



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul



AMANDA BEATRIZ FALCKETE FONSECA

**ANÁLISE ECONÔMICA PARA ADEQUAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DO IFMS
CAMPUS TRÊS LAGOAS FRENTE À ECONOMIA PROPORCIONADA PELA
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

TRÊS LAGOAS

2026

AMANDA BEATRIZ FALCKETE FONSECA

**ANÁLISE ECONÔMICA PARA ADEQUAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DO IFMS
CAMPUS TRÊS LAGOAS FRENTE À ECONOMIA PROPORCIONADA PELA
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul (IFMS) – *Campus* Três Lagoas, como requisito final para a obtenção do título de Engenheira de Controle e Automação.

Orientador: Me. Ricardo de Moura Araújo.

TRÊS LAGOAS

2026

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul

F676a Fonseca, Amanda Beatriz Falckete.
Análise econômica para adequação da subestação do IFMS Campus Três Lagoas frente à economia proporcionada pela geração fotovoltaica [recurso eletrônico] / Amanda Beatriz Falckete Fonseca. – Três Lagoas - MS, 2026.
49 p. : il.

Orientador(a): Me. Ricardo de Moura Araújo
Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) Engenharia de Controle e Automação -- Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul (IFMS), Campus Três Lagoas, Três Lagoas, MS, 2026.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Mini geração distribuída. 4. Viabilidade econômica. 5. Subestação elétrica. I. Fonseca, Amanda Beatriz Falckete. II. Araújo, Ricardo de Moura. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Mato Grosso do Sul – Campus Três Lagoas. VI. Título.

CDD 621.31244

Bibliotecário Responsável: Marcos Rubens Alves da Silva - CRB-1/2791

RESUMO

A geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos tem se consolidado como uma alternativa sustentável para redução dos custos com energia elétrica e ampliação da participação de fontes renováveis na matriz energética brasileira. Nesse contexto, este trabalho teve como objetivo analisar os impactos técnicos e econômicos decorrentes da inatividade da segunda usina fotovoltaica instalada no Instituto Federal de Mato Grosso do Sul (IFMS), *Campus* Três Lagoas. Para a realização do estudo, foram coletados dados de geração da primeira usina fotovoltaica em operação por meio do sistema de monitoramento Fronius, abrangendo o período de 2018 a 2025. Com base nesses dados, estimou-se a geração de energia e a economia financeira que poderiam ter sido obtidas pela segunda usina desde sua instalação em 2022. Adicionalmente, foram analisadas as exigências técnicas estabelecidas pela concessionária para a conexão da usina ao sistema elétrico, bem como os investimentos necessários para adequação da subestação. Os resultados demonstraram que a usina inativa possui potencial para contribuir significativamente para a redução dos gastos com energia elétrica da instituição, porém sua entrada em operação depende da realização de adequações na infraestrutura elétrica existente. A análise econômica indicou que, apesar da necessidade de investimentos adicionais, a geração fotovoltaica apresenta potencial de retorno financeiro em prazo compatível com a vida útil dos equipamentos. Dessa forma, conclui-se que a entrada em operação da segunda usina representa uma alternativa tecnicamente necessária e economicamente viável, contribuindo para o melhor aproveitamento da infraestrutura instalada e para a ampliação dos benefícios proporcionados pela geração de energia solar fotovoltaica.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica. Geração distribuída. Minigeração distribuída. Viabilidade econômica. Subestação elétrica.

