram um indicador direto de fragilidade na gestão energética institucional, sobretudo em organizações públicas de grande porte e com múltiplas unidades consumidoras, como é o caso da SEDUC-PI.

As perdas evitáveis identificadas nas faturas da SEDUC-PI incluem encargos e penalidades comumente associados à ausência de um sistema estruturado de gestão energética,

tais como: consumo de energia reativa excedente, decorrente de baixo fator de potência; demanda de ultrapassagem, resultante da inadequação entre demanda contratada e demanda medida; multas, juros e correção monetária, associadas a atrasos no pagamento das faturas, que configuram os mesmos problemas relatados por Silva, Moita Neto e Lira (2019). O percentual para cada tipo pode ser observado na Figura 38.

Figura 38: Composição das Perdas Evitáveis analisadas nas faturas de energia elétrica da SEDUC-PI no período de junho de 2024 a maio de 2025.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

A decomposição das perdas evitáveis da SEDUC-PI evidencia forte concentração em dois tipos principais de penalidades, conforme ilustrado no gráfico da Figura 38. A maior parcela das perdas evitáveis decorre da ultrapassagem da demanda contratada, representando aproximadamente 45% do total. Esse tipo de penalidade ocorre quando a demanda medida ultrapassa a demanda contratada junto à concessionária, indicando que os contratos de demanda não estão adequados ao perfil de consumo das unidades da SEDUC-PI.

Esse resultado sugere ausência de revisões periódicas dos contratos, especialmente em um contexto dinâmico como o da rede estadual de ensino, onde variações no funcionamento das unidades, ampliações, reformas ou mudanças no uso dos prédios podem alterar significativamente a demanda elétrica.

A segunda maior parcela corresponde às multas associadas ao atraso no pagamento das faturas que correspondem a aproximadamente 43% das perdas evitáveis, evidenciando um

problema estritamente administrativo. Assim como identificado por Silva, Moita Neto e Lira (2019), mesmo atrasos de curto prazo resultam em penalidades financeiras expressivas, sem qualquer retorno em termos de serviço prestado. A elevada participação desse item indica fragilidades no planejamento orçamentário, na execução financeira ou na integração entre os setores responsáveis pela gestão das contas de energia.

Os juros de mora representam aproximadamente 5% do total das perdas evitáveis e reforçam a recorrência de atrasos no pagamento das faturas. Embora percentualmente menores que as multas, os juros ampliam o impacto financeiro das falhas administrativas.

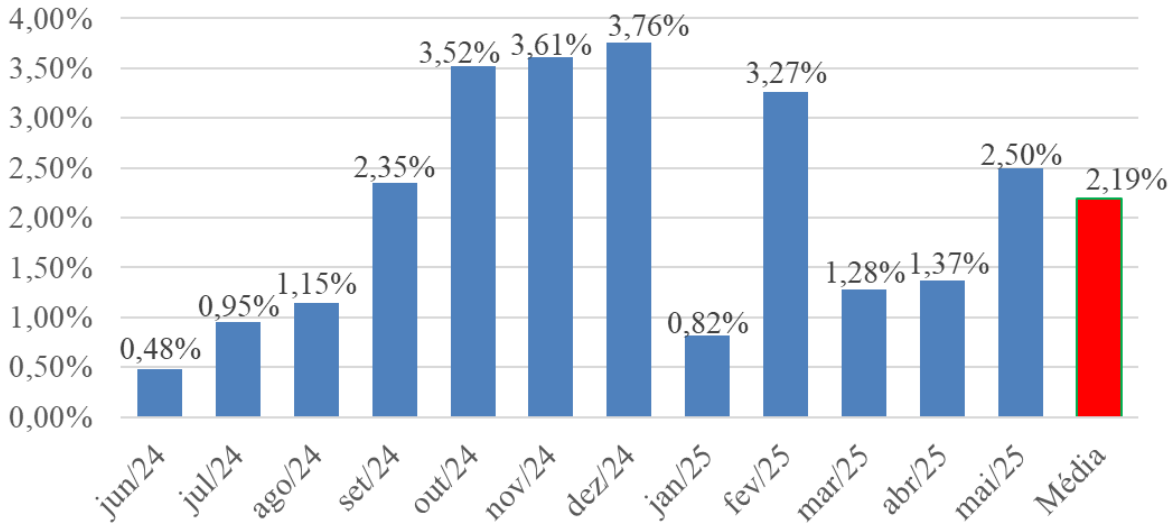
O consumo excessivo de energia reativa representa 3,96% das perdas evitáveis, indicando problemas relacionados ao baixo fator de potência das instalações elétricas. Esse tipo de penalidade poderia ser mitigado com intervenções técnicas relativamente simples, como a instalação ou adequação de bancos de capacitores, que corrigem o consumo de energia reativa. Essas correções demandam investimento inicial, porém com retorno econômico (Silva; Moita Neto; Lira, 2019).

Por fim, a correção monetária corresponde à menor parcela das perdas evitáveis (aproximadamente 2%), mas, assim como no caso dos juros, reflete a ocorrência sistemática de atrasos, reforçando o diagnóstico de fragilidade na gestão administrativa das faturas.

Esses itens, embora distintos em sua natureza técnica e administrativa, compartilham uma característica comum: não agregam valor ao serviço público prestado, representando apenas despesas adicionais com a concessionária de energia elétrica. O valor total de R$ 684.119,75 em perdas evitáveis ao longo de 12 meses corresponde a 2,19% (Figura 39) do gasto com energia elétrica da SEDUC que foi de R$ 31.197.666,75 no período avaliado. Esse valor poderia ser redirecionado para investimentos em infraestrutura escolar; aquisição de equipamentos educacionais e implementação de projetos de eficiência energética.

A recorrência dessas perdas ao longo de todo o período analisado, conforme observado ao longo de todo o período analisado, indica que não se trata de eventos pontuais, mas de um problema recorrente, reforçando a necessidade de intervenções permanentes e institucionalizadas. Essas perdas poderiam ser substancialmente reduzidas com: pagamento em dia das faturas; revisão periódica dos contratos de demanda; correção do fator de potência das instalações e o monitoramento dos indicadores de consumo e demanda (Silva; Moita Neto; Lira, 2019).

Figura 39: Percentual mensal e média das Perdas Evitáveis analisadas nas faturas de energia elétrica da SEDUC-PI no período de junho de 2024 a maio de 2025.

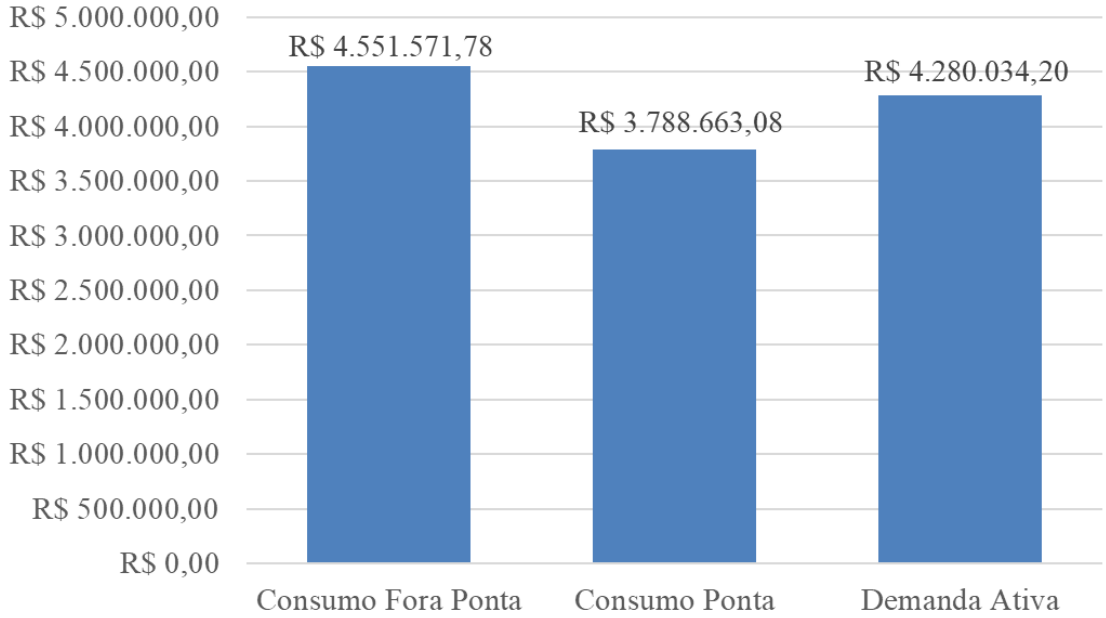


Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

Dessa forma, os resultados obtidos indicam que existe potencial de economia imediata, sem a necessidade de grandes aportes financeiros iniciais, o que é particularmente relevante no contexto das restrições orçamentárias do setor público. Além desse estudo, analisou-se os custos gerenciáveis das faturas das unidades consumidoras conectadas em média tensão (grupo A).

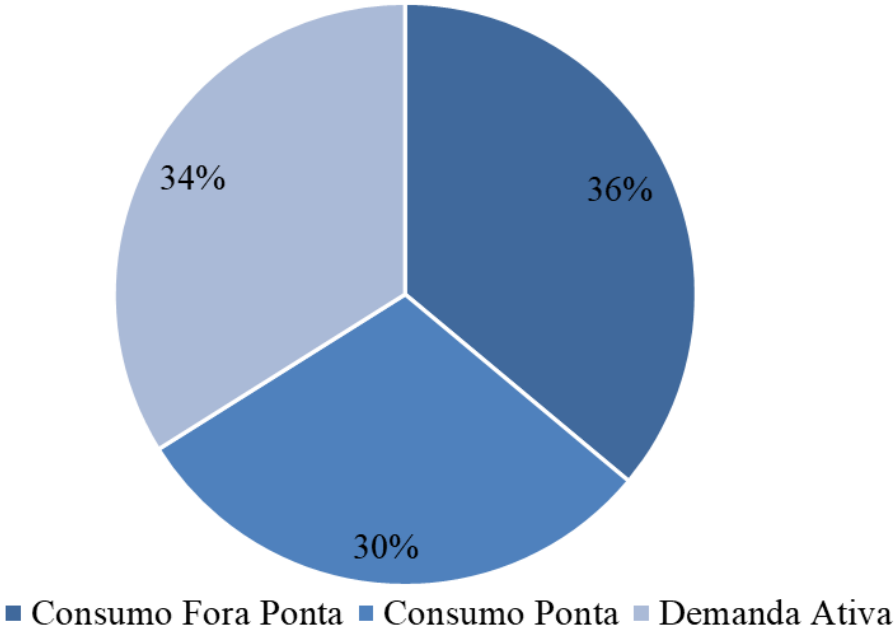
As unidades do Grupo A estão submetidas à estrutura tarifária horo sazonal, na qual o consumo de energia apresenta valores significativamente distintos entre os horários fora de ponta e ponta. Têm-se os seguintes valores faturados pela concessionária Equatorial Piauí para essas unidades no período analisado: o valor do consumo fora ponta corresponde a R$ 4.551.571,78, representando aproximadamente 36% do total dos custos gerenciáveis; o valor do consumo no horário de ponta alcança R$ 3.788.663,08, equivalente a 30%, enquanto o valor da demanda ativa contratada totaliza R$ 4.280.034,20, correspondendo a cerca de 34% do montante analisado, como pode ser observado nas Figuras 40 e 41.

Figura 40: Valor do consumo no horário de ponta, fora de ponta e Demanda Ativa contratada analisadas nas faturas de energia elétrica da SEDUC-PI no período de junho de 2024 a maio de 2025.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

Figura 41: Percentuais do consumo no horário de ponta, fora de ponta e Demanda Ativa contratada para os dados das faturas de energia elétrica da SEDUC-PI no período de junho de 2024 a maio de 2025.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da SEDUC

Os custos gerenciáveis das faturas de energia elétrica da SEDUC-PI, considerando exclusivamente as unidades do Grupo A, demonstram que o consumo no horário de ponta e a demanda ativa podem ser objetos de otimização dos gastos de energia elétrica da SEDUC. A

adoção de ajustes operacionais e estruturais, orientados à realocação do uso de equipamentos e à redução dos picos de consumo, representa uma estratégia economicamente eficiente para a redução dos valores a serem pagos, e reforça o papel da eficiência energética como instrumento estratégico da gestão educacional estadual.

Diante desse cenário, os dados analisados reforçam a necessidade da elaboração de um Plano de Eficiência Energética específico para a SEDUC-PI, voltado prioritariamente às unidades conectadas em média tensão, principalmente por conta da análise de viabilidade financeira da utilização dos créditos de energia das miniusinas não apresenta um resultado positivo para os valores que foram contratados. Dessa forma, o plano deve contemplar estratégias de gestão do consumo e da demanda, com foco na redução do uso de energia no horário de ponta, na otimização da demanda contratada e na reorganização dos processos operacionais, além da viabilidade de eficientização geral no consumo de energia (iluminação e equipamentos em geral). Essas análises devem ser objeto para pesquisas futuras, capazes de aprofundar a análise técnica e subsidiar a formulação de políticas públicas mais eficientes no âmbito da gestão energética da rede estadual de ensino. Finalizada a análise das miniusinas que atendem a SEDUC, no próximo subtópico é feita a análise das características da miniusina que atende a SEAD.

4.1.2 MINIUSINA CONTRATADA PELA SEAD

A miniusina que atende à demanda energética da SEAD foi contratada por meio do Contrato de Parceria Público-Privada nº 007/2020 (Miniusina VII – GD 3,7 kW) entre o Governo do Estado do Piauí e a concessionária RIO POTI ENERGIA, está instalada no município de Campo Maior - PI e encontra-se em operação desde o mês de março de 2023. As coordenadas do local de instalação da miniusina são: latitude: -4.871539; longitude: -42.204884 (Figura 42).

A estimativa de produção energética para esta miniusina é de aproximadamente 7.800.000 kWh por ano ou 650.000 kWh por mês. Abrange uma área total de 13 hectares, dos quais 30% da área é destinada à preservação ambiental conforme exigido pela legislação e oito hectares estão ocupados com módulos fotovoltaicos.

Figura 42: Imagem de satélite com a localização do ponto de instalação da miniusina SEAD



Fonte: (GOOGLE, 2025)

Na Tabela 9, é possível observar as especificações técnicas da UFV Campo Maior, localizada no município de Campo Maior – PI, com informações sobre a configuração dos equipamentos utilizados, incluindo a potência instalada, a quantidade e os modelos dos inversores e módulos fotovoltaicos, bem como dados referentes à estrutura de suporte.

Tabela 9: Características técnicas da UFV Campo Maior instalada no município de Campo Maior - PI

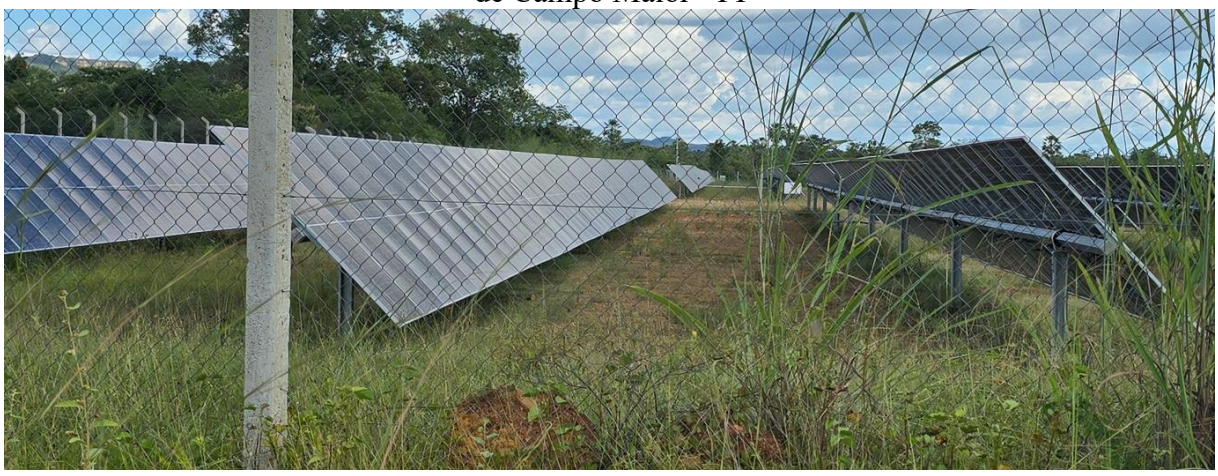
Item	Descrição
Nome da Usina	UFV Campo Maior (Campo Maior – PI)
Potência Instalada (kW)	2.895 kW
Quantidade de Inversores de 215 kW	13 unidades
Modelo dos Inversores de 215 kW	SUN2000-215KTL
Quantidade de Inversores de 100 kW	1 unidade
Modelo dos Inversores de 100 kW	SUN2000-100KTL
Fabricante dos Inversores	HUAWEI
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	6.954 módulos
Modelo dos Módulos	RSM110-8-540BMDG (bifaciais)
Potência de Cada Módulo (Wp)	540 Wp
Fabricante dos Módulos	RISEN SOLAR
Potência de Pico Total (kWp)	3.755,16 kWp
Data de Conexão à Rede	Março de 2023

Concessionária de Energia	Equatorial Piauí
Empresa Responsável pela Instalação	RIO POTI ENERGIA
Estrutura de Suporte	*Tracker*

Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; HUAWEI, 2025; Risen Solar, 2025)

Essa instalação possui as mesmas características da miniusina instalada em Altos pela Rio Poti Energia. A principal diferença, do ponto de vista técnico, entre esta unidade e a unidade instalada em Altos está na tensão de conexão com a rede da Equatorial Piauí. A rede de distribuição que atende à usina é uma rede de média tensão em 34,5 kV. Para realizar a conexão à rede, a usina possui uma subestação elevadora de tensão (800 V / 34,5 kV) com dois transformadores de potência de 1,5 MW cada, totalizando 3,0 MW de potência. Na Figura 43, observa-se as fileiras de módulos fotovoltaicos instalados no solo, em estruturas metálicas.

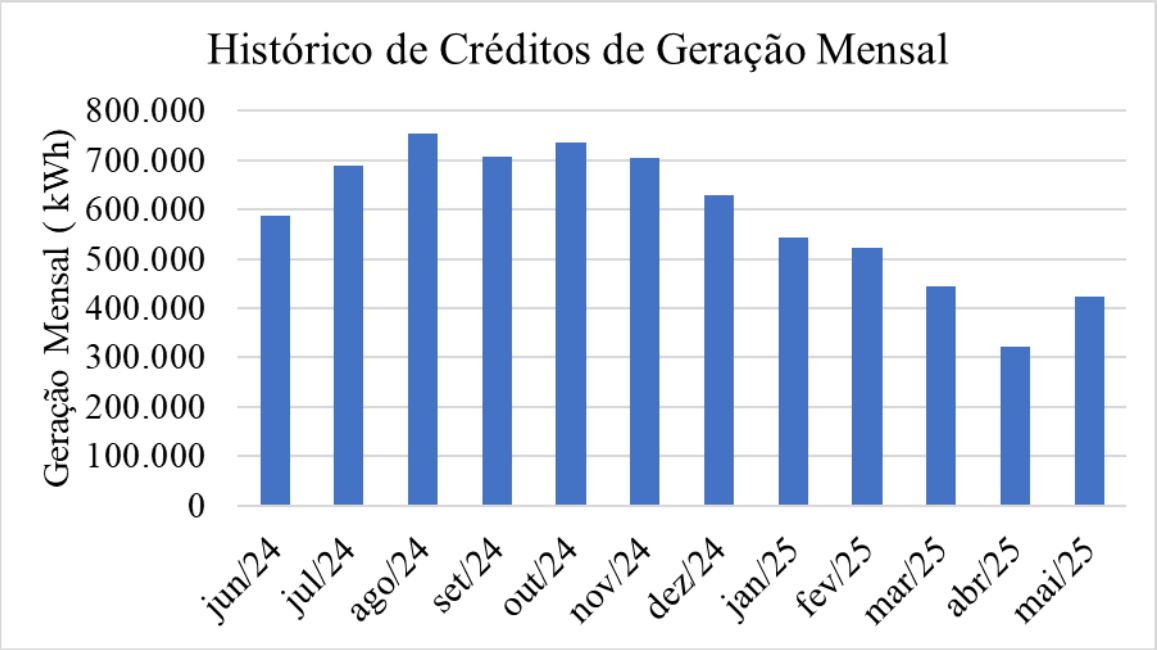
Figura 43: Miniusina de geração fotovoltaica (UFV Campo Maior), instalada no município de Campo Maior - PI



Fonte: Acervo do autor

O histórico de geração de energia elétrica dessa miniusina no período compreendido entre os meses de junho de 2024 e maio de 2025 está esboçado na Figura 44.

Figura 44: Histórico de geração de energia elétrica em kWh da miniusina UFV Campo Maior construída a partir do contrato 07/2020.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

Observa-se que os meses de julho a novembro de 2024 possuem geração acima da média, o que é esperado pelo maior índice de radiação solar nesses meses, entretanto, nos meses de março, abril e maio de 2025 ocorreu uma grande redução na geração de energia por conta de furto de cabos que interligam os módulos fotovoltaicos aos inversores, provocando o desligamento de aproximadamente 50% da miniusina de acordo com informações disponibilizadas pela SUPARC (2026). Foi realizada a instalação de novos cabos e a miniusina voltou a operar com 100% da capacidade de geração ainda no mês de maio. No próximo subtópico é feita a análise das características da miniusina que atende a SESAPI.

4.1.3 MINIUSINA CONTRATADA PELA SESAPI

A miniusina que atende à demanda energética da SESAPI foi contratada por meio do Contrato de Parceria Público-Privada nº 03/2020 (Miniusina III – UFV Altos 3.150 kW) entre o Governo do Estado do Piauí e a concessionária GM ENERGIA. Abrange uma área total de 20 hectares, dos quais 30% foram destinados à preservação ambiental. Essa miniusina está instalada no município de Coivaras - PI e as coordenadas do local de instalação da miniusina são: latitude: -5.208102; longitude: -42.279567 (Figuras 45 e 46). Essa instalação também possui estrutura de *tracker* para acompanhar o movimento do sol e aumenta a capacidade de geração.

Na Figura 46, observam-se as fileiras de módulos fotovoltaicos instalados na UFV Altos. Ao centro da imagem, observa-se o inversor utilizado na instalação. O solo, predominantemente rochoso, dificulta o crescimento de vegetação, reduzindo os custos com a limpeza do terreno.