ABSTRACT

Distributed generation through photovoltaic systems has become an important alternative for reducing electricity costs and increasing the participation of renewable energy sources in the Brazilian energy matrix. In this context, this study aimed to analyze the technical and economic impacts resulting from the inactivity of the second photovoltaic power plant installed at the Federal Institute of Mato Grosso do Sul (IFMS), Três Lagoas *Campus*. For this purpose, energy generation data from the first photovoltaic plant in operation were collected through the Fronius monitoring system, covering the period from 2018 to 2025. Based on these data, the energy generation and financial savings that could have been achieved by the second photovoltaic plant since its installation in 2022 were estimated. Additionally, the technical requirements established by the electric utility company for connecting the plant to the power grid, as well as the investments required for substation upgrades, were analyzed. The results showed that the inactive power plant has the potential to significantly contribute to reducing the institution's electricity expenses; however, its operation depends on improvements to the existing electrical infrastructure. The economic analysis indicated that, despite the need for additional investments, photovoltaic generation presents a potential financial return within a period compatible with the useful life of the equipment. Therefore, it is concluded that the commissioning of the second photovoltaic power plant represents a technically necessary and economically feasible alternative, contributing to the better utilization of the installed infrastructure and to the expansion of the benefits provided by photovoltaic solar energy generation.

Keywords: Photovoltaic solar energy. Distributed generation. Photovoltaic power plant. Economic feasibility. Electrical substation.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	5
1.1 OBJETIVOS.....	7
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	8
2.1 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	8
2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	10
2.3 ADEQUAÇÃO DA SUBESTAÇÃO ÀS NORMAS.....	12
2.4 SISTEMAS DE GERAÇÃO DO CAMPUS.....	15
2.5 DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES E SOBREDIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO.....	17
2.6 SUBESTAÇÃO E MODALIDADE TARIFÁRIA DO CAMPUS.....	19
3. METODOLOGIA.....	23
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	25
4.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA USINA FOTOVOLTAICA.....	25
4.2 ESTIMATIVA DE ECONOMIA FINANCEIRA.....	27
4.3 ANÁLISE DAS EXIGÊNCIAS TÉCNICAS.....	29
4.4 CÁLCULO DA ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA.....	30
4.5 ANÁLISE DA AMORTIZAÇÃO DO INVESTIMENTO.....	32
5. CONCLUSÃO.....	34
REFERÊNCIAS.....	36
APÊNDICE A – Cálculos detalhados da estimativa de economia financeira da primeira usina fotovoltaica.....	39
APÊNDICE B – Cálculos detalhados da estimativa de economia financeira da segunda usina fotovoltaica.....	44
APÊNDICE C – Cálculos detalhados da atualização monetária das economias financeiras pela taxa SELIC.....	47

1. INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira passa por um momento de transformação, impulsionada pela necessidade de diversificação das fontes de geração, pela busca de maior eficiência energética e pelo compromisso com práticas sustentáveis. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma alternativa estratégica, visto que o país dispõe de elevados índices de irradiação solar ao longo do ano. Além de contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa, a geração fotovoltaica representa um importante mecanismo de diminuição de custos com eletricidade, favorecendo a competitividade econômica e a sustentabilidade ambiental.

A conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica permite que a rede atue como um armazenamento virtual, recebendo o excedente de energia gerado durante o dia e suprindo a demanda da unidade consumidora em períodos de baixa irradiação, bem como no período noturno. Esse mecanismo, regulamentado no Brasil pelo sistema de compensação de energia elétrica, converte a energia injetada em créditos, reduzindo a necessidade de baterias físicas e equilibrando produção e consumo.

Para viabilizar a integração da geração fotovoltaica ao sistema elétrico, muitas vezes se faz necessária a adequação de subestações, como a troca de disjuntores, a substituição ou parametrização dos relés de proteção. Essa adequação deve ser analisada sob o ponto de vista técnico e econômico, de modo a assegurar não apenas a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia, mas também a viabilidade do investimento.

A literatura recente no Brasil tem analisado de forma consistente a inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica nacional, abordando aspectos regulatórios, técnicos e econômicos. Revisões sistemáticas, como por exemplo, de David et al. (2023) apresenta uma revisão sistemática da produção acadêmica e de documentos governamentais, destacando a influência da legislação e de políticas públicas na expansão da fotovoltaica, além de registrar iniciativas como plantas flutuantes e geração compartilhada. Também são discutidos impactos sobre o custo nivelado da energia, tarifas de uso da rede e incentivos fiscais, bem como questões operacionais dos impactos da geração fotovoltaica nas redes de distribuição e nas linhas de transmissão.