Figura 45: Imagem de satélite com a localização do ponto de instalação da miniusina SESAPI



Fonte: (GOOGLE, 2025)

Figura 46: Miniusina de geração fotovoltaica (UFV Altos GM), instalada no município de Coivaras - PI



Fonte: Acervo do autor

A Tabela 10 apresenta as principais características da UFV Altos, localizada no município de Coivaras – PI, com informações dos equipamentos utilizados, incluindo a potência instalada, a quantidade e o modelo dos inversores e módulos fotovoltaicos dentre outras características.

Tabela 10: Características técnicas da UFV Altos instalada no município de Coivaras - PI

Item	Descrição
Nome da Usina	UFV Altos (Coivaras – PI)
Potência Instalada (kW)	3.150 kW
Quantidade de Inversores	14 unidades
Modelo dos Inversores	TBEA – TS228KTL-HV
Potência de Cada Inversor (kW)	225 kW
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	6.336 módulos
Modelo dos Módulos	TSM-650DEG21C.20 (bifaciais)
Potência de Cada Módulo (Wp)	650 Wp
Potência de Pico Total (kWp)	4.118,4 kWp
Data de Conexão à Rede	Maio de 2023
Concessionária de Energia	Equatorial Piauí
Empresa Responsável pela Instalação	NETLUX Solar
Estrutura de Suporte	*Tracker*

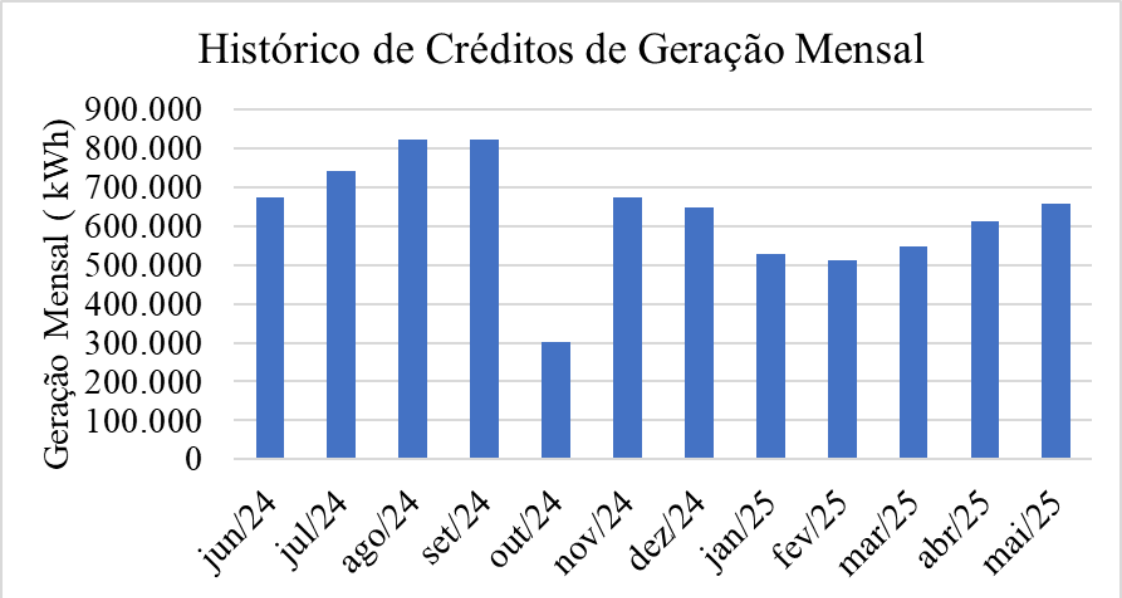
Fonte: Elaborada pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; TBEA, 2025; Trinasolar, 2025)

O histórico de geração de energia elétrica dessa miniusina no período compreendido entre os meses de junho de 2024 e maio de 2025 está esboçado na Figura 47. Observa-se comportamento de geração semelhante ao das demais miniusinas, com exceção do mês de outubro de 2024, que teve uma geração muito abaixo da média.

Em outubro de 2024, foi identificado um problema técnico no transformador da miniusina, o qual ocasionava variações na tensão, resultando no desligamento dos inversores em virtude de registros de tensão fora dos limites operacionais dos equipamentos. Já haviam sido observados indícios de falhas internas no transformador, o que motivou, em julho do mesmo ano, a substituição da bucha da fase X1 pela empresa fabricante.

A partir desse episódio, iniciaram-se ações de monitoramento contínuo realizadas em conjunto pela fabricante do equipamento e pela equipe de profissionais responsáveis pela miniusina. As oscilações de tensão persistiram, gerando recorrentes alertas e continuaram a provocar o desligamento dos inversores da instalação. Observa-se, na Figura 47, a redução da geração no mês de outubro de 2024.

Figura 47: Histórico de geração de energia elétrica em kWh das miniusinas UFV Altos, instalada em Coivaras – PI, construída a partir do contrato 03/2020.



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

Diante da recorrência dos problemas e visando à manutenção da segurança e da integridade do sistema, a fabricante do transformador recomendou, em 11 de outubro de 2024, a paralisação temporária da operação da miniusina, a fim de viabilizar o envio do transformador defeituoso para reparo em garantia. Com o objetivo de assegurar a continuidade da geração de energia durante o período de manutenção, a empresa disponibilizou um transformador reserva, cuja instalação foi iniciada em 31 de outubro de 2024.

Após a realização dos reparos pela fabricante, o transformador original foi devolvido e reinstalado na miniusina no dia 05 de dezembro de 2024, restabelecendo-se, assim, as condições normais de operação.

A análise apresentada nos subtópicos anteriores permitiu avaliar, de forma individualizada, a forma construtiva e os parâmetros de geração das miniusinas fotovoltaicas implantadas no âmbito da PPP, considerando suas características técnicas, a destinação da energia gerada, os mecanismos de compensação de créditos e os resultados efetivos de produção energética. Com base nesses dados, o subtópico seguinte apresenta uma avaliação geral da PPP, com cálculo das métricas de desempenho.

4.1.4 AVALIAÇÃO GERAL DA PPP

O desenvolvimento do projeto das miniusinas fotovoltaicas está alinhado com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, em particular com o

ODS 7, que visa assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos os cidadãos. A escolha pela energia fotovoltaica como fonte primária para essas instalações não foi aleatória. Ela reflete uma análise criteriosa do potencial solar do Piauí, que é um dos maiores do Brasil, com uma incidência solar média anual que supera a marca de 5,6 kWh/m² por dia de acordo com dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB) obtidos no mês de outubro de 2025 (CRESESB, 2025).

A implementação das miniusinas no Piauí representa um marco importante na política de sustentabilidade energética do estado. A energia gerada contribui para a redução de emissões de GEE, conforme destacado por Lima *et al.* (2020), uma vez que o aumento da potência disponibilizada para o SIN, será possível reduzir a utilização das termelétricas, que geram energia por meio da queima de combustíveis. Além disso, tem a capacidade de promover uma economia para os cofres públicos, uma vez que a energia fotovoltaica produzida pelas miniusinas tem um custo menor para o Estado, comparado com o custo de energia cobrado pela Equatorial Piauí.

Do ponto de vista técnico, as miniusinas foram projetadas para serem robustas e eficientes. Elas utilizam módulos fotovoltaicos com 12 anos de garantia para defeitos de fabricação, e 30 anos de garantia de geração linear de potência (Risen Solar, 2025; Trinasolar, 2025). Utilizam inversores que maximizam a conversão da energia solar em energia elétrica e estão equipadas com sistemas de monitoramento remoto, o que permite o acompanhamento da produção de energia e uma rápida resposta a qualquer incidente técnico (TBEA, 2025; HUAWEI, 2025).

A integração dessas miniusinas à rede da Equatorial Distribuição Piauí foi projetada para garantir que a energia gerada seja distribuída de forma eficiente e confiável. O projeto não contempla a possibilidade de armazenamento de energia, pois todas as miniusinas são conectadas diretamente à rede de distribuição de energia elétrica e os créditos da geração são alocados para os órgãos que a miniusina vai beneficiar. Como não possuem armazenamento de energia, as miniusinas estão sujeitas às variações na produção de energia solar devido às condições climáticas como é destacado por David; Souza; Rizol (2024).

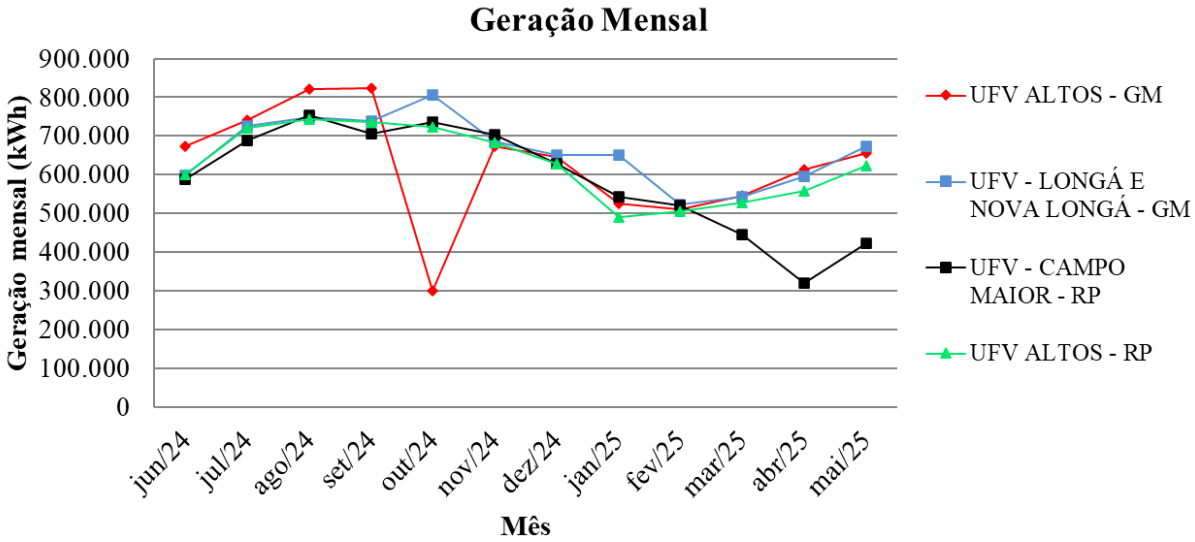
Do ponto de vista financeiro, a implementação de miniusinas por meio das PPPs é uma abordagem que permite ao setor público beneficiar-se da eficiência, capacidade de financiamento e inovação do setor privado, enquanto compartilha riscos e responsabilidades como destaca Sousa Filho (2025). A estruturação dos contratos, um para cada miniusina, sugere uma gestão de risco descentralizada e uma maior facilidade na alocação de recursos e na responsabilização dos resultados.

A principal vantagem do modelo de PPP adotado é o fato de que todo o investimento necessário para a construção, operação e manutenção dos sistemas é realizado integralmente pela empresa privada vencedora da licitação. Cabe ao Governo do Estado, por sua vez, efetuar o pagamento mensal pelos créditos de energia elétrica efetivamente gerados e compensados nas unidades consumidoras vinculadas aos contratos. Essa estrutura contratual transfere à iniciativa privada a responsabilidade pelos custos iniciais e pela gestão técnica do empreendimento, enquanto o poder público arca com a contraprestação proporcional ao benefício energético recebido, o que contribui para maior previsibilidade orçamentária e mitigação de riscos financeiros por parte do Estado.

A distribuição geográfica das miniusinas e a escolha por equipamentos modernos, como módulos fotovoltaicos bifaciais e *trackers* que otimizam a geração, são indicativos de um planejamento técnico que consegue maximizar o aproveitamento das condições locais de irradiação solar como é destacado por Chudinzow, Klenkb e Eltropa (2020), que constataram o aumento na capacidade de geração com a utilização de sistemas de rastreamento solar. A eficiência superior a 98% na conversão de energia dos inversores utilizados reforça o compromisso com a eficiência do projeto.

A geração de energia reportada no período de junho de 2024 a maio de 2025 (Figura 48), indica que a geração das miniusinas está dentro dos parâmetros esperados, cuja média mensal mínima de geração é de 617.500 kWh (SUPARC, 2026).

Figura 48: Histórico de geração de energia elétrica em kWh das miniusinas



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

A capacidade dos inversores de gerenciar variações de tensão e frequência e a inclusão de sistemas de monitoramento contribuem para a confiabilidade do sistema, minimizando interrupções e maximizando a produção energética. Kull *et al.* (2025) reforçam a importância dos sistemas de monitoramento e destacam a importância de manutenções preditivas para evitar perdas de geração em sistemas conectados à rede.

A análise do gráfico evidencia valores de geração semelhantes na maioria dos meses para a geração das miniusinas (geração média de 650.000 kWh por mês), com exceção de uma ocorrência pontual no mês de outubro de 2024 por conta da falha no transformador na UFV ALTOS – GM (contrato nº 03/2020), e nos meses de março, abril e maio de 2025 na UFV Campo Maior (contrato nº 07/2020) por conta de roubo de cabos que fazem a interligação entre os módulos fotovoltaicos e os inversores (SUPARC, 2026).

A unidade UFV Altos – GM (contrato n° 03/2020) destacou-se ao longo do período com geração de energia elétrica geralmente acima da média esperada. No entanto, identificou-se uma queda significativa em outubro de 2024, quando a geração mensal reduziu para aproximadamente 300.000 kWh. Este comportamento anômalo ocorreu por conta da paralisação temporária da instalação, motivada pela necessidade de reparo no transformador. Após a substituição temporária do equipamento, a unidade retomou seu desempenho habitual, evidenciando a efetividade da intervenção técnica realizada.

A UFV Longá e Nova Longá – GM (contrato n° 04/2020) apresentou elevado grau de estabilidade operacional ao longo de todo o período analisado. Os valores mensais mantiveram-se consistentemente dentro da média estipulada, o que reforça a eficiência da instalação e o bom desempenho de seus equipamentos com variações de geração seguindo as variações do índice de radiação solar como é destacado por Morais *et al.* (2021).

A miniusina UFV Campo Maior – RP (contrato n° 07/2020) também apresentou um perfil de geração estável, com pequenas oscilações sazonais que não comprometeram o atendimento à média estimada até o mês de fevereiro de 2025. Porém o furto de cabos que ocorreu no mês de março de 2025 interrompeu a geração de sete inversores da miniusina, reduzindo a capacidade de geração para cerca de 50%. A usina passou pelo processo de manutenção corretiva com a passagem dos cabos de corrente contínua, interligando os módulos fotovoltaicos aos inversores, e teve 100% do seu funcionamento restabelecido no dia 23 de maio de 2025 (SUPARC, 2026). Destaca-se, o desempenho positivo entre os meses de junho e novembro de 2024, período no qual a produção energética foi superior à média de referência em razão do elevado índice de irradiação solar desse período.

Por fim, a UFV Altos – RP (contrato n° 08/2020) não apresentou intercorrências no período analisado e manteve sua produção próxima à média mensal esperada, e a geração reflete a curva de irradiação anual para o local da instalação como esperado para esse tipo de instalação.

Com exceção da ocorrência pontual em outubro de 2024, na UFV Altos – GM, e o furto de cabos em março de 2025, na UFV Campo Maior, todas as unidades mantiveram níveis de geração satisfatórios ao longo do período analisado. A estabilidade dos dados demonstra a eficácia dos inversores em lidar com variações de tensão e frequência, além da importância dos sistemas de monitoramento na antecipação de falhas e na garantia da continuidade operacional. Tais elementos reforçam a confiabilidade e a robustez do sistema fotovoltaico implantado, sendo fundamentais para a maximização da produção energética e para a segurança da operação no longo prazo (Kull, 2025; Kazem *et al*., 2014; Macedo, 2006).

Com o histórico de geração e o arranjo construtivo das miniusinas, foram calculados os parâmetros de desempenho dos sistemas para cada um dos contratos. Na Tabela 11, estão listados os parâmetros referentes ao Fator de Capacidade (FC) calculado utilizando a Equação (1).

Tabela 11: Valores mensais e média anual do Fator de Capacidade (FC) das miniusinas

Fator de Capacidade (FC)				
MÊS	**Contrato 07/2020**	**Contrato 08/2020**	**Contrato 03/2020**	**Contrato 04/2020**
jun/24	21,72%	21,84%	22,67%	20,15%
jul/24	25,44%	26,23%	24,95%	24,47%
ago/24	**27,87%**	**27,07%**	27,72%	25,26%
set/24	26,11%	26,76%	**27,76%**	24,87%
out/24	27,25%	26,37%	**10,17%**	**27,16%**
nov/24	26,03%	24,84%	22,70%	23,15%
dez/24	23,28%	22,86%	21,81%	21,98%
jan/25	20,12%	17,89%	17,77%	21,91%
fev/25	19,30%	18,37%	17,26%	17,62%
mar/25	**16,47%**	19,22%	18,40%	18,36%
abr/25	**11,89%**	20,34%	20,67%	20,11%
mai/25	**15,68%**	22,70%	22,11%	22,74%
Média Anual	21,76%	22,87%	21,17%	22,31%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

O Fator de Capacidade é um dos principais parâmetros utilizados para avaliar o aproveitamento energético de usinas fotovoltaicas. Representa a relação entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima que poderia ser produzida caso o sistema operasse

continuamente à potência nominal, 24 horas por dia (Morais *et al.*, 2021b; Kazem *et al*., 2014; Aslam *et al.*, 2022).

Os resultados obtidos demonstraram que as miniusinas apresentaram desempenho energético satisfatório, com fatores de capacidade médios anuais superiores a 21% em todos os contratos analisados, quando comparados aos valores típicos de fator de capacidade para sistemas fotovoltaicos que estão entre 10% e 20% de acordo com Morais *et al.* (2021b). A miniusina do Contrato nº 08/2020 apresentou o maior valor médio anual, atingindo 22,87%, seguida pelas miniusinas do Contrato nº 04/2020, com 22,31%. Esse comportamento era esperado, visto que foram as miniusinas que não apresentaram intercorrências no funcionamento.

A miniusina do Contrato nº 07/2020, que apresentou redução na geração por conta do furto de cabos teve o fator de capacidade médio anual de 21,76%, e a miniusina do Contrato nº 03/2020 teve o menor valor na média anual com 21,17%, influenciado pelo problema no transformador da usina em outubro de 2024.

A proximidade entre os valores médios observados era esperada pois o índice de radiação solar nos três municípios em que as miniusinas estão instaladas são semelhantes e conforme foi destacado por Pytel *et al,* (2025), a irradiação solar é a maior responsável pela variação na potência fotovoltaica. Além disso, a tecnologia utilizada, o tipo de materiais e a operação dos empreendimentos, seguem o mesmo padrão. Dessa forma as diferenças no FC estão associadas a fatores operacionais e manutenções nas instalações (Aslam *et al*., 2022; Carrera *et al*., 2025; Pytel *et al*., 2025).

A análise mensal dos dados evidenciou comportamento sazonal, com maiores valores de fator de capacidade registrados entre os meses de julho e novembro de 2024. Esse período corresponde à estação seca na região Nordeste, caracterizada por elevados índices de irradiação solar pois é um período com menor cobertura de nuvens (IBGE, 2023). Nesse intervalo, foram observados valores superiores a 25% para todos os contratos, destacando-se o FC para o mês de agosto de 2024, com 27,87% para a miniusina do contrato nº 07/2020, 27,07% para a miniusina do contrato nº 08/2020 e 27,72% para a do contrato nº 03/2020. As miniusinas do contrato n° 04/2020 apresentaram o maior FC (27,16%) no mês de outubro de 2024.

Em contrapartida, os menores valores, no geral, foram observados entre janeiro e abril de 2025, período que coincide com a estação chuvosa da região de acordo com dados do IBGE (2023). A maior incidência de nebulosidade e precipitação pluviométrica reduz a irradiância solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos, impactando a produção energética das usinas como é destacado por Pytel *et al.* (2025). Esse comportamento é característico de sistemas

fotovoltaicos instalados em regiões tropicais, onde a sazonalidade climática exerce influência sobre o desempenho energético dos sistemas.

Além da influência climática, foram identificados eventos operacionais pontuais que impactaram diretamente os valores do fator de capacidade. No caso da UFV Altos – GM, vinculada ao Contrato nº 03/2020, foi registrada queda abrupta do indicador no mês de outubro de 2024, quando o fator de capacidade reduziu para 10,17%. Essa ocorrência esteve associada à paralisação temporária da unidade em decorrência de falha no transformador da instalação, que resultou na redução da geração energética mensal para aproximadamente metade do valor médio esperado. Após a substituição temporária do equipamento e a realização dos reparos necessários, a unidade retomou seu padrão operacional, demonstrando a eficácia das intervenções técnicas e a resiliência do sistema.

Outro evento relevante foi observado na UFV Campo Maior – RP, vinculada ao Contrato nº 07/2020, na qual o furto de cabos de corrente contínua ocorrido em março de 2025 comprometeu o funcionamento de parte dos inversores da miniusina. Esse evento resultou na redução da capacidade de geração do sistema em aproximadamente 50%, refletindo nos valores do fator de capacidade nos meses subsequentes, especialmente em abril de 2025, quando foi registrado o menor valor do indicador para esse contrato (11,89%). Após a realização da manutenção corretiva e a reposição dos cabos, o funcionamento integral da unidade foi restabelecido, evidenciando a importância das ações de manutenção e monitoramento para a continuidade operacional dos sistemas como é constatado por Livera *et al.* (2022).

No que se refere ao desempenho individual das unidades, a UFV Altos – RP, vinculada ao Contrato nº 08/2020, apresentou o comportamento mais estável ao longo do período analisado, não registrando intercorrências operacionais. A geração energética dessa unidade manteve-se próxima à média mensal esperada, acompanhando a curva anual de irradiação solar característica do local de instalação. Esse comportamento reforça a eficiência do projeto e a adequação dos equipamentos utilizados na instalação.

De forma semelhante, a UFV Longá e Nova Longá – GM, vinculada ao Contrato nº 04/2020, apresentou elevado grau de estabilidade operacional, com valores mensais do fator de capacidade mantendo-se dentro da faixa esperada. A variação observada ao longo do ano apresentou correlação com as oscilações sazonais da irradiação solar, comportamento típico de sistemas fotovoltaicos que operam dentro de padrões técnicos adequados.

Os resultados obtidos reforçam a importância dos sistemas de monitoramento contínuo na operação de usinas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica para reduzir as perdas, como é destacado por Livera *et al.* (2022) e Kull *et al.* (2025). Os autores destacam que a utilização

dessas ferramentas permite identificar anomalias operacionais, antecipar falhas e subsidiar estratégias de manutenção preditiva, contribuindo para a redução de perdas energéticas e para o aumento da confiabilidade dos sistemas. A eficiência dos inversores na gestão de variações de tensão e frequência, aliada ao monitoramento operacional, constitui elemento fundamental para a estabilidade da produção energética e para a segurança operacional de empreendimentos fotovoltaicos.