Pesquisas aplicadas, como de Nascimento (2015) examinou a viabilidade técnica e econômica da micro e minigeração no Nordeste brasileiro, considerando a disponibilidade de radiação solar e as condições de financiamento. Rodrigues (2023), em dissertação desenvolvida na Universidade de Brasília, avaliou a implantação de uma usina fotovoltaica

em escala institucional, destacando a influência de fatores como eficiência dos inversores, variações sazonais de irradiação e desempenho operacional sobre os indicadores econômicos.

Sob a perspectiva do sistema elétrico, investigações recentes desenvolvidas na Universidade Federal de Santa Catarina por Alexandre (2021) analisaram a inserção da geração fotovoltaica em redes de distribuição a partir de modelos de fluxo de potência ótimo. Os resultados apontam a necessidade de adequação da infraestrutura de rede e de subestações para lidar com questões relacionadas à estabilidade de tensão, às perdas técnicas e às condições de operação.

Diante desses avanços, ressalta-se a importância dos estudos que tratam da expansão da energia fotovoltaica no Brasil, considerando seus benefícios ambientais, econômicos e sociais. Contudo, observa-se que a maioria das pesquisas concentra-se na análise de viabilidade, eficiência e integração à rede, havendo pouca ênfase na investigação da inatividade de usinas já instaladas, especialmente aquelas que se encontram fora de operação por não atenderem às normas técnicas e regulatórias. Essa lacuna evidencia a necessidade de aprofundar a discussão sobre os fatores que comprometem a continuidade operacional, o aproveitamento efetivo desses sistemas e, sobretudo, o impacto econômico existente.

No âmbito da instituição IFMS, *Campus* Três Lagoas, desde 2022, existe uma usina fotovoltaica que permanece inativa em razão da necessidade de adequação da subestação existente conforme norma da empresa de distribuição de energia local, a Elektro. A não adequação da subestação impede a conexão da nova usina fotovoltaica, de modo que a energia gerada não é utilizada, representando, por conseguinte, uma oportunidade perdida tanto sob a perspectiva da eficiência energética quanto da redução de custos com eletricidade. Além dos benefícios econômicos, destaca-se também o impacto ambiental positivo proporcionado pelo sistema, uma vez que, após sua instalação, a energia gerada passa a ser proveniente de uma fonte limpa e renovável, contribuindo para a redução dos impactos ambientais associados à geração convencional de energia elétrica.

Com base na usina fotovoltaica já em operação e conectada à subestação, será realizado um estudo quantitativo para determinar a energia que deixou de ser gerada pela unidade inativa. Adicionalmente, serão avaliados os impactos financeiros dessa geração desperdiçada, permitindo estimar a redução potencial nas despesas com energia elétrica caso a usina fosse devidamente integrada. A análise resultante fornecerá subsídios técnicos e econômicos essenciais para decisões futuras sobre investimentos e adequações na infraestrutura energética da instituição, em especial, da adequação da subestação conforme exigências da concessionária de energia local.

1.1 OBJETIVOS

O presente estudo tem como objetivo analisar os dados de geração de energia da usina fotovoltaica instalada em 2018, utilizando-os como base para estimar a geração de energia elétrica e a economia financeira que poderiam ter sido obtidas pela usina fotovoltaica instalada em 2022 no IFMS, *Campus* Três Lagoas, caso esta estivesse entrado em operação logo após sua instalação. Atualmente, a segunda usina permanece inativa devido à ausência de adequações na subestação, conforme as exigências técnicas estabelecidas pela concessionária Neoenergia Elektro.

Além disso, o estudo busca fornecer subsídios técnicos e econômicos que contribuam para a avaliação da viabilidade das intervenções necessárias para a integração da usina ao sistema elétrico institucional.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Quantificar a energia que deixa de ser gerada pela usina fotovoltaica inativa, considerando seu potencial de produção com base em dados técnicos;
- Estimar o impacto financeiro decorrente da não utilização dessa energia, avaliando a redução potencial de despesas com eletricidade caso a usina estivesse em operação;
- Analisar as exigências técnicas e regulatórias da distribuidora Elektro relacionadas à adequação da subestação e identificar os elementos que impedem a conexão da usina fotovoltaica.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Entender o Sistema Elétrico de Potência (SEP) e o Sistema Interligado Nacional (SIN), é necessário pois são estruturas que garantem a geração, transmissão e distribuição de energia de forma eficiente e segura. O SEP consiste no conjunto de equipamentos que operam de forma coordenada desde a geração até o consumidor final, assegurando qualidade energética.

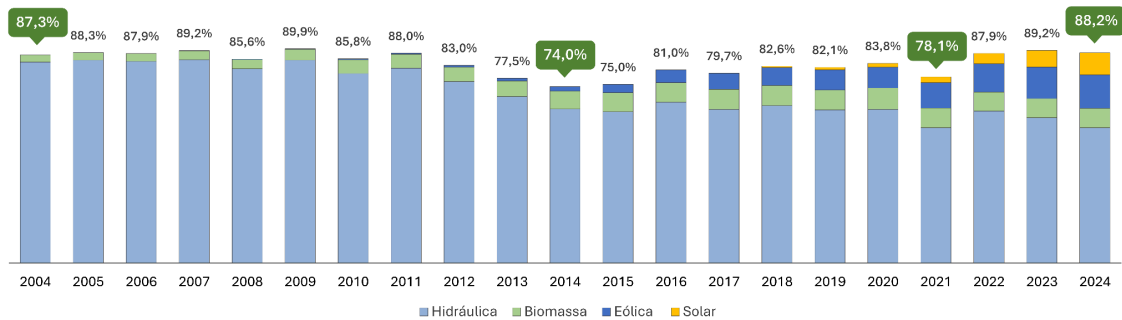
O SIN integra essas instalações às redes de transmissão e distribuição, possibilitando o suprimento de energia em nível nacional. A criação da Resolução Normativa nº 1.017, de 19 de abril de 2022, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (BRASIL,2022a), permite ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) regular a operação desses sistemas interligados.

Desta forma, torna-se essencial abordar a configuração da matriz elétrica brasileira, cujas características influenciam diretamente a operação do SEP e do SIN. A crescente participação de fontes renováveis, aliada à extensão territorial do país, gera desafios na gestão da geração e do fornecimento de energia elétrica. Neste contexto, destaca-se o avanço da geração distribuída, que vem alterando a lógica tradicional do setor elétrico ao viabilizar a inserção de unidades geradoras conectadas ao sistema de distribuição.

2.1 MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Segundo Tavares (2023), “no Brasil a matriz elétrica apresenta - se privilegiada em relação ao restante do mundo com predominância de energias renováveis”. A matriz elétrica brasileira é reconhecida por sua elevada preocupação com as fontes renováveis, ganhando reconhecimento internacional neste aspecto. Segundo o Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2025 (EPE, 2025), cerca de 88,2% da eletricidade gerada no país é proveniente das fontes renováveis, Gráfico 1, destacando a energia hidrelétrica, que é responsável por mais da metade da capacidade instalada. Esse domínio, não condiz somente com as condições naturais favoráveis, como a abundância de rios e bacias hidrográficas, mas também com o planejamento estratégico de longo prazo proporcionado pela Empresa de Pesquisa de Energética (EPE), que organiza o crescimento sustentável do setor elétrico brasileiro.

Gráfico 1 - Participação de renováveis na matriz elétrica brasileira.