Além do Fator de Capacidade, também foi calculada a Produtividade Final (PF) utilizando a Equação 2. Esse parâmetro é útil para comparações entre sistemas de diferentes portes pois normaliza a energia produzida pela potência de pico do sistema (kWh/kWp). Os valores calculados estão disponíveis na Tabela 12.

Tabela 12: Valores mensais e média anual da Produtividade Final (PF) das miniusinas

Produtividade Final (PF) [kWh/kWp]				
MÊS	**Contrato 07/2020**	**Contrato 08/2020**	**Contrato 03/2020**	**Contrato 04/2020**
jun/24	156	157	163	145
jul/24	183	189	180	176
ago/24	201	195	200	182
set/24	188	193	200	179
out/24	196	190	**73**	196
nov/24	187	179	163	167
dez/24	168	165	157	158
jan/25	145	129	128	158
fev/25	139	132	124	127
mar/25	**119**	138	133	132
abr/25	**86**	146	149	145
mai/25	**113**	163	159	164
Total Anual	**1.880**	**1.976**	**1.829**	**1.928**

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

Os valores mensais e a média anual da produtividade final das miniusinas fotovoltaicas, apresentados na Tabela 12, indicam desempenho energético satisfatório para todas as unidades analisadas quando comparados aos valores obtidos por Morais *et al.* (2019b); Sharma; Chandel (2013); Gulkowski (2022) e Guerrero-Lemus *et al*. (2019). As médias anuais variaram entre 1.829 kWh/kWp e 1.976 kWh/kWp, valores compatíveis e superiores aos observados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

A análise temporal da produtividade final apresenta comportamento sazonal semelhante ao observado para o fator de capacidade, com maiores valores registrados entre julho e outubro

de 2024, período correspondente ao maior índice de radiação solar (estação seca). Nesse intervalo, destacam-se valores superiores a 190 kWh/kWp mensal, com máximos observados em agosto de 2024, quando a produtividade final atingiu 201 kWh/kWp para a miniusina do Contrato nº 07/2020 e 200 kWh/kWp para a do Contrato nº 03/2020.

Em contrapartida, os menores valores de produtividade final foram registrados entre janeiro e abril de 2025, período associado à estação chuvosa, caracterizada por maior nebulosidade e redução da irradiação solar incidente. Além disso, eventos operacionais pontuais impactaram diretamente esse indicador, como observado na miniusina do Contrato nº 03/2020 em outubro de 2024, quando a produtividade final reduziu para 73 kWh/kWp em decorrência da falha no transformador da UFV Altos – GM, e no Contrato nº 07/2020 entre março e abril de 2025, em função do furto de cabos que comprometeu parcialmente a operação da UFV Campo Maior – RP.

Outro parâmetro importante para a análise de desempenho das miniusinas é a Energia Teórica Esperada (E_r), que considera as condições ideais de operação do sistema fotovoltaico, a potência instalada e a irradiância solar disponível no local de instalação. Utilizou-se a Equação 4 para calcular os valores mensais e a média anual, que estão disponíveis na Tabela 13.

Tabela 13: Valores mensais e média anual da Energia Teórica Esperada (E_r) das miniusinas

Energia Teórica Esperada (E_r) [kWh]				
MÊS	**Contrato 07/2020**	**Contrato 08/2020**	**Contrato 03/2020**	**Contrato 04/2020**
jun/24	592.564	603.423	651.119	635.579
jul/24	624.108	637.774	689.420	647.219
ago/24	692.827	707.620	768.493	655.868
set/24	734.509	748.840	810.501	628.358
out/24	726.623	736.245	795.675	629.401
nov/24	702.966	707.620	768.493	651.119
dez/24	644.385	650.369	712.895	688.899
jan/25	597.070	589.683	635.057	766.409
fev/25	606.083	601.133	646.177	809.459
mar/25	611.716	609.149	654.826	795.154
abr/25	589.185	581.668	628.880	766.409
mai/25	581.299	583.958	628.880	708.204
Total Anual	**7.810.326**	**7.865.226**	**8.506.950**	**8.498.494**

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

Os valores da Energia Teórica Esperada são importantes para identificar variações de geração associadas aos fatores climáticos pois está diretamente relacionada ao índice de

radiação solar no local da instalação. Esses valores foram utilizados para calcular o Desempenho Geral (DG) dos sistemas, utilizando a Equação 3, que relaciona a energia efetivamente gerada com a energia teoricamente esperada como foi destacado por Kazem *et al*. (2014) e Morais *et al*. (2021b). Os valores em percentual do Desempenho Geral (DG) das miniusinas estão listados na Tabela 14.

Tabela 14: Valores mensais e média anual da Taxa de Desempenho Geral (DG) das miniusinas

Taxa de Desempenho Geral (DG)				
MÊS	**Contrato 07/2020**	**Contrato 08/2020**	**Contrato 03/2020**	**Contrato 04/2020**
jun/24	99,12%	99,45%	103,24%	94,02%
jul/24	110,22%	113,02%	107,33%	112,11%
ago/24	108,77%	105,14%	106,96%	114,22%
set/24	96,13%	98,19%	101,54%	117,34%
out/24	101,40%	98,41%	**37,90%**	127,97%
nov/24	100,10%	96,47%	87,60%	105,41%
dez/24	97,69%	96,58%	90,70%	94,61%
jan/25	91,09%	83,35%	82,96%	84,78%
fev/25	86,11%	83,99%	79,20%	64,54%
mar/25	**72,78%**	86,73%	83,34%	68,45%
abr/25	**54,56%**	96,08%	97,48%	77,82%
mai/25	**72,94%**	106,82%	104,24%	95,20%
Média Anual	**90,41%**	**95,90%**	**88,53%**	**93,43%**

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

Os resultados apresentados na Tabela 14 demonstram que as miniusinas apresentaram taxas de desempenho médias anuais elevadas, variando entre 88,53% e 95,90%, valores acima dos resultados obtidos por Zaghba *et al*. (2022) com valores de 77,95% para sistemas com *tracker* instalado na Argélia.

A miniusina do Contrato nº 08/2020 apresentou a maior taxa de desempenho média anual (95,90%), seguida pelas miniusinas do Contrato nº 04/2020 (93,43%). O desempenho superior dessas miniusinas está associado à ausência de intercorrências operacionais no período analisado. Entretanto, nos meses que ocorreram problemas nas miniusinas dos contratos n° 03/2020 e n° 07/2020, observa-se queda no desempenho por conta da interrupção de parte da geração. Na Tabela 15, está disponível o resumo de todos os parâmetros de desempenho para todos os contratos analisado.

Tabela 15: Parâmetros de desempenho para todas as miniusinas

Parâmetros de Desempenho	Contrato 07/2020	Contrato 08/2020	Contrato 03/2020	Contrato 04/2020
Fator de Capacidade (FC)	21,76%	22,87%	21,17%	22,31%
Produtividade Final (PF) [kWh/kWp]	1.880	1.976	1.829	1.928
Energia Teórica Esperada (E_r) [kWh]	7.810.326	7.865.226	8.506.950	8.498.494
Taxa de Desempenho Geral (DG)	90,41%	95,90%	88,53%	93,43%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026).

Além da análise de desempenho, foi realizada a análise econômica para as miniusinas da PPP, utilizando a metodologia de Morais et al., 2021a, 2021b; Sousa *et al.*, 2023; Pompermayer *et al*., 2025; Almeida *et al*., 2017 e Sousa *et al*., 2024, para calcular as métricas econômicas: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* (PB) e Relação Custo Benefício (RCB).

Consideraram-se, para a análise de viabilidade para a empresa responsável pela construção das miniusinas, os parâmetros de entrada: Custo Total do Investimento Inicial (CAPEX); Vida Útil do Sistema; Receita Mensal Inicial; Despesa Mensal Inicial (OPEX); Taxa de Desconto (TMA); Inflação Anual (IPCA) e a Perda anual de Desempenho, disponíveis na Tabela 16 para as miniusinas do Lote 2 (Contratos 03/2020 e 04/2020) e do Lote 4 (contratos 07/2020 e 08/2020).

Tabela 16: Parâmetros utilizados na análise de viabilidade econômica das miniusinas (considerando uma miniusina por lote)

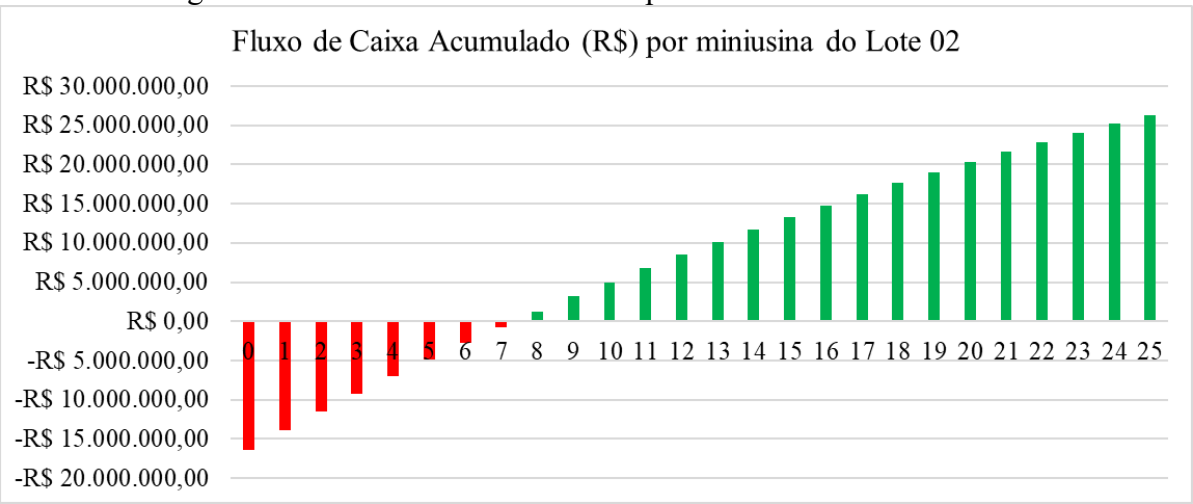
Parâmetros	Valores	
	Lote 02	**Lote 04**
Investimento inicial (R$) (CAPEX)	R$ 16.410.708,00	R$ 17.813.769,25
Vida útil (anos)	25	25
Receita mensal inicial (R$)	R$ 390.000,00	R$ 387.500,00
Despesa mensal inicial (R$) (OPEX)	R$ 167.351,67	R$ 188.515,41
TMA anual (%)	8,00%	8,00%
Inflação anual - IPCA (%)	5,00%	5,00%
Perda anual de desempenho (%)	0,50%	0,50%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Trinasolar, 2025; Risen Solar, 2025)

Com a utilização dos parâmetros econômicos apresentados na Tabela 15, foi elaborado o fluxo de caixa projetado para os dois lotes de miniusinas fotovoltaicas analisados na PPP. A partir da construção do fluxo de caixa anual e do cálculo do fluxo acumulado ao longo dos 25 anos de vida útil, foi possível visualizar a dinâmica de recuperação do investimento. Os

resultados encontram-se apresentados na Figura 49, para o Lote 02, e na Figura 50, para o Lote 04.

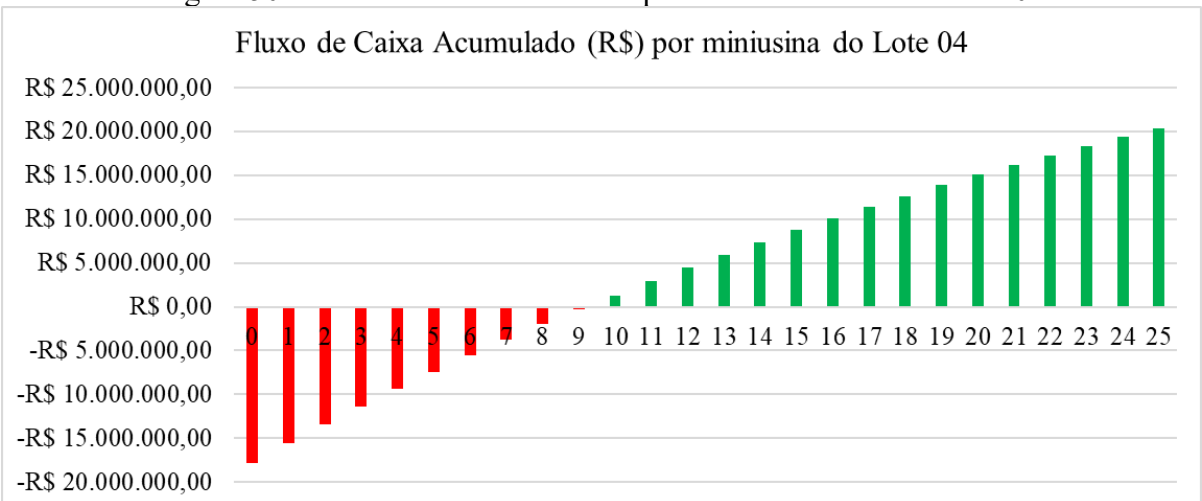
Figura 49: Fluxo de caixa acumulado para cada miniusina do Lote 02



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Trinasolar, 2025; Risen Solar, 2025)

Observa-se a fase inicial de fluxo negativo decorrente do investimento inicial, seguida da progressiva recuperação do capital e posterior geração de saldo acumulado positivo, evidenciando a viabilidade econômica dos empreendimentos ao longo do período analisado.

Figura 50: Fluxo de caixa acumulado para cada miniusina do Lote 04



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Trinasolar, 2025; Risen Solar, 2025)

O resumo da análise econômica para as miniusinas de cada contrato está apresentado na Tabela 17. Utilizando-se a Taxa de Desconto e a vida útil dos investimentos, o Valor Presente Líquido (VPL) traz as entradas e saídas de capital (Fluxo de Caixa) para o momento da decisão,

de modo que, caso o VPL seja positivo, a miniusina é viável economicamente para a empresa que construiu. Já o parâmetro Taxa Interna de Retorno (TIR) determina uma taxa de desconto hipotética que anula o VPL, para analisar a viabilidade de outros investimentos em comparação com o primeiro, enquanto que o *Payback* representa o tempo necessário para que o investimento passe a apresentar retorno positivo, ou seja, o tempo necessário para que o VPL passe a ser positivo (o *Payback* simples não considera a TMA e o *Payback* descontado, considera a TMA) e a Relação Custo Benefício (RCB) indica viabilidade econômica para valores positivos menores que 1 (Morais *et al*., 2021a, 2021b; Sousa *et al.*, 2023; Pompermayer *et al*., 2025; Almeida *et al*., 2017 e Silva *et al*., 2021).

Tabela 17: Valores obtidos na análise de viabilidade econômica das miniusinas

Parâmetros	**Valores**	
	Lote 02	**Lote 04**
VPL (R$)	R$ 26.320.332,45	R$ 20.375.686,58
TIR (%)	11,36%	8,43%
Payback simples (anos)	5,54	6,57
Payback descontado (anos)	7,36	9,20
RCB	0,62	0,87

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Trinasolar, 2025; Risen Solar, 2025)

Considerando-se os parâmetros apresentados na metodologia, as miniusinas são viáveis economicamente para as empresas que instalaram e são responsáveis pela manutenção, uma vez que apresentaram um VPL positivo. O tempo de retorno foi de 5,54 anos para as miniusinas do Lote 02 e 6,57 anos para as miniusinas do lote 04, considerando o fluxo de caixa sem aplicar a TMA e de 7,36 anos para as miniusinas do Lote 02 e 9,20 anos para as miniusinas do lote 04, considerando o fluxo de caixa com aplicação da TMA.

Considerou-se no estudo a vida útil de 25 anos, pois os fabricantes garantem um rendimento de no mínimo 80% dos módulos fotovoltaicos após esse período. As miniusinas apresentam um *Payback* maior com relação aos sistemas residenciais de pequeno porte estudados por Sousa *et al.* (2023). A TIR foi de 11,36% para o Lote 02 e 8,43% para o Lote 04, de modo que para que um investimento seja mais atrativo que estes, deve apresentar retorno anual superior a estes percentuais acima da inflação, e representam valores acima da média de retorno de investimentos de baixo risco.

Para a Relação Custo Benefício (RCB), que relaciona o VPL das saídas de capital do sistema (instalação e manutenção) com o VPL dos seus benefícios (geração de energia), é

possível identificar qual contrato apresenta sistemas mais eficiente economicamente (Morais *et al*., 2019; Morais *et al*., 2021a, 2021b; Silva *et al*., 2021; Sousa *et al.*, 2023). As miniusinas do Lote 02 possuem uma RCB de 0,62 e as do Lote 04 uma RCB de 0,87. Essa diferença ocorre por conta do valor do investimento inicial e dos custos projetados de operação e manutenção, visto que as miniusinas utilizam módulos, inversores e estruturas de fixação dos módulos com a mesma tecnologia. Após a análise econômica, foi realizada a estimativa da contribuição ambiental relacionada à redução das emissões de GEE.

Uma das formas de avaliar a contribuição ambiental da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como a fotovoltaica, é por meio da quantificação da redução dos GEE, em particular o dióxido de carbono (CO_2), que seria emitido caso essa energia fosse suprida por fontes convencionais da matriz elétrica brasileira.

Para quantificar a redução, utilizou-se a quantidade de energia elétrica gerada por cada miniusina, disponibilizada nos dados técnicos fornecidos pelas empresas responsáveis pela operação das unidades. A soma da geração total anual das miniusinas permitiu estimar a redução global das emissões de CO_2 atribuída ao projeto, aplicando, na Equação 8, o valor médio do fator de emissão consolidado pelo MCTI e o valor total de energia elétrica gerada pelas miniusinas.

Dessa forma, para cada MWh gerado pelas miniusinas fotovoltaicas, estima-se que aproximadamente 52,3 kg de CO_2 deixam de ser emitidos na atmosfera, o que representa uma contribuição ambiental relevante, sobretudo em um contexto de crescente preocupação com as mudanças climáticas e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil, como o Acordo de Paris.

Na Tabela 18 estão disponíveis os valores de geração no período de 12 meses de cada contrato, o fator de emissão (tCO_2/MWh) e as emissões evitadas em toneladas de CO_2.

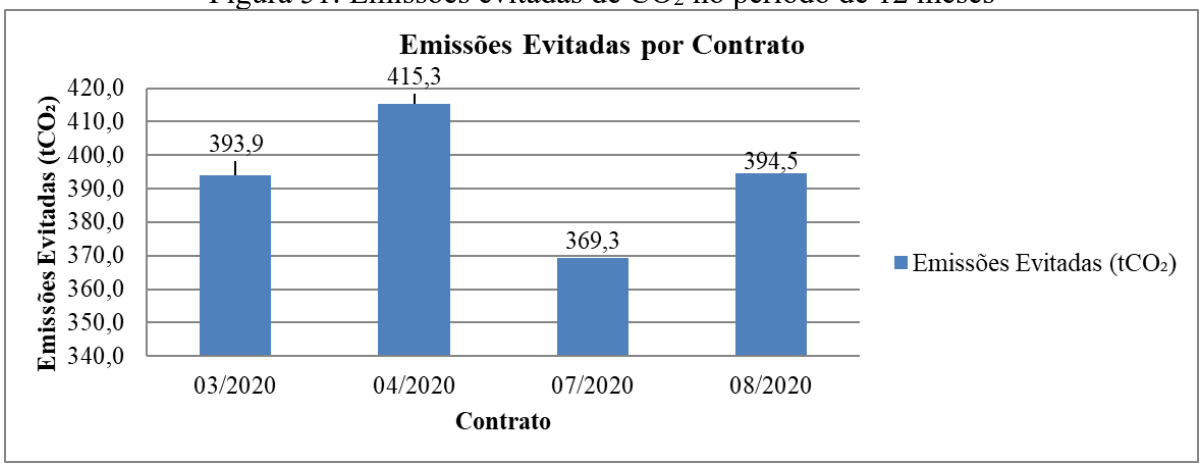
Tabela 18: Geração de energia elétrica e emissões evitadas de CO_2 no período de 12 meses

Contrato	**Localização**	**Geração Total (MWh)**	**Fator de Emissão (tCO_2/MWh)**	**Emissões Evitadas (tCO_2)**
03/2020	COIVARAS - PI	7.531,5	0,0523	393,9
04/2020	ALTOS – PI / COIVARAS - PI	7.940,1	0,0523	415,3
07/2020	CAMPO MAIOR - PI	7.061,2	0,0523	369,3
08/2020	ALTOS - PI	7.542,9	0,0523	394,5
		Total de emissões evitadas em 12 meses		1573,0

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; MCTI, 2025)

Os resultados obtidos são apresentados na Figura 51, na qual se observa o total estimado de emissões evitadas, expresso em toneladas de CO_2. Esta análise permite evidenciar o papel estratégico das miniusinas fotovoltaicas não apenas na redução de custos energéticos para o setor público, mas também como instrumento efetivo de mitigação das emissões de GEE, contribuindo diretamente para o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), especialmente o ODS 7 (Energia Acessível e Limpa) e o ODS 13 (Ação contra a Mudança Global do Clima).

Figura 51: Emissões evitadas de CO_2 no período de 12 meses



Fonte: Elaborado pelo autor com dados de (SUPARC, 2026; MCTI, 2025)

Os aspectos econômicos analisados consideraram a legislação vigente na implantação da PPP. Para novos projetos, o cálculo da viabilidade econômica precisa levar em consideração os efeitos da lei nº 14.300/2022. Nesse sentido, no próximo subtópico, apresenta-se a análise do impacto econômico do NMLGD para os sistemas de GD atendidos por miniusinas com potência acima de 500 kW.

4.1.5 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA MUDANÇA DA LEGISLAÇÃO DA GD PARA SISTEMAS COM POTÊNCIA ACIMA DE 500 KW

A avaliação dos impactos decorrentes da mudança da legislação da GD após a promulgação da Lei nº 14.300/2022 é importante para avaliar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos. A análise realizada neste trabalho foi feita considerando o caso de sistemas fotovoltaicos enquadrados em GD III, de forma semelhante ao estudo que foi feito por Sousa *et al.* (2023) que avaliaram para sistemas enquadrados em GD II.