Fonte: EPE. (2025)

Além das hidrelétricas, outras fontes renováveis vêm ganhando espaço na matriz elétrica. A energia eólica e a biomassa têm registrado crescimento consistente, representando juntos cerca de 19% da geração elétrica. A expansão da energia solar fotovoltaica, como pode ser vista no Quadro 1, reforça a diversificação da matriz, contribuindo para reduzir a dependência de fontes hidrelétricas e melhorar a segurança energética. O Operador Nacional do Sistema Elétrico desempenha papel fundamental na coordenação da operação desses diversos recursos, garantindo que a geração e o despacho de energia ocorram de maneira eficiente e segura em todo o SIN.

Quadro 1 - Geração de eletricidade (GWh) 2023-2024.

Fonte (GWh)	2023	2024	Δ% 24/23
Hidrelétrica	425.996	421.799	-1,0%
Gás Natural	38.589	47.792	23,9%
Eólica	95.801	107.654	12,4%
Biomassa ²	54.210	58.027	7,0%
Nuclear	14.504	15.767	8,7%
Carvão Vapor	8.770	10.247	16,8%
Derivados do Petróleo ³	5.686	5.960	4,8%
Solar Fotovoltaica	50.633	70.665	39,6%
Outras ⁴	13.932	13.425	-3,6%
Geração Total	708.119	751.335	6,1%

Fonte: EPE. (2025)

A geração de energia eólica apresentou um crescimento de 12,4% em relação ao ano de 2023. Entretanto, o maior avanço percentual foi registrado pela fonte solar fotovoltaica,

que aumentou 39,6% em comparação a 2023, superando a geração proveniente da biomassa e evidenciando sua crescente relevância na matriz elétrica nacional.

Nota-se também que há uma redução da geração hidrelétrica, decorrente tanto da menor disponibilidade hídrica em razão das condições climáticas adversas quanto da mudança estrutural na matriz elétrica brasileira, marcada pela rápida expansão das fontes citadas acima.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída, segundo Pereira (2020), pode ser definida como a produção de energia elétrica realizada próxima ao local de consumo, por meio de sistemas isolados ou conectados à rede da concessionária, podendo resultar em impactos positivos ou negativos.

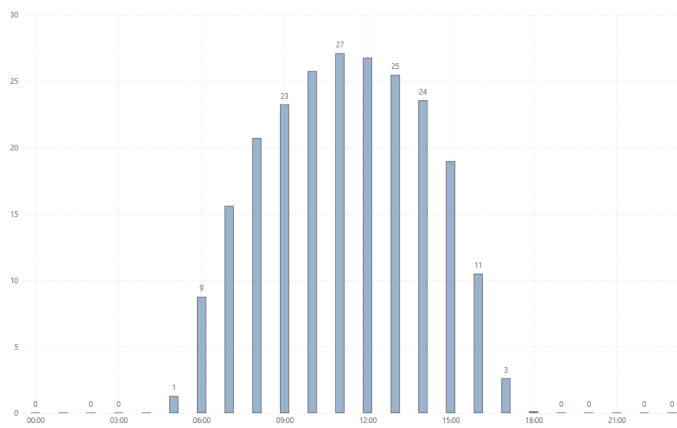
A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa Nº 1.059/2023, de 7 de fevereiro de 2023 (ANEEL, 2023a), classifica o sistema de geração distribuída conforme sua potência instalada. Com potência menor ou igual a 75 kW e que recorre a cogeração qualificada, denomina-se Microgeração Distribuída. Já a Minigeração Distribuída opera com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fontes híbridas), para cogeração qualificada a potência instalada tem que ser maior que 75 kW e inferior ou igual a 5 MW.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL (ANEEL, 2023a), permite que a energia excedente injetada na rede por unidades de micro e minigeração distribuída seja convertida em créditos para abater o consumo futuro do mesmo titular, dentro do prazo de 60 meses. Essa compensação é fundamental para a viabilização econômica da geração distribuída, impondo, porém, desafios regulatórios e operacionais às distribuidoras de energia.