Sistemas do porte das miniusinas da PPP do Estado do Piauí construídos a partir de 07/01/2023 passam a ser tarifados na modalidade GD III com cobranças das componentes

tarifárias previstas na legislação. Tais alterações impactam diretamente a viabilidade econômica, reduzindo o valor líquido dos créditos de energia, pois a compensação não é mais de forma integral, conforme destacado por Sousa *et al.* (2023) e Iglesias; Vilaça (2022). Nesse contexto, observa-se redução das componentes tarifárias passíveis de compensação. Os valores para a tarifa de energia e o valor da parcela da tarifa que não é compensada estão listados na Tabela 19 para os cinco cenários. Vale destacar que para o horário de ponta, deve ser aplicado o fator de ajuste de 1,63 na energia consumida no horário de ponta que é compensada com a energia gerada no horário fora de ponta. Dessa forma, para compensar um consumo de 1.000 kWh no horário de ponta, é necessário gerar 1.630 kWh no horário fora de ponta.

Tabela 19: Valores obtidos na análise de viabilidade econômica das miniusinas considerando o NMLGD

Grupos	Tarifa (R$/MWh)	Tarifa não compensada (R$/MWh)	Tarifa compensada (R$/MWh)
Grupo B3	R$ 1.001,19	R$ 423,36	R$ 577,83
Grupo A4 Verde Ponta	R$ 2.915,59	R$ 2.045,69	R$ 869,90
Grupo A4 Verde Fora Ponta	R$ 446,19	R$ 1,73	R$ 444,46
Grupo A4 Azul Ponta	R$ 635,02	R$ 1,73	R$ 633,29
Grupo A4 Azul Fora Ponta	R$ 446,19	R$ 1,73	R$ 444,46

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (ANEEL, 2026)

Para a análise da viabilidade econômico-financeira das miniusinas fotovoltaicas enquadradas nas disposições da Lei nº 14.300/2022, foram adotados os parâmetros apresentados na Tabela 20 para o cálculo dos indicadores econômicos relativos às empresas responsáveis pela implantação e operação dos empreendimentos. Como receita mensal inicial, considerou-se o valor da contraprestação estabelecida para a compensação dos créditos de energia elétrica gerados, considerando um desconto de 10% no valor que seria pago a Equatorial Piauí pela energia. Para as unidades consumidoras do Grupo A, adotou-se um cenário de consumo composto por 89% no horário fora de ponta e 11% no horário de ponta. Esses percentuais foram determinados a partir da análise do histórico de consumo de energia elétrica da SEDUC ao longo de um período de 12 meses.

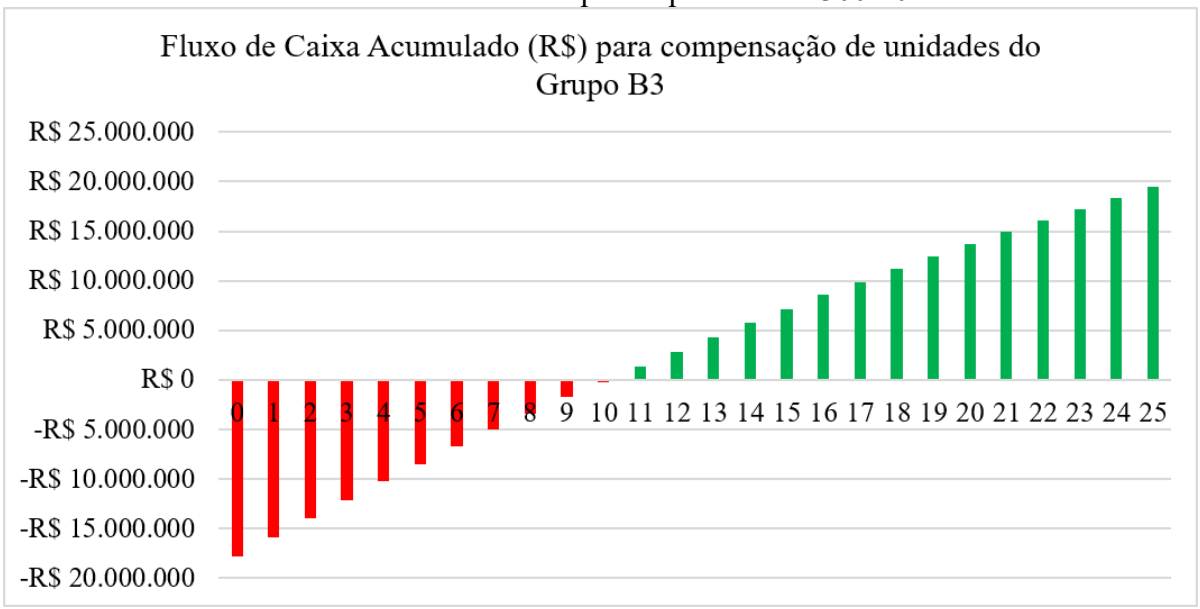
Tabela 20: Parâmetros utilizados na análise de viabilidade econômica de miniusinas considerando o NMLGD

Parâmetros	Valores		
	Grupo B3	**Grupo A4 Verde**	**Grupo A4 Azul**
Investimento inicial (R$) (CAPEX)	R$ 17.813.769,25	R$ 17.813.769,25	R$ 17.813.769,25
Vida útil (anos)	25	25	25
Receita mensal inicial (R$)	R$ 363.213,55	R$ 363.213,55	R$ 363.213,55
Despesa mensal inicial (R$) (OPEX)	R$ 188.515,41	R$ 188.515,41	R$ 188.515,41
TMA anual (%)	7,00%	7,00%	7,00%
Inflação anual - IPCA (%)	5,00%	5,00%	5,00%
Perda anual de desempenho (%)	0,50%	0,50%	0,50%

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Trinasolar, 2025; Risen Solar, 2025)

Com essas informações, foi elaborado o fluxo de caixa projetado para cada um dos cenários de compensação. A partir da construção do fluxo de caixa anual e do cálculo do fluxo acumulado ao longo dos 25 anos de vida útil, foi possível visualizar a dinâmica de recuperação do investimento. Inicialmente foi feito o estudo considerando a compensação de unidades do Grupo B3, que não pagam demanda contratada. O Fluxo de caixa para a compensação dessas unidades consumidoras está disponível na Figura 52.

Figura 52: Fluxo de caixa acumulado para a compensação de unidades do grupo B3 considerando as taxas impostas pela Lei 14.300/2022

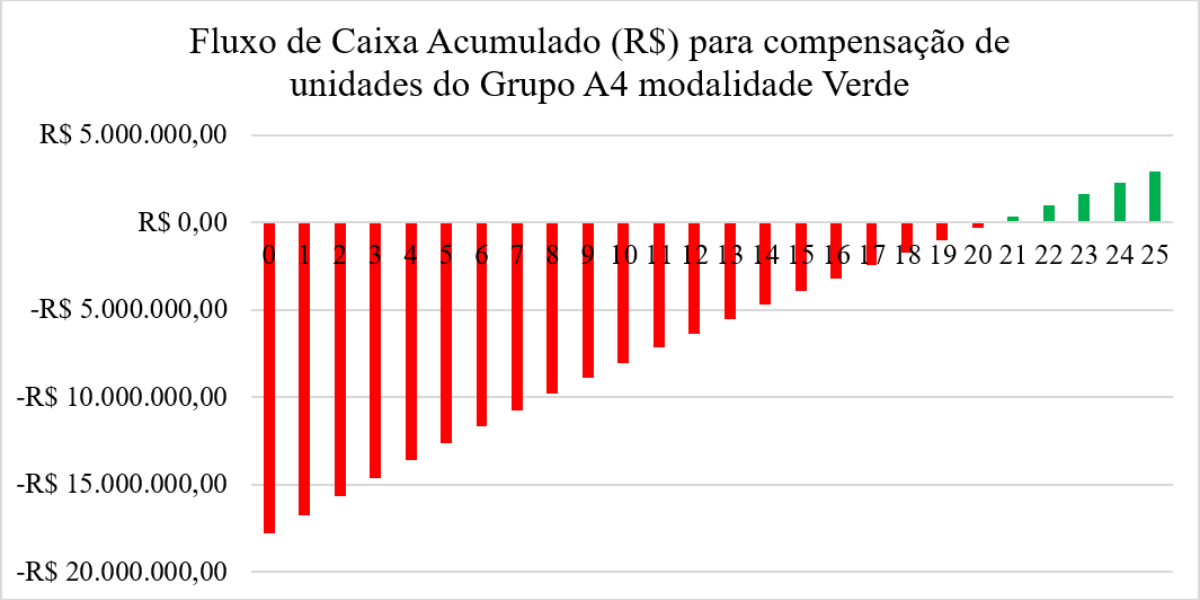


Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Risen Solar, 2025; ANEEL, 2026)

O fluxo de caixa acumulado projetado para o período de 25 anos demonstra uma fase inicial de saldo negativo, atribuída aos investimentos realizados na implantação da miniusina fotovoltaica. Ao longo dos anos subsequentes, verifica-se a recuperação progressiva do capital investido por meio das receitas oriundas das contraprestações associadas aos créditos de energia elétrica gerados. Observa-se que, a partir do 11º ano de operação, o fluxo de caixa acumulado passa a apresentar valores positivos, indicando a recuperação integral do investimento inicial (payback descontado) e corroborando a viabilidade econômico-financeira do empreendimento no horizonte de análise.

Após a análise das unidades do Grupo B3, iniciou-se a análise para a compensação de unidades do Grupo A. Inicialmente foi feito o estudo para a compensação de unidades do Grupo A4, modalidade Verde. O Fluxo de caixa para a compensação dessas unidades consumidoras está disponível na Figura 53.

Figura 53: Fluxo de caixa acumulado para a compensação de unidades do grupo A4 modalidade Verde considerando as taxas impostas pela Lei 14.300/2022



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Risen Solar, 2025; ANEEL, 2026)

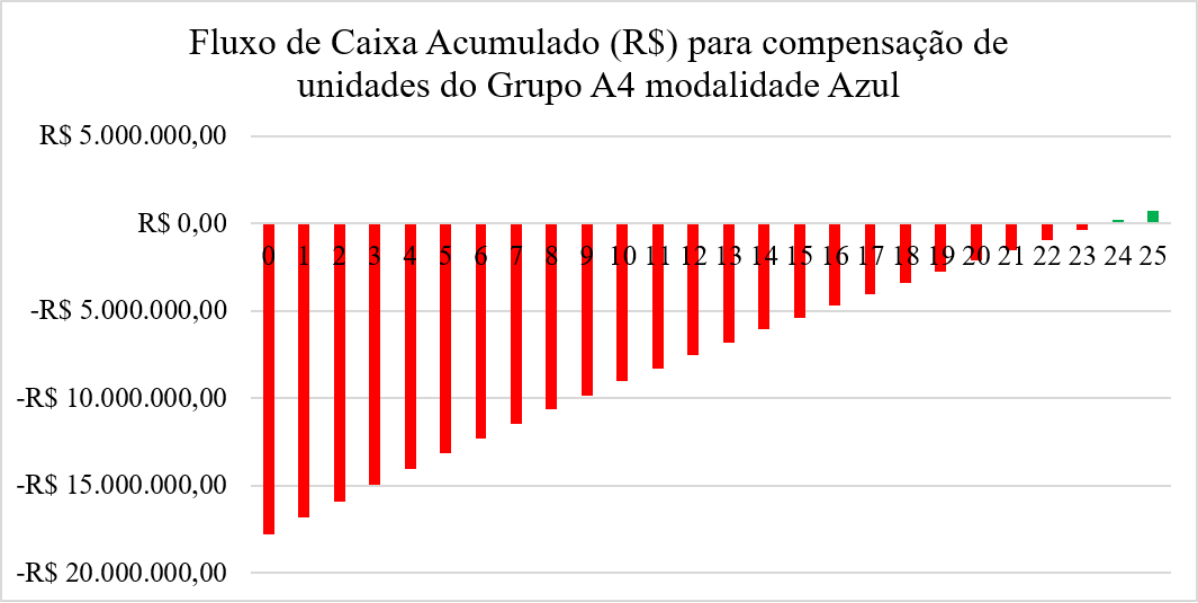
Observa-se que o comportamento do fluxo de caixa das unidades consumidoras do Grupo A4, enquadradas na modalidade tarifária Verde, apresenta tendência semelhante à verificada para as unidades do Grupo B, caracterizando-se por uma fase inicial de saldo negativo, decorrente do investimento realizado na implantação do sistema, seguida pela recuperação gradual do capital por meio da economia proporcionada pela compensação dos créditos de energia elétrica. Entretanto, diferentemente do cenário observado para o Grupo B, o fluxo de

caixa acumulado permanece negativo até o 21º ano de operação. Esse resultado é atribuído, principalmente, ao menor valor da tarifa de energia aplicada às unidades do Grupo A4 na modalidade Verde em comparação às tarifas praticadas para as unidades do Grupo B, o que reduz a economia financeira obtida com a compensação dos créditos de energia. Ressalta-se que essa análise foi desenvolvida considerando um perfil de consumo composto por 11% da energia no horário de ponta e 89% no horário fora de ponta, percentuais obtidos a partir do histórico de consumo analisado. Dessa forma, os resultados podem variar conforme o perfil de consumo das unidades consumidoras, sendo necessário ajustar esses percentuais às condições específicas de outros cenários de aplicação que venham a ser analisados.

Deve-se destacar, contudo, que esses indicadores foram calculados considerando o fator de ajuste de 0,61, aplicado na conversão da energia gerada fora ponta para equivalência tarifária na ponta.

Após a análise das unidades do Grupo A4 na modalidade Verde, iniciou-se a análise para a compensação de unidades do Grupo A4 na modalidade Azul. O Fluxo de caixa para a compensação dessas unidades consumidoras está disponível na Figura 54.

Figura 54: Fluxo de caixa acumulado para a compensação de unidades do grupo A4 modalidade Azul considerando as taxas impostas pela Lei 14.300/2022



Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Banco Central do Brasil, 2025; Risen Solar, 2025; ANEEL, 2026)

Observa-se que, para as unidades consumidoras do Grupo A4 enquadradas na modalidade tarifária Azul, o fluxo de caixa acumulado permanece negativo até o 23º ano de operação, apresentando comportamento semelhante ao verificado para a modalidade tarifária Verde. Esse

resultado evidencia uma recuperação mais lenta do investimento inicial, em decorrência das características tarifárias aplicáveis a essa modalidade.

Com o fluxo de caixa para os três cenários foi possível calcular os parâmetros econométricos para a avaliação da viabilidade financeira. O resumo da análise econômica para unidades enquadradas em GD III está apresentado na Tabela 21, utilizando os mesmos parâmetros calculados para a análise no cenário das miniusinas da PPP que estão enquadradas em GD I, de forma semelhante às análises realizadas por Morais *et al*. (2021a, 2021b), Silva *et al*. (2021) e Sousa *et al.* (2024) para unidades do grupo B com instalações da microgeração. Na mesma linha de análise, Sousa *et al.* (2023) realizaram a análise e verificaram a viabilidade econômica para unidades enquadradas em GD II para unidades do Grupo B.

Tabela 21: Valores obtidos na análise de viabilidade econômica das miniusinas considerando o NMLGD

Grupos	**Parâmetros**				
	VPL (R$)	TIR (%)	*Payback* simples (anos)	*Payback* descontado (anos)	RCB
Grupo B3	R$ 19.510.353,50	7,69%	7,36	10,11	0,91
Grupo A4 Verde	R$ 2.898.437,44	1,33%	11,92	20,47	6,15
Grupo A4 Azul	R$ 759.082,72	0,36%	12,97	23,63	23,47

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da (SUPARC, 2026; Trinasolar, 2025; Risen Solar, 2025; ANEEL, 2026)

A avaliação dos indicadores econômicos obtidos a partir dos fluxos de caixa projetados para os diferentes cenários de compensação, indica que a viabilidade de empreendimentos fotovoltaicos enquadrados em GD III, sem simultaneidade no consumo, está condicionada ao perfil tarifário das unidades consumidoras e ao período de consumo da energia elétrica da rede da concessionária.

Além disso, observa-se que há uma relação direta entre o valor da tarifa efetivamente compensada e o desempenho dos indicadores econômicos obtidos para os diferentes cenários analisados. De modo geral, quanto maior o valor monetário da parcela da tarifa passível de compensação, maior tende a ser o benefício econômico proporcionado pela geração fotovoltaica e, consequentemente, melhores são os resultados de VPL, TIR, RCB e prazos de recuperação do investimento.

Analisando o cenário do Grupo B3, a tarifa total considerada foi de R$ 1.001,19/MWh, sendo R$ 577,83/MWh referentes à parcela compensada e R$ 423,36/MWh à parcela não compensada. Embora não se trate da maior tarifa total entre os cenários avaliados, o valor da

tarifa compensada é elevado em termos absolutos e se combina com uma estrutura de consumo sem cobrança de demanda contratada, o que favorece a apropriação econômica dos créditos de energia. Como resultado, esse cenário apresentou o maior VPL do estudo, no valor de R$ 19.510.353,50, além da maior TIR, de 7,69%, e dos menores prazos de retorno, com *payback* simples de 7,36 anos e descontado de 10,11 anos e uma RCB de 0,91, indicando que para essa compensação o sistema é viável economicamente. Esses resultados demonstram que, sob as regras do NMLGD, o Grupo B3 é o arranjo de maior viabilidade econômica, pois mantém uma parcela compensável suficientemente elevada para manter a viabilidade econômica ao longo da vida útil do projeto.

Para o Grupo A4 na modalidade Verde, no horário de ponta, verifica-se a maior tarifa total dos cenários analisados, de R$ 2.915,59/MWh. Entretanto, apenas R$ 869,90/MWh correspondem à tarifa compensada, enquanto R$ 2.045,69/MWh permanecem como tarifa não compensada. Em termos proporcionais, trata-se do cenário mais impactado pela legislação, já que a maior parte da tarifa não gera benefício direto via compensação energética. No caso do Grupo A4 na modalidade Azul ponta, a tarifa total considerada foi de R$ 635,02/MWh, sendo R$ 633,29/MWh compensados e apenas R$ 1,73/MWh não compensados.

O Grupo A4 na modalidade Verde fora ponta e Azul fora ponta possuem os mesmos valores. A tarifa total foi de R$ 446,19/MWh, com tarifa compensada de R$ 444,46/MWh e parcela não compensada residual de apenas R$ 1,73/MWh. Isso demonstra que, sob o ponto de vista regulatório, tais cenários sofreram baixo impacto direto da legislação quanto à perda da parcela compensável da tarifa.

Analisando o cenário do Grupo A4 Verde, para as tarifas listadas anteriormente, considerando 11% do consumo no horário de ponta e 89% no horário fora da ponta, observa-se que o valor absoluto da tarifa compensada é inferior ao valor compensado para unidades do Grupo B3. Como resultado, esse cenário apresentou VPL no valor de R$ 2.898.437,44, TIR de 1,33%, longo prazo de retorno, com *payback* simples de 11,92 anos e descontado de 20,47 anos e uma RCB de 6,15. Esses resultados indicam que considerando as regras da Lei 14.300/2022, para compensar as unidades desse grupo o sistema não é viável economicamente.

Após a análise da modalidade tarifária Verde, procedeu-se à avaliação da viabilidade econômico-financeira para as unidades consumidoras do Grupo A4 enquadradas na modalidade tarifária Azul. Os resultados obtidos indicaram VPL de R$ 759.082,72, TIR de 0,36%, payback simples de 12,97 anos, payback descontado de 23,63 anos e RCB de 23,47. Considerando que a TIR é inferior à TMA adotada na análise e que a RCB é superior à unidade, conclui-se que o empreendimento não apresenta viabilidade econômico-financeira nas condições avaliadas.

Nessas circunstâncias, a alocação dos recursos em investimentos financeiros de baixo risco tende a proporcionar maior retorno em relação à implantação da miniusina fotovoltaica destinada à compensação de créditos de energia elétrica.

Os resultados também evidenciam que a atratividade econômica do empreendimento não depende exclusivamente da proporção da tarifa sujeita à compensação, mas, sobretudo, do valor monetário efetivamente economizado por unidade de energia compensada. Como as tarifas aplicáveis às unidades consumidoras do Grupo A4 são inferiores às praticadas para as unidades do Grupo B3, a economia financeira gerada pela compensação dos créditos de energia também é reduzida. Consequentemente, ocorre uma diminuição da capacidade de geração de caixa do empreendimento, prolongando o período de recuperação do investimento e reduzindo sua atratividade econômico-financeira.

A análise comparativa entre tarifas e indicadores econométricos permite concluir que o VPL acompanha o valor absoluto da tarifa compensada, ou seja, o maior VPL ocorre nos casos em que a energia gerada substitui parcelas tarifárias de maior valor econômico, produzindo maior economia. Isso explica o desempenho superior do Grupo B3. Por outro lado, cenários com tarifas compensadas mais baixas, ainda que quase integralmente aproveitáveis, como ocorre na tarifa Azul e na tarifa Verde fora ponta, apresentam menor geração de caixa e comprometem o retorno econômico.

Sob a perspectiva do planejamento energético e econômico de miniusinas enquadradas em GD III, os resultados evidenciam que, para os valores do sistema utilizados nesta análise, o sistema só é viável para a compensação de unidades do Grupo B. Porém, a viabilidade pode mudar de acordo com o valor do investimento inicial e do valor gasto com operação e manutenção desses sistemas.

Dessa forma, quando considerados os parâmetros estruturais de custo do projeto, CAPEX e OPEX, os quais exercem influência direta sobre todos os indicadores de viabilidade: VPL, TIR, *payback* e RCB. No presente estudo, o CAPEX adotado foi estimado com base nos valores praticados em 2020, ano da contratação da miniusina da PPP. Esses valores são maiores que os valores praticados atualmente, conforme análise de mercado realizada por Ghadim *et al.* (2025), os valores dos equipamentos para sistemas fotovoltaicos têm diminuído em um ritmo maior que a maioria das projeções, impulsionada por ganhos de escala, avanços tecnológicos e maior competitividade no mercado.

Essa redução do CAPEX diminui o valor do desembolso inicial no fluxo de caixa e como consequência, observa-se o aumento do VPL, elevação da TIR, redução do *payback* e melhoria

na RCB, uma vez que o capital investido é menor e é recuperado mais rápido, para o mesmo fluxo de caixa.

Além do investimento inicial, o custo de operação e manutenção constitui um dos principais determinantes da viabilidade econômica ao longo do ciclo de vida do empreendimento. Na presente análise, foi considerado um OPEX mensal de R$ 114.836,66 para o sistema de 3.816,72 kWp, o que representa um custo de R$ 361,05 por kWp por ano, de acordo com os dados contratuais da PPP, no ano de 2020. Esse custo de operação e manutenção tem possibilidade de ser otimizado, como é destacado por Kothona; Panapakidis; Christoforidis (2024) que demonstram que o ajuste na metodologia de operação e manutenção pode reduzir o custo entre 4,5% e 17% para os sistemas que foram analisados. Dessa forma, se esse custo for reduzido, há um incremento direto nos fluxos de caixa positivos ao longo da vida útil do sistema, o que contribui para o aumento do VPL e da TIR, além de reduzir os prazos de retorno do investimento.