No Gráfico 2, referente à geração de energia solar no Sistema Interligado Nacional (SIN) em 19 de outubro de 2025, nota-se um padrão concentrado nas horas de maior incidência solar, com pico próximo ao meio-dia, atingindo cerca de 27 GWh, e ausência de geração durante o período noturno. Apesar de sua previsibilidade, a elevada produção solar em momentos de baixa demanda, como ocorre frequentemente aos domingos, pode provocar desequilíbrios na operação do sistema elétrico, exigindo o desligamento temporário de outras fontes para evitar sobrecargas decorrentes do excesso de geração. Esse comportamento pode ser observado no Gráfico 3, que apresenta a geração eólica no mesmo dia (19 de outubro de 2025), evidenciando a redução da produção eólica durante o período de maior geração solar. Esse fenômeno, conhecido no setor elétrico como curtailment, tem sido amplamente discutido

devido aos impactos operacionais e econômicos causados pela limitação da geração de fontes renováveis.

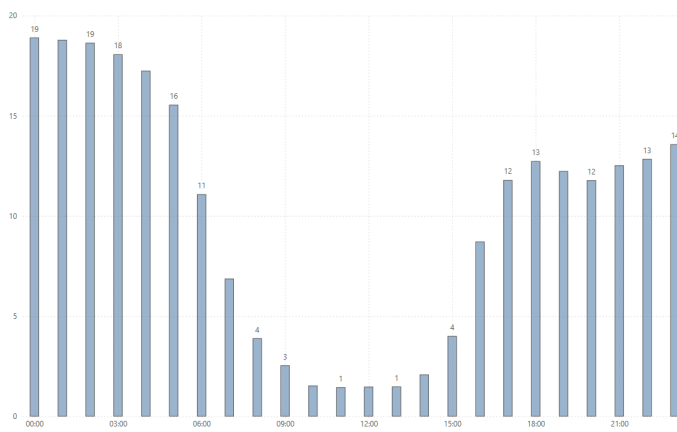
Gráfico 2 - Geração de energia solar a nível nacional.



Fonte: ONS (2025).

Já no Gráfico 3, observa-se o comportamento da geração de energia eólica no SIN. A curva evidencia uma variação inversa à da energia solar, com maior produção nas horas noturnas e de madrugada, alcançando valores próximos de 19 GWh em seus picos. Essa característica da fonte eólica contribui para a complementaridade energética, uma vez que sua geração tende a suprir parte da demanda quando a energia solar é inexistente, favorecendo o equilíbrio do sistema elétrico e a estabilidade do fornecimento quando há demanda a ser suprida.

Gráfico 3 - Geração de energia eólica a nível nacional.



Fonte: ONS (2025).

Por isso, a alta produção solar em períodos de baixa demanda provoca a inversão do fluxo de energia, fazendo com que a eletricidade retorne do consumidor para o sistema elétrico. Essa situação exige ajustes técnicos na infraestrutura da rede para manter a estabilidade e segurança do fornecimento, representando um desafio importante para a operação eficiente da matriz elétrica brasileira.

2.3 ADEQUAÇÃO DA SUBESTAÇÃO ÀS NORMAS

Na microgeração, em termos de proteção, a Resolução Normativa nº 1.059/2023 exige, para microgeradores, uma série de funções mínimas do relé de proteção na interface com a rede, como subtensão (ANSI 27), sobretensão (ANSI 59), subfrequência (ANSI 81U), sobrefrequência (ANSI 81O), desequilíbrio de corrente entre fases (ANSI 46) e inversão ou desequilíbrio de tensão (ANSI 47). Além disso, há proteção contra curto-circuito com relé 50/50N e 51/51N.

Quanto à proteção anti-ilhamento (“loss of mains”), a norma exige que exista um relé de detecção de ilhamento, que garanta a desconexão física da microgeração da rede em caso de perda de rede. Também é necessária verificação de sincronismo (função 25) e espera de tempo para reconexão (função 62), conforme definido pela resolução. Isso garante não só a segurança da rede, mas também evita que a microgeração opere de forma insegura em condições fora da normalidade, protegendo tanto o sistema de geração fotovoltaico quanto a distribuidora.