Nesse contexto, a análise conjunta da redução do CAPEX e do OPEX indica que a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos tende a melhorar significativamente no cenário atual, em comparação com os resultados obtidos a partir dos parâmetros conservadores adotados neste estudo. Tal efeito é particularmente relevante para os cenários associados ao Grupo A, que, sob as condições originais, apresentaram menor atratividade econômica devido ao menor valor da tarifa de energia, comparado ao custo para o Grupo B. A redução dos custos de implantação e operação pode proporcionar cenários de viabilidade econômica para o Grupo A.

Dessa forma, os resultados indicam que, embora a Lei nº 14.300/2022 tenha reduzido a atratividade econômica dos sistemas de GD, a evolução tecnológica e a redução dos custos ao longo do tempo atuam como fatores compensatórios relevantes (Ghadim *et al.*, 2025). Essa dinâmica reforça a necessidade de atualização dos parâmetros econômicos utilizados nas análises de viabilidade, pois projetos inicialmente considerados pouco atrativos podem se tornar viáveis sob novas condições de mercado, ou projetos que eram economicamente viáveis deixam de ser. Dessa forma, a combinação entre redução de CAPEX e OPEX pode viabilizar economicamente a compensação de unidades do Grupo A, ampliando as possibilidades de aplicação das miniusinas fotovoltaicas.

Além dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais, é fundamental analisar de que forma esse empreendimento repercute sobre a sociedade, especialmente nas comunidades do entorno e nos grupos diretamente impactados. Nesse sentido, o próximo subtópico aborda os impactos sociais associados à implementação da PPP.

4.2 IMPACTO SOCIAL DA PPP

Além dos benefícios ambientais e econômicos, o projeto das PPPs também provoca impactos sociais. Esse impacto foi avaliado com base nos questionários respondidos por 25 pessoas residentes nas proximidades das miniusinas fotovoltaicas instaladas na zona urbana do município de Altos - PI. Foi possível obter um panorama abrangente sobre os impactos socioambientais e econômicos percebidos pela população local. Vale destacar que as miniusinas instaladas em Coivaras - PI e Campo Maior - PI não possuem residências nas proximidades.

A análise estatística das respostas fornecidas pelos entrevistados evidencia aspectos relevantes sobre o perfil socioeconômico da amostra, bem como suas percepções a respeito dos impactos sociais, econômicos e ambientais. Em termos de distribuição por gênero, observa-se equilíbrio entre os participantes, com 52% identificando-se como do sexo masculino e 48% como feminino. Quanto à renda familiar mensal, a maioria (68%) declarou possuir renda entre 1 e 2 salários mínimos, ao passo que os demais 32% informaram renda inferior a um salário mínimo, indicando um recorte populacional de baixa renda, conforme destacado por Bittencourt *et al*. (2025).

No que se refere à escolaridade, 60% afirmaram possuir ensino médio completo, 20% declararam possuir ensino fundamental incompleto, 16% ensino superior completo e 4% ensino fundamental completo, caracterizando um perfil educacional predominantemente de nível médio, com pequena fração de nível superior.

O perfil socioeconômico da amostra apresenta características compatíveis com a realidade do município de Altos-PI, cuja população é predominantemente urbana e possui indicadores de desenvolvimento típicos de municípios de médio porte do interior nordestino. Segundo os dados do Censo Demográfico de 2022 (IBGE, 2024), o município apresenta rendimento médio mensal dos trabalhadores formais de aproximadamente 2,1 salários mínimos, PIB per capita de R$ 16.119,40 e taxa de escolarização de 98,9% para a população de 6 a 14 anos. Embora a amostra deste estudo seja composta por apenas 25 moradores e não possua caráter probabilístico, observa-se predominância de famílias de baixa renda e de indivíduos com ensino médio completo, características que refletem, em parte, o contexto socioeconômico local. Dessa forma, os resultados obtidos devem ser interpretados como representativos do grupo investigado, mas inseridos em uma realidade municipal compatível com os indicadores oficiais.

Em relação ao grau de informação da comunidade sobre o empreendimento, 88% dos participantes afirmaram estar cientes da instalação da miniusina em sua localidade, enquanto 12% declararam desconhecer sua existência, revelando que, embora a maioria tenha algum conhecimento da obra, ainda há significativa parcela da população que desconhece as instalações. Ao serem questionados sobre o nível de informação fornecido previamente à instalação, a maioria assinalou que não recebeu qualquer tipo de esclarecimento, ou avaliou negativamente o processo de comunicação prévia, classificando-o como “ruim” ou “muito ruim”. Os participantes relataram que estão cientes dos empreendimentos por passarem ao lado e verem a instalação. Tal percepção aponta para uma lacuna no processo de transparência e diálogo entre os responsáveis pelas instalações e os moradores direta ou indiretamente afetados pela implantação das miniusinas.

Observam-se as mesmas características na percepção de impactos educacionais, visto que apenas 28% reconheceram que o projeto pode contribuir com ações educacionais associados à presença da miniusina, enquanto 72% declararam desconhecer essa contribuição, o que reforça a carência de estratégias de engajamento e educação ambiental no entorno do empreendimento.

No tocante à percepção ambiental, todos os entrevistados afirmaram não ter percebido mudanças na qualidade ambiental do entorno após a construção das usinas. Essa ausência de percepção pode estar relacionada à própria natureza da tecnologia fotovoltaica, que opera de forma silenciosa, não gera resíduos atmosféricos nem efluentes líquidos e possui impacto direto visual ou físico relativamente discreto, principalmente em instalações de pequeno e médio porte instaladas em áreas urbanas já consolidadas.

Apesar de não existir a percepção de mudanças ambientais concretas, deve-se considerar que a ausência de impactos negativos visíveis já representa, por si só, um benefício ambiental importante, especialmente quando comparado a outras formas de geração elétrica baseadas em combustíveis fósseis. A tecnologia fotovoltaica contribui para a redução das emissões de GEE e para a mitigação de poluentes atmosféricos ao evitar a necessidade de geração energética em termelétricas. No entanto, tais benefícios são majoritariamente de ordem sistêmica e de longo prazo, não sendo facilmente identificáveis por populações locais em um curto horizonte temporal.

Com relação à percepção sobre energia renovável, apenas 8% dos participantes destacaram o aumento da curiosidade e da motivação para buscar fontes renováveis em sua própria residência com o objetivo de reduzir os custos com energia elétrica sem mencionar a contribuição ambiental.

Observa-se que, embora não tenham sido amplamente percebidos ou reconhecidos pelos moradores, benefícios ambientais diretos não foram relatados impactos negativos. Para que os benefícios se tornem mais evidentes e valorizados pela população, recomenda-se o fortalecimento de ações de educação ambiental vinculadas às usinas, incluindo atividades de visitação, oficinas e programas de conscientização comunitária. Essas ações podem ampliar o reconhecimento dos benefícios ambientais concretos da energia solar, consolidando as miniusinas como vetores de transformação ecológica e cultural em nível local.

Quanto aos impactos econômicos percebidos pela população, 48% dos entrevistados relataram a existência de criação de empregos ou oportunidades relacionadas à miniusina, enquanto 52% declararam desconhecer esse tipo de benefício. Esse dado reforça que, embora haja percepção de algum dinamismo econômico, esse impacto é pontual e pouco estruturado. Ainda assim, 72% dos entrevistados afirmaram que a miniusina contribui para o desenvolvimento econômico local, mesmo que tal percepção esteja fundamentada mais em expectativas futuras do que em experiências diretas.

A percepção limitada quanto à geração de empregos pode ser explicada pelas características dos empreendimentos fotovoltaicos. De modo geral, a fase de implantação de empreendimentos fotovoltaicos concentra a maior demanda por mão de obra como é destacado por Fabra *et al.* (2024), abrangendo atividades como terraplenagem, instalação de estruturas metálicas, montagem dos módulos fotovoltaicos, implantação da infraestrutura elétrica e execução das obras civis. Após a entrada em operação, a necessidade de trabalhadores é significativamente reduzida, restringindo-se, em sua maioria, às atividades de operação, manutenção preventiva e corretiva, limpeza dos módulos e conservação da área. Dessa forma, os principais impactos econômicos diretos sobre a população local tendem a ocorrer durante a fase de construção do empreendimento, enquanto, na etapa operacional, os benefícios relacionados à geração de emprego e renda tornam-se mais pontuais e de menor intensidade, o que contribui para a percepção limitada desses efeitos pelos moradores entrevistados.

Esses resultados revelam que a implementação das miniusinas em Altos - PI é percebida de forma ambígua pela população: ao mesmo tempo em que reconhecem seu potencial transformador, especialmente na contribuição com o desenvolvimento econômico local, há baixa percepção dos benefícios socioambientais, o que está fortemente relacionado à ausência de ações que envolvam a comunidade local. Portanto, para que os impactos sociais positivos se consolidem e sejam efetivamente reconhecidos, é fundamental que os projetos de PPP nessa área incorporem estratégias de diálogo com a comunidade e programas de educação ambiental, desde as fases iniciais de implantação.

O baixo nível de envolvimento observado entre os moradores entrevistados não deve ser interpretado apenas como um desinteresse da população pelo empreendimento. A literatura internacional sobre Avaliação de Impacto Social (*Social Impact Assessment* – SIA) demonstra que, em muitos projetos de infraestrutura, as comunidades locais permanecem à margem dos processos de planejamento e tomada de decisão em razão da predominância de abordagens tecnocráticas, nas quais aspectos econômicos e técnicos recebem maior atenção do que a participação social. Nesse contexto, a consulta às comunidades frequentemente ocorre de forma limitada ou apenas para atendimento de exigências regulatórias, reduzindo as oportunidades de diálogo, de construção conjunta de soluções e de fortalecimento do sentimento de pertencimento em relação ao empreendimento.

Esse entendimento é compatível com os resultados obtidos nesta pesquisa, nos quais foi constatado que a maior parte dos entrevistados apresentou baixo ou nenhum nível de envolvimento com a PPP das miniusinas fotovoltaicas. Embora o empreendimento produza benefícios econômicos e ambientais para o Estado e para os municípios contemplados, esses resultados indicam que tais benefícios não foram acompanhados por mecanismos suficientemente eficazes de participação social e comunicação institucional junto às comunidades do entorno. Como consequência, parte da população demonstra conhecimento limitado acerca dos objetivos do projeto, das oportunidades geradas e dos impactos positivos associados à implantação das miniusinas.

Vanclay e Esteves (2024) defendem que a efetiva participação das comunidades deve ocorrer desde as fases iniciais do planejamento, permitindo que os moradores contribuam para a identificação dos impactos, para a definição das medidas mitigadoras e potencializadoras e para a construção de estratégias de compartilhamento de benefícios. Segundo os autores, comunidades empoderadas, empresas socialmente responsáveis e processos participativos consistentes constituem elementos fundamentais para aumentar a legitimidade social dos empreendimentos, reduzir conflitos e ampliar os benefícios locais decorrentes dos projetos de desenvolvimento.

Uma alternativa para incorporar ações concretas na comunidade local para futuros projetos consiste na implantação de pequenos sistemas fotovoltaicos destinados ao bombeamento de água para agricultores familiares, associações comunitárias e assentamentos rurais localizados nos municípios que recebem as miniusinas. Esses sistemas apresentam baixo custo quando comparados ao investimento total do empreendimento e possuem elevado potencial de geração de impactos positivos, possibilitando irrigação, produção de alimentos, dessedentação animal, redução dos custos com energia elétrica e aumento da renda das famílias.

Essa estratégia encontra respaldo em experiências já desenvolvidas no Piauí, como o Projeto SerTãoSol, que é uma iniciativa da Liga Acadêmica de Energia Solar da Universidade Federal do Piauí (LASOL/UFPI), em parceria com o Instituto Piauí Solar e o Instituto Federal do Piauí (IFPI). O projeto utiliza sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água em comunidades rurais e agricultores familiares de baixa renda, promovendo desenvolvimento sustentável, segurança hídrica, inclusão produtiva e melhoria da qualidade de vida (SerTãoSol, 2026).

A adoção de iniciativas dessa natureza como medida compensatória das PPPs contribuiria para aproximar os empreendimentos das comunidades, ampliando a percepção dos benefícios sociais da geração fotovoltaica e fortalecendo o processo de transição energética justa. Além disso, tais ações apresentam convergência com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, especialmente os ODS 2 (Fome Zero e Agricultura Sustentável), ODS 6 (Água Potável e Saneamento), ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), ODS 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico), ODS 11 (Cidades e Comunidades Sustentáveis) e ODS 13 (Ação Contra a Mudança Global do Clima).

No âmbito das ações sociais previstas no contrato, as empresas vencedoras da PPP implantaram em Teresina, em parceria com a Fundação Universidade Estadual do Piauí (UESPI), os três laboratórios do Complexo de Energias Renováveis (CER) que estão vinculados ao Núcleo de Formação e Pesquisa em Energias Renováveis e Telecomunicações do Piauí (NUFPERPI) (SUPARC, 2026; Sousa; Lira; Moraes, 2024, 2026).

O Laboratório de Práticas em Energias Renováveis (LAPER) oferece um ambiente integrado para a exploração teórica e prática das tecnologias em energias renováveis. Seu foco está na experimentação prática com equipamentos e metodologias aplicáveis a fontes como solar e eólica.

O Laboratório de Tecnologias Integradas (LATER) é um espaço dedicado à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias complementares ou de suporte integrado. Este laboratório promove uma abordagem interdisciplinar, permitindo a convergência de diversas tecnologias aplicadas e o estudo de suas interações sinérgicas.

O Centro de Monitoramento de Estudos Remotos (CMER) que é um laboratório para o monitoramento e a gestão remota de sistemas de microgeração e minigeração, além de geração controlada e tecnologias de telecomando.

Esses três laboratórios formam o núcleo prático do CER, possibilitando uma formação técnica e científica abrangente, com base em demandas reais do mercado e ênfase na interdisciplinaridade e inovação.

O NUFPERPI está associado ao curso de Engenharia Elétrica da UESPI e ao Grupo Interdisciplinar de Pesquisa em Energias Renováveis e Tecnologias Sociais (GIPERTS). Os trabalhos no NUFPERPI são voltados para a socialização de tecnologias por meio da formação e pesquisa em energias renováveis, telecomunicações e áreas afins.

Entre seus objetivos destacam-se: desenvolvimento e socialização do conhecimento científico e tecnológico; capacitação de mão de obra local; transferência de tecnologia; fortalecimento da relação entre academia e mercado; e disseminação de tecnologias em universidades e escolas públicas. O núcleo possui dois complexos: o de Energias Renováveis (equipado pela PPP das miniusinas) e o de Telecomunicações (equipado através da PPP Piauí Conectado) (SUPARC, 2026; Sousa; Lira; Moraes, 2024, 2026).

Na parte dedicada à formação, o NUFPERPI desenvolve o Programa de Formação em Tecnologias e Sistemas de Energias Renováveis. Esse programa é voltado para capacitar alunos por meio de cursos nas áreas de Sistemas de Energias Renováveis, Instalações Elétricas, Manutenção, Operação e Eficiência Energética. Através de uma articulação entre ensino, pesquisa e extensão, o núcleo promove a capacitação de estudantes, professores da rede pública e profissionais em áreas como energias renováveis, telecomunicações e tecnologias sociais, proporcionando-lhes competências alinhadas com os avanços tecnológicos e com os requisitos operacionais das empresas parceiras (SUPARC, 2026; Sousa; Lira; Moraes, 2024, 2026).

A análise do impacto social da PPP evidencia percepções, benefícios e limitações associadas à instalação e operação das miniusinas fotovoltaicas nos municípios. Entretanto, os efeitos desse tipo de empreendimento estendem-se também à esfera econômica e fiscal dos municípios, que serão apresentados a seguir.

4.3 IMPACTO NA ARRECADAÇÃO DOS MUNICÍPIOS QUE RECEBERAM AS INSTALAÇÕES DAS MINIUSINAS

Além dos benefícios energéticos e ambientais, a PPP tem gerado impactos econômicos positivos diretos para os municípios nos quais essas unidades estão instaladas. Um dos principais efeitos observados refere-se ao incremento da arrecadação tributária municipal por meio do recolhimento do Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS). De acordo com a estrutura contratual estabelecida, para que a empresa responsável pela miniusina receba a contraprestação mensal acordada, é exigida a emissão de nota fiscal junto à prefeitura do município sede da respectiva miniusina, o que resulta na obrigatoriedade do pagamento de ISS à alíquota de 5% sobre o valor total faturado.

Considerando que, no ano de 2024, o valor máximo estipulado para a contraprestação mensal por miniusina era de R$ 490.000,00, o montante mensal recolhido em ISS por unidade poderia alcançar até R$ 24.500,00, valor que representa um acréscimo significativo à receita tributária dos municípios, especialmente em localidades de pequeno e médio porte. Para o município de Altos - PI, que de acordo com dados do portal da transparência da Prefeitura Municipal de Altos (2025), possui arrecadação mensal de aproximadamente R$ 500.000,00, o ISS proveniente das miniusinas da PPP instaladas no município representa um aumento de aproximadamente 7%.

Este mecanismo contribui não apenas para o fortalecimento da capacidade fiscal das administrações locais, mas também para a ampliação do potencial de investimento em políticas públicas e serviços essenciais à população. Dessa forma, constata-se que a presença das miniusinas não se restringe ao fornecimento de energia renovável, mas também assume papel estratégico no fomento ao desenvolvimento econômico local, consolidando-se como um vetor de geração de receitas públicas sustentáveis no contexto municipal.

Entretanto, apesar do potencial arrecadatório gerado por esses empreendimentos, observa-se a inexistência de uma política pública que defina critérios para a alocação desses recursos no âmbito municipal. A aplicação do montante proveniente do ISS segue o fluxo geral do orçamento. Essa lacuna representa uma oportunidade não explorada de articulação entre desenvolvimento econômico local e sustentabilidade ambiental. Embora juridicamente não seja permitido determinar uma vinculação legal prévia desses recursos (cf. art. 167, IV, da Constituição Federal) (Brasil, 1990), é plenamente compatível e desejável que a população e a gestão municipal alinhem prioridades orçamentárias e priorizem ações socioambientais atreladas à PPP (Alonso-Morales *et al*., 2025).

Nesse sentido, Abreu *et al.* (2024) destacam que receitas tributárias próprias, quando bem gerenciadas, podem fortalecer a provisão de bens públicos e investimentos locais, com efeitos positivos sobre o bem-estar social e a qualidade de serviços públicos.

Alonso-Morales *et al*. (2025) destacam o papel dos gastos públicos na promoção da sustentabilidade social, e demonstram como essas políticas de gastos podem contribuir para o alcance dos ODS. Seria desejável, portanto, que os municípios contemplados com a instalação das miniusinas adotassem mecanismos para aplicação desses recursos à promoção de ações ambientais, como programas de educação ambiental, recuperação de áreas degradadas, manejo sustentável de resíduos sólidos e fortalecimento de políticas públicas voltadas à transição energética.

A destinação direcionada desses recursos não apenas fortaleceria o compromisso socioambiental associado à matriz energética renovável, mas também ampliaria os efeitos multiplicadores do projeto no território, consolidando um modelo de governança fiscal orientado à sustentabilidade. Assim, ao reconhecer o papel estratégico das miniusinas na geração de receita pública, torna-se igualmente relevante instituir marcos regulatórios e instrumentos de gestão que garantam que parte desses benefícios seja revertida em ações concretas para a população e para a preservação ambiental e o desenvolvimento sustentável local, respeitando simultaneamente o princípio constitucional da não vinculação de receitas de impostos.

Os resultados relativos à arrecadação municipal demonstram que a implantação das miniusinas fotovoltaicas por meio de PPPs representa uma fonte adicional de receita para os municípios por meio do recolhimento do ISS. Com base nos dados analisados, o subtópico seguinte discute os principais problemas observados no projeto da PPP, buscando identificar oportunidades de aprimoramento.

4.4 PRINCIPAIS PROBLEMAS OBSERVADOS NO PROJETO DA PPP

Além dos benefícios e desafios já mencionados, a análise da PPP das miniusinas evidencia a importância de um planejamento prévio rigoroso como condição essencial para o êxito de futuras iniciativas. Um dos principais problemas identificados foi a ausência de um estudo detalhado e preciso da demanda energética real das secretarias estaduais que seriam beneficiadas pelos créditos de energia. Essa falha ficou evidente no caso do contrato firmado com a SEFAZ, cuja média de consumo mensal de energia elétrica é inferior aos 650.000 kWh contratados no edital da PPP, resultando em maiores gastos com energia elétrica. Contudo, esse problema foi resolvido com a transferência da unidade geradora para a SEDUC, que possui demanda energética compatível com a totalidade da geração da miniusina, permitindo, assim, o aproveitamento integral dos créditos produzidos. Essa medida corretiva reforça, por um lado, a flexibilidade do modelo de PPPs, mas, por outro, evidencia a importância de diagnósticos técnicos mais acurados na fase de estruturação contratual, de modo a evitar distorções entre a oferta contratada e a real necessidade dos órgãos públicos.

Outro aspecto técnico que deve ser levado em consideração é a escolha entre sistemas de microgeração distribuída instalados diretamente nos locais de consumo e a adoção de miniusinas remotas, como ocorreu na PPP em estudo. Essa decisão envolve uma análise técnica, financeira e operacional que deve considerar, entre outros aspectos, o fator de simultaneidade

(consumo no momento da geração direto do sistema). A microgeração distribuída, ao ser instalada nos próprios pontos de consumo, como escolas, hospitais e repartições públicas, apresenta como principal vantagem a coincidência entre a geração e o consumo de energia no mesmo local. Esse fator de simultaneidade contribui para a redução da utilização da energia da rede da concessionária de energia e simplifica o processo de compensação de créditos de energia, tornando o sistema menos dependente da rede elétrica.

No entanto, a principal limitação da microgeração em larga escala está na complexidade operacional que ela impõe para gerir centenas de sistemas. Para um Estado com centenas de unidades consumidoras dispersas geograficamente, como secretarias, escolas e hospitais, a instalação individual de sistemas fotovoltaicos em cada local implicaria a gestão simultânea de centenas de contratos, processos de manutenção fragmentados e elevada demanda por logística técnica e administrativa. Além disso, muitas dessas edificações não possuem cobertura ou área disponível adequada para a instalação de painéis solares em escala suficiente. Como contraponto, o modelo de miniusinas centralizadas, adotado nas PPPs do Governo do Estado, embora não se beneficie diretamente do fator de simultaneidade, permite a consolidação da geração em locais previamente selecionados, com infraestrutura ideal e gestão unificada, o que simplifica a operação, facilita o monitoramento e reduz custos administrativos e de manutenção em larga escala.