Nas funções de proteção para minigeradores, a REN mantém as mesmas proteções de tensão (27 e 59), de frequência (81U e 81O), de desequilíbrio de corrente (46) e de tensão (47), além das proteções de curto-circuito (50/50N e 51/51N). Adicionalmente, também é exigido relé de ilhamento para garantir que a central se desconecte fisicamente da rede em casos de perda dela, além de sincronismo e lógica de reconexão após interrupção.

A Resolução Normativa 1.076/2023 (ANEEL, 2023b), que modifica o Anexo III do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), traz detalhes mais refinados para os ajustes dessas funções de proteção. Por exemplo, estabelece os valores mínimos de tolerância a variações transitórias de frequência para micro e minigeração, exigindo que essas unidades suportem variações por certos períodos antes de disparar a proteção. Também proíbe o uso de proteção de “salto de vetor” (vector-shift) para geradores conectados via conversor eletrônico, exigindo ajustes mais seguros para evitar desconexões indevidas.

Desde abril de 2018, o *Campus Três Lagoas* passou a operar sua primeira usina fotovoltaica, Figura 1, com capacidade instalada de 70 kWp, o que a enquadrou na categoria de microgeração. Nessa condição, não houve necessidade de adequações na subestação, uma vez que as funções de proteção exigidas pela concessionária Elektro já estavam implementadas no relé de proteção existente e nos inversores utilizados.

Figura 1 - Primeira usina fotovoltaica, *Campus Três Lagoas*.



Fonte: Adaptado de Google Maps (2026).

Em junho de 2022, foi instalada a segunda usina fotovoltaica, Figura 2, com capacidade adicional de 74,315 kWp, implicando a mudança de enquadramento de microgeração para minigeração. Em razão dessa alteração de categoria, a concessionária Elektro passou a exigir a apresentação do Estudo de Proteção e Seletividade, em conformidade com a norma técnica DIS-NOR-033 – Conexão de Geradores em Paralelo com o Sistema de Distribuição de Média Tensão (Neoenergia, 2024), a qual determina o ajuste das funções de proteção 51/50, 51N/50N, 51GS, 59, 59N, 47, 32, 27, 81 e 67.

Figura 2 - Segunda usina fotovoltaica, *Campus Três Lagoas*.



Fonte: Adaptado de Google Maps (2026).

Considerando que o relé de proteção da subestação do *Campus*, Figura 3, contemplava apenas as funções 51/50, 51N/50N, 51GS, 59, 47, 27 e 81, verificou-se que as funções 51/50 e 51N/50N estavam ativas no momento da análise.

Figura 3 - Relé de proteção da subestação.



Fonte: Elaborada pela autora (2025).

Assim, tornou-se necessária a substituição do relé existente por um modelo que atendesse integralmente às exigências da concessionária, incorporando adicionalmente as funções 59N, 32 e 67. Nesse contexto, a função 59N está associada à proteção de sobretensão

de neutro, sendo utilizada na detecção de faltas à terra por meio da medição da tensão residual do sistema. Em condições normais de operação, essa grandeza apresenta valores reduzidos; entretanto, na ocorrência de desequilíbrios provocados por falhas fase-terra, observa-se sua elevação, permitindo a atuação do relé.

A função 32, por sua vez, corresponde à proteção direcional de potência, sendo aplicada para identificar o sentido do fluxo de potência no sistema elétrico. Essa função é particularmente importante em situações onde há possibilidade de fluxo reverso de energia, como em sistemas com geração distribuída, evitando condições operacionais inadequadas e contribuindo para a segurança da instalação.