Um exemplo da viabilidade do modelo de microgeração está no projeto do Instituto Federal do Piauí (IFPI), que optou pela instalação direta de sistemas fotovoltaicos em seus campis. Essa decisão foi possível porque o IFPI possui um número reduzido de unidades consumidoras, concentradas em polos estruturados, e utilizou recursos próprios para a execução, o que conferiu autonomia e flexibilidade na gestão do projeto. O sucesso dessa abordagem reforça que a microgeração é altamente vantajosa em contextos institucionais com escala limitada e capacidade técnica de operação descentralizada (Silva *et al.*, 2021).

Um dos pontos críticos do projeto que merece atenção é a ausência de um plano claro para a destinação de equipamentos após o fim de sua vida útil, ou que apresentaram problemas. O destino inadequado desses componentes pode gerar impactos ambientais consideráveis. Os módulos fotovoltaicos, por exemplo, contêm materiais nocivos ao meio ambiente se não descartados ou reciclados corretamente.

Outro ponto que merece atenção é a manutenção das miniusinas. Apesar de simples, se não realizada de maneira adequada, pode causar sérios danos à instalação principalmente no que se refere à eficiência de geração. Um dos grandes problemas desses empreendimentos é a falta de limpeza do terreno e dos módulos fotovoltaicos. A vegetação que cresce próximo aos

módulos pode gerar sombreamento, o que afeta diretamente a capacidade de geração e diminui a eficiência e a vida útil do sistema. Em um dos relatórios disponibilizados pela SUPARC, observa-se que na miniusina da SEAD, há falta de manutenção e a vegetação está causando sombreamento nos módulos (SUPARC, 2026). Para resolver esse problema, as empresas estão fazendo a limpeza regularmente após o período chuvoso para evitar o sombreamento dos módulos fotovoltaicos pela vegetação.

Um dos grandes problemas enfrentados pelo projeto das PPPs foi o atraso do cronograma de execução. O projeto foi impactado pela pandemia do Covid-19, necessitando reorganizar o cronograma. Esses atrasos resultam em custos adicionais, tanto para o setor público quanto para o privado, devido à extensão do período de construção impactando negativamente o projeto. Além disso, posterga os benefícios socioambientais e econômicos esperados e afeta negativamente a percepção pública e a confiança nas PPPs como um modelo viável para projetos de energia renovável, prejudicando futuras iniciativas similares. Dessa forma, os contratos devem ser feitos prevendo sanções para a parte que descumprir as cláusulas previamente acordadas.

A experiência do Piauí com as PPPs das miniusinas pode servir de modelo para outros estados brasileiros. O sucesso deste projeto no longo prazo poderá demonstrar a viabilidade de parcerias entre os setores público e privado como um caminho para acelerar a transição energética e promover o desenvolvimento sustentável.

O projeto das PPPs para a instalação de miniusinas fotovoltaicas no Piauí é um exemplo de como a inovação e a colaboração entre diferentes setores podem resultar em benefícios múltiplos: ambientais, econômicos e sociais. À medida que o projeto avança, espera-se que os resultados positivos se ampliem, consolidando o papel da energia solar na matriz energética do Piauí e servindo de inspiração para políticas energéticas sustentáveis em todo o Brasil. No próximo capítulo, são apresentadas as principais conclusões do estudo.

5 CONCLUSÕES

A transição energética para fontes renováveis, em especial a energia fotovoltaica, é uma necessidade urgente diante dos desafios ambientais e climáticos enfrentados em escala global. No contexto brasileiro, e particularmente no estado do Piauí, observa-se elevado potencial para a geração de energia solar, em razão dos altos índices de irradiação ao longo de todo o ano, o que favorece a expansão dessa fonte na matriz elétrica. Nesse cenário, as PPPs configuram-se como instrumentos estratégicos para viabilizar a implementação de projetos de GD em larga escala, contribuindo para o fortalecimento da segurança energética e para a promoção do desenvolvimento sustentável.

Esta pesquisa teve como objetivo geral caracterizar os impactos socioambientais, técnicos e econômicos decorrentes da implementação das miniusinas de energia fotovoltaica no âmbito das PPPs do Estado do Piauí. Os resultados obtidos evidenciam que tais empreendimentos apresentam elevado potencial de redução dos gastos públicos com energia elétrica, ao mesmo tempo em que contribuem para a mitigação das emissões de GEE, em consonância com os ODS, especialmente o ODS 7 (Energia Acessível e Limpa) e o ODS 13 (Ação contra a Mudança Global do Clima).

Do ponto de vista técnico, verificou-se que as miniusinas apresentaram desempenho satisfatório, com fatores de capacidade compatíveis com sistemas instalados em regiões de elevada incidência solar, confirmando a adequação da tecnologia adotada. A produtividade final (kWh/kWp), com os valores de 1.829, 1.928, 1.880, 1.976 para as miniusinas dos contratos 03, 04, 07 e 08, respectivamente, comprova o desempenho, com todas as unidades atingindo, em média, o valor contratado de geração média mensal de 617.500 kWh. No entanto, foram identificadas intercorrências operacionais, como falhas em equipamentos e eventos de furto de cabos, que impactaram temporariamente a geração de energia, evidenciando a importância de estratégias de manutenção preventiva e de segurança patrimonial.

No que se refere à análise econômica, os resultados indicam que os empreendimentos são viáveis para as empresas concessionárias vencedoras da licitação, apresentando valores positivos de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) superiores à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), além de Relação Custo-Benefício (RCB) favorável. Entretanto, a análise aplicada ao caso da Secretaria de Estado da Educação (SEDUC) evidenciou que a eficiência econômica do modelo depende diretamente da estratégia de alocação dos créditos de energia.

Com relação à análise econômica aplicada à SEDUC, os resultados da pesquisa revelam um grande potencial de melhoria dos resultados financeiros para o órgão. A análise dos contratos 04/2020 e 08/2020, considerando o período de junho de 2024 a maio de 2025, demonstrou que o modelo de compensação de créditos de geração adotado inicialmente resultou em prejuízos financeiros significativos, decorrentes da alocação dos créditos para unidades consumidoras do Grupo A (média tensão). Nesse cenário, a SEDUC acumulou um prejuízo total de R$ 1.583.896,48, sendo R$ 817.536,53 referentes ao contrato 04/2020 e R$ 766.359,95 ao contrato 08/2020, o que corresponde a aproximadamente 14,5% do gasto total com energia elétrica das unidades analisadas que recebem créditos de geração. Esse resultado evidencia que, para unidades do Grupo A, cuja tarifa média do kWh é mais baixa, a compensação energética via PPP não é economicamente vantajosa nas condições contratuais vigentes.

Por outro lado, a simulação de um cenário alternativo, com destinação exclusiva dos créditos para unidades do Grupo B, revelou a reversão completa do resultado econômico. Nesse caso, verificaram-se economias de R$ 578.578,71 no contrato nº 04/2020 e R$ 599.944,35 no contrato nº 08/2020, correspondendo a reduções de 8,29% e 9,04%, respectivamente, nos gastos com energia elétrica. Adicionalmente, a projeção de longo prazo indica que essa economia pode ultrapassar 45% do valor que seria pago à concessionária no horizonte de 2045. Esses resultados demonstram, de forma empírica, que a viabilidade econômica do modelo está diretamente condicionada ao enquadramento tarifário das unidades consumidoras e à gestão estratégica dos créditos de energia.

Sob a perspectiva ambiental, a análise demonstrou que a geração de energia pelas miniusinas contribui de forma efetiva para a redução das emissões de dióxido de carbono (CO_2), evitando a emissão de aproximadamente 1.573 tCO_2 por ano. Esse resultado reforça o papel das energias renováveis como instrumentos fundamentais no combate às mudanças climáticas e na promoção de uma matriz energética mais sustentável.

No tocante aos impactos sociais, a pesquisa de campo conduzida junto a 25 moradores das áreas vizinhas às miniusinas revelou que não houve grande participação da comunidade local no projeto das miniusinas. A maioria dos entrevistados relatou estar ciente das instalações por transitarem nas proximidades e observarem as miniusinas. Constatou-se a falta de comunicação com a população local, o que dificultou a inserção da comunidade no projeto. Na pesquisa, observou-se que 52% afirmaram desconhecer benefícios econômicos provocados pelas miniusinas e apenas 28% afirmaram que esse projeto traz benefícios educacionais. Mesmo assim, 48% dos entrevistados relataram como benefícios gerados pela instalação a geração de empregos e 72% afirmaram que as usinas contribuem para o desenvolvimento econômico local.

Esses dados sugerem a necessidade de ações mais estruturadas de envolvimento comunitário, comunicação e educação ambiental, como parte integrante da implantação das usinas, de modo a contribuir para o alcance das metas dos ODS 8 e 11, promovendo geração de empregos e crescimento econômico para uma cidade mais sustentável.

Tal cenário evidencia a necessidade de fortalecimento das ações de comunicação e educação ambiental, de modo a ampliar o engajamento social e potencializar os impactos positivos desses empreendimentos. Destaca-se, nesse contexto, a importância das iniciativas educacionais vinculadas ao NUFPERPI, que contribuem para a formação de recursos humanos qualificados e para a disseminação do conhecimento em energias renováveis.

Adicionalmente, constatou-se que a implementação das miniusinas gera impactos positivos na arrecadação municipal, por meio do recolhimento do Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza (ISS), representando uma fonte adicional de receita para os municípios. No entanto, observou-se a ausência de políticas públicas específicas para a destinação desses recursos, o que limita o potencial de utilização estratégica desses valores em ações voltadas ao desenvolvimento sustentável local.

Do ponto de vista científico, esta pesquisa contribui para o avanço do conhecimento ao demonstrar, de forma empírica, que a viabilidade de projetos de miniusinas fotovoltaicas via PPP no contexto brasileiro está diretamente condicionada à gestão eficiente dos créditos de energia, especialmente em função do enquadramento tarifário das unidades consumidoras. Além disso, o estudo integra, de maneira sistemática, as dimensões técnica, econômica, ambiental, social e fiscal, oferecendo uma abordagem abrangente e aplicada para a avaliação de projetos de GD em larga escala.

No entanto, o projeto também evidenciou problemas que comprometem sua eficiência. O principal deles foi a falta de planejamento considerando a demanda energética de cada órgão que foi beneficiado. A alocação inicial inadequada da geração da miniusina contratada para a SEFAZ, cuja demanda mensal era inferior à capacidade de geração contratada, foi um dos principais problemas encontrados. Essa distorção foi corrigida com a transferência da unidade geradora para a SEDUC, com demanda compatível, mas o episódio revelou falhas no planejamento prévio e na estimativa da demanda real dos órgãos públicos.

Apesar das contribuições apresentadas, esta pesquisa apresenta limitações, dentre as quais se destacam a dificuldade de acesso a dados completos de consumo energético de alguns órgãos públicos, o período de análise restrito e a dependência de informações fornecidas por concessionárias e instituições governamentais.

A experiência do Piauí na implementação de miniusinas fotovoltaicas via PPP mostra-se exitosa em termos de viabilidade técnica e contribuição para a transição energética. Contudo, a maximização de seus benefícios requer maior integração entre planejamento técnico, políticas públicas locais e engajamento social. A replicação e expansão desse modelo dependem do fortalecimento da governança, do aprimoramento dos diagnósticos de demanda e da adoção de estratégias inclusivas que consolidem os ganhos ambientais e sociais junto às comunidades afetadas.

Recomenda-se que futuras PPPs para implantação de miniusinas fotovoltaicas adotem mecanismos de compartilhamento de benefícios com as comunidades diretamente afetadas. Entre as ações propostas destacam-se a instalação de pequenos sistemas fotovoltaicos para bombeamento de água destinados à agricultura familiar, apoio a cooperativas rurais, implantação de sistemas de irrigação movidos à energia solar, capacitação profissional em energias renováveis e programas permanentes de educação ambiental. Essas iniciativas fortalecem o vínculo entre os empreendimentos e a população local, ampliam os impactos socioeconômicos positivos e contribuem para uma transição energética mais inclusiva e socialmente justa.

O impacto econômico de novos projetos deve ser calculado considerando as regras do NMLGD, conforme analisado neste estudo. Observa-se que continua viável para atender unidades do Grupo B, porém, para atender unidades do Grupo A, não é viável para os valores de contraprestação inicial, CAPEX e OPEX considerados.

Os resultados obtidos demonstram que, no cenário regulatório vigente, a viabilidade econômica das miniusinas permanece fortemente condicionada ao perfil das unidades consumidoras beneficiadas. Verificou-se que sistemas destinados prioritariamente ao atendimento de unidades do Grupo B apresentam viabilidade econômica, mesmo diante das novas regras. Por outro lado, a utilização desses créditos para unidades do Grupo A, no cenário sem simultaneidade entre geração e consumo, resulta em inviabilidade econômica do empreendimento.

Adicionalmente, a análise evidenciou que a redução dos custos de investimento (CAPEX) e de operação e manutenção (OPEX), observada ao longo dos últimos anos, pode mitigar parcialmente os efeitos negativos da nova regulamentação, ampliando a viabilidade econômica em determinados cenários. Nesse contexto, a incorporação de estratégias operacionais mais eficientes, aliada à redução dos custos dos materiais, aumenta a viabilidade econômica dos projetos.

Com relação à viabilidade econômica para o governo de novas PPPs, verifica-se que esse modelo de PPP pode proporcionar uma economia financeira desde o início da vigência contratual, uma vez que a contraprestação inicial é fixada com um desconto de aproximadamente 10% em relação ao valor da tarifa de energia elétrica que seria pago à concessionária de distribuição. Além dessa economia inicial, o reajuste anual da contraprestação é realizado com base no IPCA, enquanto as tarifas de energia elétrica historicamente apresentam variações superiores à inflação. Dessa forma, observa-se uma tendência de ampliação gradual da vantagem econômica ao longo da vigência do contrato, reduzindo progressivamente o custo relativo da energia compensada, proporcionando maior previsibilidade orçamentária e contribuindo para a sustentabilidade das despesas públicas com energia elétrica.

Como perspectivas para trabalhos futuros, recomenda-se o aprofundamento da análise da viabilidade econômica de projetos de GD no contexto do NMLGD, considerando valores de mercado para os equipamentos e serviços. Sugere-se, ainda, a investigação da integração de sistemas de microgeração com e sem armazenamento de energia, instalados no local de consumo, para avaliar a viabilidade econômica e comparar com os parâmetros das miniusinas. Além disso, destaca-se a importância de pesquisas voltadas à análise dos impactos sociais e educacionais, especialmente no que se refere ao engajamento comunitário e à percepção pública da transição energética.

Por fim, conclui-se que o modelo de PPP adotado no Estado do Piauí para a implementação de miniusinas de energia fotovoltaica apresenta elevado potencial como instrumento de política pública, sendo capaz de promover benefícios econômicos, ambientais e sociais. No entanto, sua eficácia depende de ajustes estruturais, especialmente no que se refere à gestão dos créditos de energia, ao planejamento da demanda e à integração com políticas públicas locais. Dessa forma, a consolidação desse modelo requer o aprimoramento contínuo de seus mecanismos de governança, de modo a maximizar seus impactos positivos e garantir sua sustentabilidade no longo prazo.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Infográfico**. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 15 jun. 2026.

ALAM, E.; XU, X. Life cycle assessment of photovoltaic electricity production by mono-crystalline solar systems: a case study in Canada. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 30, n. 10, p. 27422–27440, 2023.

ALMALKI, A.; AL-HANAWI, M. Public Private Partnerships and Collaboration in the Health Sector in the Kingdom of Saudi Arabia: A Qualitative Study. **Global Journal of Health Science**, v. 10, n. 6, p. 10, 2018.

ALMARSHOUD, A. F.; ABDEL-HALIM, M. A.; ALMASRI, R. A.; ALSHWAIREKH, A. M. Experimental Study of Bifacial Photovoltaic Module Performance on a Sunny Day with Varying Backgrounds Using Exergy and Energy Analysis. **Energies**, v. 17, n. 21, 2024.

ALMEIDA, R. R. G. de; BRITO, N. S. D.; MEDEIROS, M. V. B.; SIMÕES, M. C. S.; SELMA, A. de O. Proposição de uma metodologia para análise de viabilidade econômica de uma usina fotovoltaica. **Revista Principia**, v. 1, n. 34, p. 84–92, 2017.

ALONSO-MORALES, N.; SÁEZ-MARTÍN, A.; HARO-DE-ROSARIO, A. The role of local public spending in the achievement of the social dimension of sustainable development: An empirical analysis. **Sustainable Futures**, v. 9, 2025.

ALTOÉ, L.; OLIVEIRA FILHO, D.; COSTA, J. M.; CARLO, J. C.; REY MARTÍNEZ, F. J.; NAVAS GRACIA, L. M.; FERNANDES, O. R. Proposição de critério de incentivo à energia renovável e eficiência energética para as leis de ICMS Ecológico no Brasil. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, v. 60, p. 374–392, 2022.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Componentes Tarifárias**. 2026. Disponível em: < https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/componentes-tarifarias>. Acesso em: 12 jan. 2026.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. 2015. Disponível em: < https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 14 jan. 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n° 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em: 14 jan. 2024.

ARNAWAN, H.; MUZAMIR, I.; MOHD, I. Y.; SITI, R. A. R.; HADI, S. Evaluation of 20 kV Distribution Network Losses In Radial Distribution Systems Due to Distributed Generation Penetration. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 2129, 2021.

ASLAM, A.; AHMED, N.; QURESHI, S. A.; ASSADI, M.; AHMED, N. Advances in Solar PV Systems; A Comprehensive Review of PV Performance, Influencing Factors, and Mitigation Techniques. **Energies**, v. 15, n. 20, 2022.

AWUKU, S. A.; BENNADJI, A.; MUHAMMAD-SUKKI, F.; SELLAMI, N. Public-private partnership in Ghana's solar energy industry: The history, current state, challenges, prospects and theoretical perspective. **Energy Nexus**, v. 6, 2022.

BAKHSHI-JAFARABADI, R.; SADEH, J.; SERRANO-FONTOVA, A.; RAKHSHANI, E. Review on islanding detection methods for grid-connected photovoltaic systems, existing limitations and future insights. **IET Renewable Power Generation**, v. 16, n. 15, p. 3406–3421, 2022.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Histórico: meta de inflação vs. inflação efetiva**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicometas>. Acesso em: 11 nov. 2025.

BARBOSA FILHO, W. P.; FERREIRA, W. R.; AZEVEDO, A. C. S. de; COSTA, A. L.; PINHEIRO, R. B. EXPANSÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL: IMPACTOS AMBIENTAIS E POLÍTICAS PÚBLICAS. **Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental**, v. 4, p. 628, 2015.

BARROS, A. M. de L.; SOBRAL, M. do C. M.; ASSIS, J. M. O. de; SOUZA, W. M. de. Influence of rainfall on wind power generation in Northeast Brazil. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais (Online)**, v. 56, n. 2, p. 346–364, 2021.

BATISTA, R. C.; GOMES, M. das N.; ISOLDI, L. A.; OLIVEIRA, S. S. de. Validação de um modelo numérico de conversor de energia das ondas do mar do tipo placa horizontal submersa por meio do uso do refinamento de malha do tipo stretched. **Observatório de la Economía Latinoamericana**, v. 21, n. 3, p. 1518–1536, 2023.

BAWAZIR, R. O.; CETIN, N. S. Comprehensive overview of optimizing PV-DG allocation in power system and solar energy resource potential assessments. **Energy Reports**, v. 6, p. 173–208, 2020.

BENÍTEZ-ÁVILA, C.; HARTMANN, A.; DEWULF, G.; HENSELER, J. Interplay of relational and contractual governance in public-private partnerships: The mediating role of relational norms, trust and partners' contribution. **International Journal of Project Management**, v. 36, n. 3, p. 429–443, 2018.

BENNICH, T.; PERSSON, Å.; BEAUSSART, R.; ALLEN, C.; MALEKPOUR, S. Recurring patterns of SDG interlinkages and how they can advance the 2030 Agenda. **One Earth**, v. 6, n. 11, p. 1465–1476, 2023.

BEZERRA, A. K. L.; REIS NETO, A. F.; ANDRADE, M. O. de. Cidadania ambiental e participação popular: efetividade da legislação ambiental em um parque de energia solar no Piauí. **Revista de Direito da Cidade**, v. 13, n. 1, 2021.

BITTENCOURT, R.; PEREIRA, H. B. de B.; MORET, M. A.; DA CUNHA LIMA, I. C.; GALAM, S. A Novel Evaluation of Income Class Boundaries Using Inflection Points of Probability Density Functions: A Case Study of Brazil. **Entropy**, v. 27, n. 2, 2025.

BIYGAUTANE, M.; NEESHAM, C.; AL-YAHYA, K. O. Institutional entrepreneurship and infrastructure public-private partnership (PPP): Unpacking the role of social actors in implementing PPP projects. **International Journal of Project Management**, v. 37, n. 1, p. 192–219, 2019.

BRANCO, H.; CASTRO, R.; LOPES, A. S. Battery energy storage systems as a way to integrate renewable energy in small isolated power systems. **Energy for Sustainable Development**, v. 43, p. 90–99, 2018.

BRASIL. Lei n. 11.079, de 30 de dezembro de 2004. Institui normas gerais para licitação e contratação de parceria público-privada no âmbito da administração pública. 2004. **Diário Oficial da União 2004**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l11079.htm>. 2004. Acesso em: 7 jan. 2024.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988. 4. ed. São Paulo: **Saraiva**, 1990.

BRASIL. **Lei n. 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 21 fev. 2023.

BRASIL. **Lei n. 8.987,** de 13 de fevereiro de 1995. 1995. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br /ccivil_03/leis/l8987cons.htm>. Acesso em: 21 out. 2025.

BURSZTYN, M. Energia solar e desenvolvimento sustentavel no Semiarido: O desafio da integracao de politicas publicas. **Estudos Avancados**, v. 34, n. 98, p. 167–186, 2020.

BUSO, M.; MARTY, F.; TRAN, P. T. Public-private partnerships from budget constraints: Looking for debt hiding? **International Journal of Industrial Organization**, v. 51, p. 56–84, 2017.

BYK, F.; FROLOVA, Y.; MYSHKINA, L. The Efficiency of Distributed and Centralized Power System Integration. **E3S Web of Conferences**, v. 114, p. 05007, 2019.

CAMPANHOLO, T. R. **Metodologia para Estimativa das Emissões Evitadas de Gases de Efeito Estufa na Geração de Energia Elétrica a partir do Hidrogênio Eletrolítico obtido através da Energia Vertida Turbinável**. 2016.148f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Faculdade de Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, 2016.

CAMPOS, M. de S.; SILVA, L. L.; VIEIRA, L. B.; GUIMARÃES, S. Controle social e produção de políticas através de contratos: parcerias público-privadas de Minas Gerais e São Paulo no período 2005-2015. **Revista Eletrônica de Administração (Porto Alegre)**, v. 26, n. 3, p. 673–708, 2020.

CANAL SOLAR. **Módulo com potência de 767.38 Wp é lançado na SNEC 2024**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/modulo-potencia-767-lancado-snec/>. Acesso em: 12 out. 2025.

CANAL SOLAR. **Parcerias Público-Privadas (PPPs)**. 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tag/ppp/>. Acesso em: 17 mar. 2024.

CARRERA, L. A. I.; GARCIA-BARAJAS, M. G.; CONSTANTINO-ROBLES, C. D.; ÁLVAREZ-ALVARADO, J. M.; CASTILLO-ALVAREZ, Y.; RODRÍGUEZ-RESÉNDIZ, J. Efficiency and Sustainability in Solar Photovoltaic Systems: A Review of Key Factors and Innovative Technologies. **Eng**, v. 6, n. 3, 2025.

CATALDI, M.; SANCHO, L.; ESPOSTE COUTINHO, P.; DA FONSECA AGUIAR, L.; GALVES, V. L. V.; GUIDA, A. Teleconnection Patterns and Synoptic Drivers of Climate Extremes in Brazil (1981–2023). **Atmosphere**, v. 16, n. 6, 2025.

CAVALCANTI, Á. de A. **Avaliação de desempenho em sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração distribuída através da análise de envoltória de dados**. 2018. 159f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Pernambuco, Recife – PE, 2018.

CHUDINZOW, D.; KLENK, M.; ELTROP, L. Impact of field design and location on the techno-economic performance of fixed-tilt and single-axis tracked bifacial photovoltaic power plants. **Solar Energy**, v. 207, p. 564–578, 2020.

COMPESA. **Pernambuco firma parceria público-privada inédita para autoprodução de energia da COMPESA – COMPESA**. 2022. Disponível em: <https://servicos.compesa.com.br/pernambuco-firma-parceria-publico-privada-inedita-para-autoproducao-de-energia-da-compesa/>. Acesso em: 7 jan. 2024.

COSTA, V. B. F.; CAPAZ, R. S.; SILVA, P. F.; DOYLE, G.; AQUILA, G.; COELHO, É. O.; LORENCI, E. de; PEREIRA, L. C.; MACIEL, L. B.; BALESTRASSI, P. P.; BONATTO, B. D.; SILVA, L. C. da. Socioeconomic and environmental consequences of a new law for regulating distributed generation in Brazil: A holistic assessment. **Energy Policy**, v. 169, 2022.

COUSSE, J. Still in love with solar energy? Installation size, affect, and the social acceptance of renewable energy technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 145, 2021.

CRESESB. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**. 2025. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 19 dez. 2025.

CRISTEA, M.; CRISTEA, C.; TÎRNOVAN, R. A.; ȘERBAN, F. M. Levelized Cost of Energy (LCOE) of Different Photovoltaic Technologies. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 15, n. 12, 2025.

CUI, C.; LIU, Y.; HOPE, A.; WANG, J. Review of studies on the public–private partnerships (PPP) for infrastructure projects. **International Journal of Project Management**, v. 36, n. 5, p. 773–794, 2018.

DAI, L.; SHEN, J.; ZHANG, F. Development status and application analysis of new energy photovoltaic power generation energy market based on artificial intelligence. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, v. 19, p. 351–358, 2024.

DAVID, T. M.; SOUZA, T. M. de; RIZOL, P. M. S. R. Photovoltaic systems: a review with analysis of the energy transition in Brazilian culture, 2018–2023. **Energy Informatics Springer Nature**, v. 7, n. 14, 2024.

DIAHOVCHENKO, I.; MORVA, G.; CHUPRUN, A.; KEANE, A. Comparison of voltage rise mitigation strategies for distribution networks with high photovoltaic penetration. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 212, 2025.

DINÇER, F. The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 1, p. 713–720, 2011.

DUAIK, I. R.; FERRAZ, D.; SILVEIRA, N. J. C.; TORRES, C. E. da G.; REBELATTO, D. A. do N. Financial Viability of a Photovoltaic System: the case of University Hospital at the UFSCar/Brazil. **Exacta**, 2022.

EPE. **Dados Abertos**. 2026. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/dados-abertos>. Acesso em: 09 fev. 2026.

EQUATORIAL PIAUÍ. **Histórico de Reajustes Tarifários – Equatorial Energia Piauí**. Disponível em: <https://pi.equatorialenergia.com.br/institucional/transparencia/historico-de-reajustes-tarifarios/>. Acesso em: 14 dez. 2025.

FABRA, N.; GUTIÉRREZ, E.; LACUESTA, A.; RAMOS, R. Do renewable energy investments create local jobs? **Journal of Public Economics**, v. 239, p. 105212, 2024.

FENG, Z.; HE, Q. C.; MA, G. Mitigating poverty through solar panels adoption in developing economies. **Decision Sciences**, v. 53, n. 6, p. 1003–1023, 2022.

FERONI, W. J.; SILVA, I. N.; RAMOS, L. R.; SOUZA, O. dos S. S.; FERONI, R. de C.; FARIA, R. B. de; ALBORGHETTI, M. R. Cogeração e produção de bioeletricidade no setor sucroenergético. **Latin American Journal of Energy Research**, v. 12, n. 3, p. 117–122, 29, 2025.

FERREIRA, A.; KUNH, S. S.; FAGNANI, K. C.; DE SOUZA, T. A.; TONEZER, C.; DOS SANTOS, G. R.; COIMBRA-ARAÚJO, C. H. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 181–191, 2018.

FERREIRA, R. de Á.; SOUZA, S. R. de; MORAES, A. M. de; LIRA, M. A. T.; GIRÃO, A. L. de A. Desmatamento inerente à instalação de usinas fotovoltaicas centralizadas no estado do Ceará. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 15, n. 1, p. 73–81, 2024.

FLETA-ASÍN, J.; MUÑOZ, F.; ROSELL-MARTÍNEZ, J. Public-private partnerships: determinants of the type of governance structure. **Public Management Review**, v. 22, n. 10, p. 1489–1514, 2020.

GERGELY, L. Z.; CSOKNYAI, T.; HORVÁTH, M. Novel load matching indicators for photovoltaic system sizing and evaluation. **Applied Energy**, v. 327, 2022.

GHADIM, H. V.; HAAS, J.; BREYER, C.; GILS, H. C.; READ, E. G.; XIAO, M.; PEER, R. Are we too pessimistic? Cost projections for solar photovoltaics, wind power, and batteries are over-estimating actual costs globally. **Applied Energy**, v. 390, 2025.

GIMENES, T. K.; SILVA, M. P. C. da; LEDESMA, J. J. G.; ANDO, O. H. Impact of distributed energy resources on power quality: Brazilian scenario analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 211, 2022.

GLOWIK, M.; CHWIALKOWSKA, A.; BHATTI, W. A. Global solar photovoltaic industry network dynamics 2007–2023. Inter-organizational relationships as a source of competitive advantage? **Journal of Cleaner Production**, v. 467, n. 142921, 2024.

GONCALVES, L. de A.; FARIA, L.; MANNICH, M.; COELHO, M.; RIGOTTI, J. A.; BLENINGER, T.; VITULE, J. R. S. A Systematic Review of Floating Photovoltaic Plant Environmental Impacts. **Journal of Sustainable Development**, v. 18, n. 1, p. 94, 2025.

GOOGLE. **Google Earth.** 2025. Disponível em: <https://earth.google.com>. Acesso em: 13 mar. 2025.

GREEN, M. A.; DUNLOP, E. D.; YOSHITA, M.; KOPIDAKIS, N.; BOTHE, K.; SIEFER, G.; HAO, X.; JIANG, J. Y. Solar Cell Efficiency Tables (Version 66). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 33, n. 7, p. 795–810, 2025.

GUERRERO-LEMUS, R.; CAÑADILLAS-RAMALLO, D.; REINDL, T.; VALLE-FEIJÓO, J. M. A simple big data methodology and analysis of the specific yield of all PV power plants in a power system over a long time period. Renewable and Sustainable **Energy Reviews**, v. 107, p. 123–132, 2019.

GULKOWSKI, S. Specific Yield Analysis of the Rooftop PV Systems Located in South-Eastern Poland. **Energies**, v. 15, n. 10, 2022.

HARTONO, D.; HASTUTI, S. H.; HALIMATUSSADIAH, A.; SARASWATI, A.; MITA, A. F.; INDRIANI, V. Comparing the impacts of fossil and renewable energy investments in Indonesia: A simple general equilibrium analysis. **Heliyon**, v. 6, n. 6, 2020.

HASSAN, Q.; ALGBURI, S.; JASZCZUR, M.; BARAKAT, M.; SAMEEN, A. Z.; ALI, B. M.; KASSID, D. J. Advancing toward a sustainable future in subtropical semi-arid type climatic zone: Iraq case - The progress of solar photovoltaic energy implementation. **e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy**, v. 8, 2024.

HEIDEIER, R.; BAJAY, S. V.; JANNUZZI, G. M.; GOMES, R. D. M.; GUANAIS, L.; RIBEIRO, I.; PACCOLA, A. Impacts of photovoltaic distributed generation and energy efficiency measures on the electricity market of three representative Brazilian distribution utilities. **Energy for Sustainable Development**, v. 54, p. 60–71, 2020.

HENNINK, M.; KAISER, B. N. Sample sizes for saturation in qualitative research: A systematic review of empirical tests. **Social Science & Medicine**, v. 292, p. 114523, 2022.

HOPKIN, J.; RODRÍGUEZ-POSE, A. "Grabbing hand" or "helping hand"?: Corruption and the economic role of the state. **Governance**, v. 20, n. 2, p. 187–208, 2007.

HUAWEI. **Lista de Produtos Comerciais e Industriais | HUAWEI Smart PV Brasil**. Disponível em: <https://solar.huawei.com/br/products/commercial-industrial/>. Acesso em: 19 jan. 2025.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - **Censo Brasileiro de 2022**. Rio de Janeiro: IBGE. 2023.

IBRAHIM, F. B.; JANTAN, A. H. Bin. Challenges, barriers, and solutions in Public-Private Partnerships (PPP): a comprehensive review. **International Journal of Professional Business Review**, v. 9, n. 10, p. 1-40, 2024.

IEA. **International Energy Agency - Snapshot 2026**. Disponível em: < https://iea-pvps.org/ snapshot-reports/snapshot-2026/>. Acesso em: 9 jun. 2026.

IEA. **International Energy Agency - Scaling Up Private Finance for Clean Energy in Emerging and Developing Economies**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/scaling-up-private-finance-for-clean-energy-in-emerging-and-developing-economies>. Acesso em: 16 set. 2025.

IGLESIAS, C.; VILAÇA, P. On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides. **Energy Policy**, v. 167, 2022.

INMET. **INMET: BDMEP.** Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/#>. Acesso em: 29 abr. 2025.

INMETRO. **Avaliação da Conformidade**. Disponível em: <https://registro.inmetro.gov.br/ consulta/>. Acesso em: 19 jan. 2025.

IRENA. **International Renewable Energy Agency**. Renewable Power Generation Costs In 2024. Disponível em: <https://www.irena.org/>. Acesso em: 19 dez. 2025.

KAVLAK, G.; KLEMUN, M. M.; KAMAT, A. S.; SMITH, B. L.; MARGOLIS, R. M.; TRANCIK, J. E. Nature of innovations affecting photovoltaic system costs. **PLoS One**, v. 20, n. 8, 2025.

KAZEM, H. A.; KHATIB, T.; SOPIAN, K.; ELMENREICH, W. Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. **Energy and Buildings**, v. 82, p. 123–129, 2014.

KHAWAJA, M. K.; GHAITH, M.; ALKHALIDI, A. Public-private partnership versus extended producer responsibility for end-of-life of photovoltaic modules management policy. **Solar Energy**, v. 222, p. 193–201, 2021.

KIBAARA, S.; KARWERU, M. Developing a Techno-Economic Modelling Tool for Small scale Utility Solar PV Technology for Quantifyting Environmental Impacts. **2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON)**, p. 1–6, 2022.

KIM, J.; RABELO, M.; PADI, S. P.; YOUSUF, H.; CHO, E. C.; YI, J. A review of the degradation of photovoltaic modules for life expectancy. **Energies**, v. 14, n. 14, 2021.

KULL, K.; ASAD, B.; KHAN, M. A.; NASEER, M. U.; KALLASTE, A.; VAIMANN, T. Faults, Failures, Reliability, and Predictive Maintenance of Grid-Connected Solar Systems: A Comprehensive Review. **Applied Sciences**, v. 15, n. 21, 2025.

LEE, H. J.; HUH, S. Y.; YOO, S. H. Social preferences for small-scale solar photovoltaic power plants in South Korea: A choice experiment study. **Sustainability (Switzerland)**, v. 10, n. 10, 2018.

LIMA, C. M. C.; COELHO, A. C. Alocação e mitigação dos riscos em parcerias público-privadas no Brasil. **Revista de Administracao Publica**, v. 49, n. 2, p. 267–291, 2015.

LIMA, M. A.; MENDES, L. F. R.; MOTHÉ, G. A.; LINHARES, F. G.; DE CASTRO, M. P. P.; DA SILVA, M. G.; STHEL, M. S. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, v. 33, 2020.

LIMA, P. de T. D.; MARIANO NETO, M.; ABRAHÃO, R. Análise dos processos de avaliação de impacto ambiental em usinas fotovoltaicas no Nordeste do Brasil. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 15, n. 3, p. 1260–1273, 2022.

LIRA, M. A. T.; MELO, M. L. da S.; RODRIGUES, L. M.; SOUZA, T. R. M. de. Contribuição dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica para a Redução de CO_2 no Estado do Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 34, n. 3, p. 389–397, 2019.

LIVERA, A.; THERISTIS, M.; MICHELI, L.; STEIN, J. S.; GEORGHIOU, G. E. Failure diagnosis and trend-based performance losses routines for the detection and classification of incidents in large-scale photovoltaic systems. **Progress in Photovoltaics**, v. 30, n. 8, p. 921–937, 2022.

MACÊDO, W. N. **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2006. 183p. Tese (Doutorado – Programa Interinidades de Pós-graduação em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MAESTRI, C. O. N. M. **Avaliação do efeito da geração distribuída na tarifa de energia: aspectos conceituais, regulamentares, metodológicos e propostas para uma solução de equilíbrio**. 2021. 142f. Tese (Doutorado em Ciências Contábeis) – Faculdade de Ciências Contábeis. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2021.

MAESTRI, C. O. N. M.; ANDRADE, M. E. M. C. Priorities for tariff compensation of distributed electricity generation in Brazil. **Utilities Policy**, v. 76, 2022.

MARTINS, V.A.; BRANCO, D.A.C.; HALLACK, M.C.M. Economic Effects of Micro-and Mini-Distributed Photovoltaic Generation for the Brazilian Distribution System. **Energies**, v. 15, n. 737, 2022.

MASSARO, F.; LICARI, J.; MICALLEF, A.; RUFFINO, S.; SPITERI STAINES, C. Mitigation of Reverse Power Flows in a Distribution Network by Power-to-Hydrogen Plant. **Energies**, v. 18, n. 15, 2025.

MAYER, M. J.; SZILÁGYI, A.; GRÓF, G. Ecodesign of ground-mounted photovoltaic power plants: Economic and environmental multi-objective optimization. **Journal of Cleaner Production**, v. 278, 2021.

MCTI. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Fator médio - Inventários corporativos**. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao >. Acesso em: 13 mar. 2025.

MEDEIROS, R. M. de; CAVALCANTI, E. P.; DUARTE, J. F. de M. Classificação climática de Köppen para o Estado do Piauí - Brasil. **Revista Equador (UFPI)**, v. 9, n. 3, p. 82–99, 2020.

MEINSHAUSEN, M.; LEWIS, J.; MCGLADE, C.; GÜTSCHOW, J.; NICHOLLS, Z.; BURDON, R.; COZZI, L.; HACKMANN, B. Realization of Paris Agreement pledges may limit warming just below 2 °C. **Nature**, v. 604, n. 7905, p. 304–309, 2022.

MELE, M.; GURRIERI, A. R.; MORELLI, G.; MAGAZZINO, C. Nature and climate change effects on economic growth: an LSTM experiment on renewable energy resources. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 28, n. 30, p. 41127–41134, 2021.

MELO-SILVA, G.; LOURENÇO, R. L.; ANGOTTI, M. Public-private partnerships: Administrative modernization and economic relationships immersed in conflicts of interest and corruption. **Revista de Administracao Publica**, v. 55, n. 3, p. 538–558, 2021.

MONTEIRO, F.; SARQUIS, E.; BRANCO, P. Identifying Critical Failures in PV Systems Based on PV Inverters' Monitoring Unit: A Techno-Economic Analysis. **Energies**, v. 17, n. 18, 2024.

MORAIS, F. H. M. de; MORAES, A. M. de; BARBOSA, F. R. Technical-economic analysis of the first mini-generation photovoltaic system of Piauí, Brazil. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 10, p. 1706–1714, 1 out. 2019.

MORAIS, F. H. M. de; LIRA, M. A. T.; LOPES, W. G. R. Solar and groundwater resources assessment for the installation of photovoltaic pumping systems in the state of Piauí, Brazil. **Groundwater for Sustainable Development**, v. 29, p. 101443, 2025.

MORAIS, F. H. M. de; SILVA, O. A. V. de O. L. da; MORAES, A. M. de; BARBOSA, F. R. Influence of Solar Irradiation in the Analysis of the Economic Viability of Photovoltaic Systems. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 36, n. 4, p. 723–734, 2021a.

MORAIS, F. H. M. de; SILVA, O. A. V. de O. L. da; MORAES, A. M. de; BARBOSA, F. R. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: Fundamentos para análise de viabilidade técnico-econômica**. 1. ed. Teresina: EdUESPI, 2021b.

NASCIMENTO, R. L. ENERGIA SOLAR NO BRASIL: SITUAÇÃO E PERSPECTIVASBrasília. **Consultoria Legislativa**, Câmara dos Deputados, 2017.

ONS. Operador Nacional do Sistema - **Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional - Estudo prospectivo julho a novembro de 2021**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/CTA-ONS%20DGL%201496-2021%20-%20Avaliação%20das%20Condições%20de%20Atendimento%20Eletroenergético%20do%20Sistema%20Interligado%20Nacional%20-%20SIN.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2023.

ONU. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável | As Nações Unidas no Brasil**. 2015. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 12 jan. 2025.

ONU – Organização das Nações Unidas. **Investing in sustainable energy for all**. Em: World Investment Report 2023. p. 139–189, United Nations, 2023.

OTHMAN, K.; KHALLAF, R. Analyzing the factors that affect the renewable energy PPP market: A comparative analysis between developing and developed countries. **AIMS Energy**, v. 12, n. 2, p. 505–531, 2024.

PALIWAL, P. Reliability constrained planning and sensitivity analysis for solar-wind-battery based isolated power system. **International Journal of Sustainable Energy Planning and Management**, v. 29, p. 109–126, 2020.

PAVEGLIO, T. B.; MCGOWN, B.; WILSON, P. I.; KRUMPE, E. E. The Wild and Scenic Rivers Act at 50: Managers' views of actions, barriers and partnerships. **Journal of Outdoor Recreation and Tourism**, v. 37, 2022.

PATEL, S.; RAO, K. V. S. Social acceptance of solar energy technology in India. 2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability, **ICEETS 2016**, p. 142–147, 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São Jose dos Campos: Universidade Federal de São Paulo, 2017.

PLATERO–GAONA, C. A.; LÓPEZ–PANIAGUA, I.; MUÑOZ–ANTÓN, J.; RODRÍGUEZ–MARTÍN, J. Turboefficiency: An enhancement to improve existing solar thermal plants with readily available technology. **Solar Energy**, v. 273, 2024.

PNUD BRASIL. **IDHM Municípios 2010 | Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento**. 2010. Disponível em: < https://www.undp.org/pt/brazil/idhm-municipios-2010>. Acesso em: 7 out. 2025.

POMPERMAYER, R. de S.; DUTRA, Y. S.; SANTOS, E. C.; PIMENTA, E. C. L. S. Análise da viabilidade econômica da implementação de um sistema solar fotovoltaico em uma residência localizada na cidade de Teófilo Otoni – MG. **Revista Multidisciplinar do Nordeste Mineiro**, v. 14, n. 1, p. 1–21, 2025.

PREFEITURA MUNICIPAL DE ALTOS - PI. **Previsão de receitas - Altos - PI**. Disponível em: <https://transparencia.altos.pi.gov.br/balancetes/previsao-receitas?q%5Blancamento_contabil_prestacao_conta_anoReferencia_eq%5D=2024&q%5Blancamento_contabil_prestacao_conta_mesReferencia_eq%5D=9>. Acesso em: 20 dez. 2025.

PREFEITURA RIO. **Solário Carioca: de aterro sanitário a polo produtor de energia limpa - Prefeitura da Cidade do Rio de Janeiro**. Disponível em: <https://prefeitura.rio/ccpar/solario-carioca-de-aterro-sanitario-a-polo-produtor-de-energia-limpa/>. Acesso em: 17 nov. 2025.

PUDUR, R.; RAJAK, M. K. A comprehensive review of grid-connected inverter topologies and control strategies (2020–2025). **Next Energy**, v. 9, 2025.

PYTEL, K.; HUDY, W.; FILIPEK, R.; PIASKOWSKA-SILARSKA, M.; DEPEŠOVÁ, J.; SITO, R.; JANISZEWSKA, E.; SIERADZKA, I.; SULKOWSKI, K. Evaluation of Environmental Factors Influencing Photovoltaic System Efficiency Under Real-World Conditions. **Energies**, v. 18, n. 8, 2025.

RAGHUTLA, C.; KOLATI, Y. Public-private partnerships investment in energy as new determinant of renewable energy: The role of political cooperation in China and India. **Energy Reports**, v. 10, p. 3092–3101, 2023.

RANA, R. L.; LOMBARDI, M.; GIUNGATO, P.; TRICASE, C. Trends in scientific literature on energy return ratio of renewable energy sources for supporting policymakers. **Administrative Sciences**. v.10, p. 1-17, 2020.

RAVILLA, A.; SHIRKEY, G.; CHEN, J.; JARCHOW, M.; STARY, O.; CELIK, I. Techno-economic and life cycle assessment of agrivoltaic system (AVS) designs. **Science of The Total Environment**, v. 912, p. 169274, 2024.

REDISKE, G.; SILUK, J. C. M.; MICHELS, L.; RIGO, P. D.; ROSA, C. B.; CUGLER, G. Multi-criteria decision-making model for assessment of large photovoltaic farms in Brazil. **Energy**, v. 197, 2020.

REN21. **Renewables Global Status Report - REN21**. 2021. Disponível em: <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>. Acesso em: 8 jul. 2023.

RIGO, P. D.; SILUK, J. C. M.; LACERDA, D. P.; ROSA, C. B.; REDISKE, G. Is the success of small-scale photovoltaic solar energy generation achievable in Brazil? **Journal of Cleaner Production,** v. 240, 2019.

RISEN SOLAR. **Fabricante de painéis solares - Risen Energy**. Disponível em: <https://risenenergy.com.au/solar-solutions/risen-solar-panels/>. Acesso em: 19 jan. 2025.

RITCHIE, H.; ROSER, M.; ROSADO, P. **Energy**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy>. Acesso em: 8 jul. 2023.

RODRIGUES, L. M.; LIRA, M. A. T.; SOUSA NETO, M. L. de. Mitigação dos Efeitos das Mudanças Climáticas a partir da Substituição Gradual de Termelétricas a Carvão por Usinas Fotovoltaicas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 35, n. 3, p. 415–424, 2020.

SACCARDO, R. R.; DOMINGUES, A. M.; BATTISTELLE, R. A. G.; BEZERRA, B. S.; SIQUEIRA, R. M.; NETO, J. B. S. dos S. Investment in photovoltaic energy: An attempt to frame Brazil within the 2030 passage target of the Paris agreement. **Cleaner Energy Systems**, v. 5, p. 100070, 2023.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 590–601, 2017.

SANSANIWAL, S. K.; ROSEN, M. A.; TYAGI, S. K. Global challenges in the sustainable development of biomass gasification: An overview. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 23–43, 2017.

SERTÃOSOL. **Projeto SerTãoSol**. Disponível em: <https://www.sertaosol.com.br/>. Acesso em: 8 jun. 2026.

SHARABY, M. R.; SHARSHIR, S. W.; ELBAHLOUL, A. A.; KANDEAL, A. W.; RASHAD, M. Performance evaluation of fixed and sun-tracking photovoltaic systems integrated with spray cooling. **Solar Energy**, v. 288, 2025.

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. Performance analysis of a 190kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India. **Energy**, v. 55, p. 476–485, 2013.

SILVA, O. A. V. de O. L. da; MOITA NETO, J. M.; LIRA, M. A. T. Análise envoltória de dados para a gestão energética em instituições de ensino superior multicampi. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais (Online)**, v. 50, p. 78–96, 2019.

SILVA, O. A. V. de O. L. da; MOITA NETO, J. M.; LIRA, M. A. T.; MORAIS, F. H. M. de. Expansion of photovoltaic systems in multicampi higher education institutions: evaluation and guidelines. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, v. 56, n.4, p. 697–709, 2021.

SOARES, C. A. B.; NADAE, J. de; NASCIMENTO, D. C. do; FIRMINO, P. R. A.; MORIOKA, S. N. Photovoltaic solar energy and sustainability in higher education institutions: a multiple case study. **Revista Gestão da Produção Operações e Sistemas**, v. 18, p. 103–135, 2023.

SOUSA, B. L. P. de; LOPES, F.; LOAYZA, D. M. J.; MAYA, D. M. Y.; PABON, J. J. G. Case Study of the Impact of New Brazilian Legislation in the Year 2023 on the Economic Feasibility of Photovoltaic Microgeneration: Homes in the City of Fortaleza. **Energies**, v. 17, n. 15, 2024.

SOUSA, D. L.; LIRA, M. A. T.; MORAES, A. M. de. Impacto da PPP das miniusinas de energia solar fotovoltaica do estado do Piauí na SEDUC. **ARACÊ**, v. 7, n. 12, p. 1–21, 2025.

SOUSA, D. L.; LIRA, M. A. T.; MORAES, A. M. de. Impactos socioambientais da implementação das miniusinas de energia solar fotovoltaica no âmbito das Parcerias Público-Privadas do estado do Piauí. **RECIMA21**, v. 7, n. 4, p. e747532, 2026.

SOUSA, D. L.; LIRA, M. A. T.; MORAES, A. M. de. Parcerias Público-Privadas (PPPs) no avanço da energia solar fotovoltaica no Brasil. **Anais do X Congresso Brasileiro de Energia Solar - X CBENS**, 2024.

SOUSA, D. L.; SILVA, O. A. V. de O. L. da; MORAIS, F. H. M. de; LIRA, M. A. T.; MORAES, A. M. de; ALVES, D. R. da S. Economic feasibility of distributed generation for Brazilian households: influence of the new legal framework. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, v. 58, n. 1, p. 134–144, 2023.

SOUSA FILHO, D. N. de. Camarotização nas Parcerias Público-Privadas: evidencias da mercantilização e restrição ao livre acesso dos bens públicos. Em: Conhecimento em Rede: Explorando a Multidisciplinaridade. **Editora Impacto Científico**. 3. ed., p. 800–811, 2025.

SUNDAH, J.; ROOROH, B.; VITA, V.; WOLLEY, P. P.; AMBAR, J.; KAMURA, R.; TANGON, F.; LANGITAN, C.; TUMANGKENG, N.; MANADO, P. N.; UTARA, S. Solar Power Generation System at Household Scale. **Interdisciplinary Journal of Advanced Research and Innovation**, v. 2, n. 4, 2024.

SUPARC. **Miniusinas de Energia Solar – Superintendência de Parcerias e concessões – SUPARC (2026)**. Disponível em: < https://suparc.sead.pi.gov.br/projetos/miniusinas-de-energia-solar/ >. Acesso em: 5 jan. 2026.

SUPARC. **Relatório de Execução – Piauí Conectado (2021)**. Disponível em: < http://www.ppp.pi.gov.br/pppteste/wp-content/uploads/2021/11/RELAT%C3%93RIO-01-v4-Assinado.pdf >. Acesso em: 15 set. 2025.

SUPARC. **Rodovia Transcerrados – Superintendência de Parcerias e concessões – SUPARC (2025)**. Disponível em: <https://suparc.sead.pi.gov.br/projetos/rodovia-transcerrados/>. Acesso em: 25 nov. 2025.

SUURONEN, A.; LENSU, A.; KUITUNEN, M.; ANDRADE-ALVEAR, R.; CELIS, N. G.; MIRANDA, M.; PEREZ, M.; KUKKONEN, J. V. K. Optimization of photovoltaic solar power plant locations in northern Chile. **Environmental Earth Sciences**, v. 76, n. 24, 2017.

TAKEDA, S.; KEELEY, A. R.; SAKURAI, S.; MANAGI, S.; NORRIS, C. B. Are renewables as friendly to humans as to the environment?: A social life cycle assessment of renewable electricity. **Sustainability (Switzerland)**, v. 11, n. 5, 2019.

TBEA. **TBEA GROUP GREECE *datasheets***. Disponível em: <https://tbea.gr/>. Acesso em: 3 nov. 2025.

TCE PI - Tribunal de Contas do Estado do Piauí. **TCE determina providências à Empresa Tecnologia da Informação do Piauí após monitoramento da PPP Piauí Conectado**. Disponível em: <https://www.tcepi.tc.br/tce-determina-providencias-a-empresa-tecnologia-da-informacao-do-piaui-apos-monitoramento-da-ppp-piaui-conectado/>. Acesso em: 17 out. 2025.

TERRAPON-PFAFF, J.; FINK, T.; VIEBAHN, P.; JAMEA, E. M. Social impacts of large-scale solar thermal power plants: Assessment results for the NOORO I power plant in Morocco. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, 2019.

TIMILSINA, G. R. The economics of deploying distributed solar photovoltaics in developing countries: Some insights from an analysis for Bangladesh. **Energy for Sustainable Development**, v. 70, p. 247–258, 2022.

TRINASOLAR. **Trinasolar *datasheets***. Disponível em: <https://www.trinasolar.com/en-glb/>. Acesso em: 3 nov. 2025.

VANCLAY, F.; ESTEVES, A. M. (ed.). **Handbook of Social Impact Assessment and Management**. Edward Elgar Publishing, 2024.

VIEIRA, S. J. de C. **Impacto econômico sobre as tarifas residenciais associado à expansão da microgeração solar distribuída no Brasil**. 2021. 173f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Programa de Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2021.

VILLELA, J. N.-; RAPOZO, F. de O.; DOMINGOS, M. de L. C.; QUELHAS, O. L. G. Energia em tempo de descarbonização: uma revisão com foco em consumidores fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais (Online)**, n. 45, p. 130–144, 2017.

WORLD BANK. **The PPP Reference Guide Version 2.0**. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/topic/publicprivatepartnerships/publication/the-ppp-reference-guide-version-20>. Acesso em: 12 jul. 2023.

XUE, Y.; LINDKVIST, C. M.; TEMELJOTOV-SALAJ, A. Barriers and potential solutions to the diffusion of solar photovoltaics from the public-private-people partnership perspective – Case study of Norway. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 137, 2021.

ZAGHBA, L.; KHENNANE, M.; MEKHILEF, S.; FEZZANI, A.; BORNI, A. Experimental outdoor performance assessment and energy efficiency of 11.28 kWp grid tied PV systems with sun tracker installed in saharan climate: A case study in Ghardaia, Algeria. **Solar Energy**, v. 243, p. 174–192, 2022.

ZANETTI NETO, G.; COSTA, W. T. da; VASCONCELOS, V. B. A resolução normativa N° 482/2012 da ANEEL: possibilidades e entraves para a microgeração distribuída. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 5, n. 2, p. 119–127, 2014.

APÊNDICE I

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE PÓS-GRADUAÇÃO
DOUTORADO EM DESENVOLVIMENTO E MEIO AMBIENTE (DDMA)
ASSOCIAÇÃO PLENA EM REDE:
UFPI-UFC-UFRN-UFPB-UFPE-UFS-UESC-UFMA
Avenida Universitária, n°1310 – Fone (86) 3215-5566
E-mail: prodemadr@ufpi.edu.br

Título: IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPP) DO ESTADO DO PIAUÍ

Pesquisador Responsável: Daniel Leal Sousa

Pesquisadores membros da equipe: Marcos Antônio Tavares Lira
Albemerc Moura de Moraes

N°_____

QUESTIONÁRIO (População Local)

Este questionário faz parte do estudo de doutorado que visa avaliar os impactos socioambientais e econômicos das miniusinas de geração solar fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPPs) dos Estado do Piauí. Sua participação é voluntária e todas as respostas serão confidenciais.

Seção 1: Informações Demográficas

1.1. Idade: _____ anos

1.2. Gênero:
( ) Masculino.
( ) Feminino.
( ) Prefiro não informar.

1.3. Renda familiar mensal aproximada (em salários mínimos):
( ) Menos de 1.

( ) 1 a 2.
( ) 3 a 5.
( ) Mais de 5.

1.4. Grau de escolaridade:
( ) Ensino Fundamental incompleto.
( ) Ensino Fundamental completo.
( ) Ensino Médio incompleto.
( ) Ensino Médio completo.
( ) Ensino Superior incompleto.
( ) Ensino Superior completo.
( ) Pós-graduação.

1.5. Ocupação: _____

Seção 2: Percepção e Conhecimento
2.1. Você está ciente da instalação da miniusina solar fotovoltaica em sua comunidade?
( ) Sim
( ) Não

2.2. Como você avalia o nível de informação fornecido sobre a miniusina antes de sua instalação?
( ) Muito bom
( ) Bom
( ) Regular
( ) Ruim
( ) Muito ruim
( ) Não recebi informações

2.3. Na sua opinião, quais são os principais benefícios da miniusina solar fotovoltaica para a comunidade? (Marque todas que se aplicam)
( ) Geração de empregos.
( ) Melhoria na qualidade da energia elétrica.
( ) Educação ambiental.
( ) Melhoria na qualidade do ar.
( ) Outros (por favor, especifique):_____

Seção 3: Impactos Socioambientais
3.1. Você percebeu alguma mudança na qualidade do meio ambiente local desde a instalação da miniusina solar?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.2. Houve alguma mudança na percepção da comunidade sobre energia renovável e sustentabilidade?

( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.3. Você acredita que a miniusina trouxe benefícios educacionais para a comunidade, como maior conscientização sobre energia renovável?
( ) Sim
( ) Não

Seção 4: Impactos Econômicos
4.1. Houve criação de empregos ou oportunidades de negócios na comunidade devido à instalação da miniusina?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

4.2. Em sua opinião, a miniusina contribui para o desenvolvimento econômico local?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, explique: _____
Seção 5: Sugestões e Comentários Finais
5.1. Você tem alguma sugestão ou comentário adicional sobre a miniusina solar fotovoltaica em sua comunidade?

APÊNDICE II

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE PÓS-GRADUAÇÃO
DOUTORADO EM DESENVOLVIMENTO E MEIO AMBIENTE (DDMA)
ASSOCIAÇÃO PLENA EM REDE:
UFPI-UFC-UFRN-UFPB-UFPE-UFS-UESC-UFMA
Avenida Universitária, n°1310 – Fone (86) 3215-5566
E-mail: prodemadr@ufpi.edu.br

Título: IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPP) DO ESTADO DO PIAUÍ

Pesquisador Responsável: Daniel Leal Sousa

Pesquisadores membros da equipe: Marcos Antônio Tavares Lira
Albemerc Moura de Moraes

N°_____

QUESTIONÁRIO (GESTORES)

Este questionário faz parte do estudo de doutorado que visa avaliar os impactos socioambientais e econômicos das miniusinas de geração solar fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPPs) dos Estado do Piauí. Sua participação é voluntária e todas as respostas serão confidenciais.

Seção 1: Informações Gerais

1.1. Nome do Município: _____

1.2. Cargo que exerce: _____

1.3. Número de miniusinas solares fotovoltaicas instaladas no município: _____

1.4. Existiam miniusinas instalas antes das PPPs das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, informe se houve participação do município nos projetos:

_____
_____

Seção 2: Planejamento e Implementação
2.1. O município participou do processo de escolha do local de instalação da miniusina?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva brevemente a como ocorreu a participação:

_____

2.2. Houve parcerias com órgãos do município para a instalação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique:

_____

2.3. Quais foram os principais desafios enfrentados na implementação das miniusinas?

_____
_____

2.4. Existem barreiras regulatórias ou infraestruturais que dificultam a expansão da energia solar fotovoltaica no município?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique:

_____

2.5. Existem planos para a expansão das instalações de miniusinas solares fotovoltaicas no município?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, detalhe:

_____
_____

Seção 3: Impactos Socioambientais
3.1. Você percebeu alguma mudança na qualidade do meio ambiente local desde a instalação da miniusina solar?

( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.2. Houve aumento na conscientização ambiental e interesse por energias renováveis para o município após a instalação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.3. Você acredita que a miniusina trouxe benefícios educacionais para a comunidade, como maior conscientização sobre energia renovável?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.4. Na sua opinião, quais são os principais benefícios da miniusina solar fotovoltaica? (Marque todas que se aplicam)
( ) Geração de empregos.
( ) Melhoria na qualidade da energia elétrica.
( ) Educação ambiental.
( ) Melhoria na qualidade do ar.
( ) Outros (por favor, especifique):_____

Seção 4: Impactos Econômicos
4.1. A instalação das miniusinas resultou em economia nos gastos públicos com energia?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique o percentual de economia: _____

4.2. Houve criação de empregos ou oportunidades de negócios na comunidade devido à instalação da miniusina?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

4.3. Em sua opinião, a miniusina contribui para o desenvolvimento econômico local?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, explique: _____

4.4. A instalação das miniusinas contribuiu com o aumento da arrecadação do município?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique o percentual de economia: _____

Seção 5: Sugestões e Comentários Finais
5.1. Você tem alguma sugestão ou comentário adicional relacionados à miniusina solar fotovoltaica instaladas por PPP no município?

APÊNDICE III

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE PÓS-GRADUAÇÃO
DOUTORADO EM DESENVOLVIMENTO E MEIO AMBIENTE (DDMA)
ASSOCIAÇÃO PLENA EM REDE:
UFPI-UFC-UFRN-UFPB-UFPE-UFS-UESC-UFMA
Avenida Universitária, n°1310 – Fone (86) 3215-5566
E-mail: prodemadr@ufpi.edu.br

Título: IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPP) DO ESTADO DO PIAUÍ

Pesquisador Responsável: Daniel Leal Sousa

Pesquisadores membros da equipe: Marcos Antônio Tavares Lira

Albemerc Moura de Moraes

N°_____

QUESTIONÁRIO (INSTALADORES)

Este questionário faz parte do estudo de doutorado que visa avaliar os impactos socioambientais e econômicos das miniusinas de geração solar fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPPs) dos Estado do Piauí. Sua participação é voluntária e todas as respostas serão confidenciais.

Seção 1: Informações Gerais

1.1. Cargo que exerce: _____

1.2. Tempo que exerce o cargo: _____

1.3. Nome da miniusina construída: _____

Seção 2: Planejamento e Implementação

2.1. A empresa participou do processo de escolha do local de instalação das miniusinas?
( ) Sim

( ) Não
Se sim, por favor, detalhe:
_____
_____

2.2. Número total de trabalhadores envolvidos na instalação da miniusina:_____
2.3. Foram contratados trabalhadores locais para a instalação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, detalhe:
_____
_____

2.4. Distribuição da mão de obra por categoria:

Engenheiros: _____

Técnicos: _____

Operários: _____

Administrativo: _____

Outros (especifique): _____

2.5. A empresa oferece treinamento específico para trabalhadores em tecnologia solar fotovoltaica?

( ) Sim

( ) Não
Se sim, por favor, especifique: _____

2.6. Quais foram os principais desafios enfrentados na implementação das miniusinas?

_____
_____

2.7. A empresa encontrou dificuldades logísticas ou de infraestrutura na instalação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique: _____

Seção 3: Características da Miniusina
3.1. Capacidade Total Instalada (em kWp):_____

3.2. Módulos Fotovoltaicos:
Quantidade:_____
Potência:_____

Modelo:_____
Tecnologia:_____

3.3. Inversores:
Quantidade:_____
Potência:_____
Modelo:_____

3.4. Estrutura de fixação utilizada e área ocupada pela miniusina.
_____

3.5. Qual a geração estimada mensal da miniusina? _____

3.6. Existe plano de manutenção da miniusina?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique: _____

Seção 5: Sugestões e Comentários Finais
5.1. Você tem alguma sugestão ou comentário adicional relacionados às miniusinas instaladas por PPPs?
_____
_____

APÊNDICE IV

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ
PRÓ-REITORIA DE ENSINO DE PÓS-GRADUAÇÃO
DOUTORADO EM DESENVOLVIMENTO E MEIO AMBIENTE (DDMA)
ASSOCIAÇÃO PLENA EM REDE:
UFPI-UFC-UFRN-UFPB-UFPE-UFS-UESC-UFMA
Avenida Universitária, n°1310 – Fone (86) 3215-5566
E-mail: prodemadr@ufpi.edu.br

Título: IMPACTOS SOCIOAMBIENTAIS E ECONÔMICOS DA IMPLEMENTAÇÃO DAS MINIUSINAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO ÂMBITO DAS PARCERIAS PÚBLICO-PRIVADAS (PPP) DO ESTADO DO PIAUÍ

Pesquisador Responsável: Daniel Leal Sousa

Pesquisadores membros da equipe: Marcos Antônio Tavares Lira
Albemerc Moura de Moraes

N°_____

QUESTIONÁRIO (SUPARC)

Este questionário faz parte do estudo de doutorado que visa avaliar os impactos socioambientais e econômicos das miniusinas de geração solar fotovoltaica no âmbito das parcerias público-privadas (PPPs) dos Estado do Piauí. Sua participação é voluntária e todas as respostas serão confidenciais.

Seção 1: Informações Gerais

1.1. Cargo que exerce: _____

1.2. Tempo que exerce o cargo: _____

1.3. Existiam miniusinas instalas antes das PPPs das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, informe se houve participação do município nos projetos: _____
_____

Seção 2: Planejamento e Implementação

2.1. Como ocorreu a escolha do local de instalação das miniusinas?

_____
_____

2.2. Quais foram os principais critérios utilizados na avaliação da viabilidade do projeto das PPPs das miniusinas?

_____
_____

2.3. Quais foram os principais desafios enfrentados na implementação das miniusinas?

_____
_____

2.4. Como a SUPARC busca garantir a sustentabilidade e a viabilidade de longo prazo desses projetos?

_____
_____

2.5. Existem planos para instalações de novas miniusinas solares?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, detalhe:

_____
_____

Seção 3: Impactos Socioambientais
3.1. Você percebeu alguma mudança na qualidade do meio ambiente desde a instalação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.2. Houve aumento na conscientização ambiental e interesse por energias renováveis, por parte do governo do Estado, após a instalação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.3. Você acredita que a miniusina trouxe benefícios educacionais para a comunidade, como maior conscientização sobre energia renovável?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.4. Foram oferecidos cursos para qualificação da mão de obra para trabalhar na implementação e operação das miniusinas?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

3.5. Na sua opinião, quais são os principais benefícios da miniusina solar fotovoltaica? (Marque todas que se aplicam)
( ) Geração de empregos.
( ) Melhoria na qualidade da energia elétrica.
( ) Educação ambiental.
( ) Melhoria na qualidade do ar.
( ) Outros (por favor, especifique):_____

Seção 4: Impactos Econômicos
4.1. A instalação das miniusinas resultou em economia nos gastos públicos com energia?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, especifique o percentual de economia: _____

4.2. Houve criação de empregos ou oportunidades de negócios devido à instalação da miniusina?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, descreva: _____

4.3. Em sua opinião, a miniusina contribui para o desenvolvimento econômico do Estado?
( ) Sim
( ) Não
Se sim, por favor, explique: _____

Seção 5: Sugestões e Comentários Finais
5.1. Que recomendações você daria para outros Estados que estão considerando a implementação de miniusinas solares fotovoltaicas?
_____
_____

5.2. Você tem alguma sugestão ou comentário adicional relacionados às miniusinas instaladas por PPPs?
_____
_____