Já a função 67 refere-se à proteção de sobrecorrente direcional, que combina a medição de corrente com a verificação da direção do fluxo de potência ou da corrente de falta. Essa característica permite uma atuação mais seletiva do sistema de proteção, garantindo que o relé opere apenas para faltas localizadas na sua zona de responsabilidade, evitando desligamentos indevidos em trechos adjacentes do sistema.

Em decorrência da exigência de substituição do relé de proteção, torna-se necessária também a troca dos transformadores de corrente (TCs) e dos transformadores de potencial (TPs), uma vez que os equipamentos existentes podem não apresentar as características técnicas como classe de exatidão, relação de transformação e capacidade de carga, compatíveis com os requisitos de medição e proteção do novo relé.

Cabe destacar que as informações apresentadas refletem as exigências da concessionária vigentes à época de 2022, as quais podem não permanecer aplicáveis atualmente, tendo em vista que as concessionárias de distribuição de energia elétrica, de modo geral, vêm adotando critérios cada vez mais restritivos quanto à injeção de energia na rede.

2.4 SISTEMAS DE GERAÇÃO DO *CAMPUS*

A primeira usina fotovoltaica instalada, possui 260 módulos de potência 270 Wp totalizando uma potência de 70 kWp, para esses módulos foi disposto cinco inversores de frequência como da Figura 4. O inversor utilizado é o modelo Fronius Symo 15.0-3 208, fabricado pela empresa Fronius, internacionalmente utilizado em sistemas de geração de energia solar conectados à rede elétrica.

Figura 4 - Modelo de inversor de frequência da primeira usina instalada.



Fonte: Elaborada pela autora (2026).

De acordo com os dados da placa de identificação, o equipamento apresenta potência máxima contínua de saída de 15 kW em corrente alternada (AC). A tensão nominal de operação é de 208 V, com faixa de funcionamento entre 183 e 229 V, podendo também operar em sistemas de 220 V com faixa entre 194 e 242 V. A corrente máxima contínua de saída é de 41,7 A para 208 V e 39,4 A para 220 V, com proteção contra sobrecorrente de 60 A e 50 A, respectivamente. O inversor opera com frequência nominal de 60 Hz, dentro de uma faixa de aproximadamente 59,3 a 60,5 Hz, e possui fator de potência ajustável entre 0 e 1. No lado de corrente contínua (DC), proveniente dos módulos fotovoltaicos, o equipamento opera com faixa de tensão entre 325 V e 850 V, suportando tensão máxima do sistema de até 1000 V e corrente máxima contínua próxima de 47,8 A.

Já a segunda usina fotovoltaica instalada possui 167 módulos de potência de 445 Wp, totalizando uma potência de 74,315 kWp. Neste sistema foram instalados dois inversores do modelo GoodWe GW30KLV-MT, fabricado pela empresa GoodWe, cada um com potência nominal de 30 kW, totalizando 60 kW em corrente alternada. O modelo do inversor utilizado na instalação pode ser observado na Figura 5. Dessa forma, observa-se que a potência instalada dos módulos fotovoltaicos é superior à potência nominal total dos inversores, caracterizando o sobredimensionamento do gerador fotovoltaico em relação aos inversores (oversizing), prática comumente adotada em sistemas fotovoltaicos para otimizar o aproveitamento dos inversores e maximizar a geração anual de energia.

Figura 5 - Modelo de inversor de frequência da segunda usina instalada.



Fonte: Elaborada pela autora (2025).

Conforme consta nos dados de placa do equipamento, este possui tensão máxima de entrada fotovoltaica de aproximadamente 600 V, com faixa de operação do MPPT entre cerca de 200 e 650 V, permitindo o rastreamento do ponto de máxima potência dos painéis solares. No lado de saída em corrente alternada, o inversor opera em sistemas trifásicos com tensões entre 208 e 240 V, frequência de 50/60 Hz, e corrente máxima de aproximadamente 80 A. A potência ativa nominal é da ordem de 30 kW, podendo alcançar potência aparente um pouco superior dependendo das condições de operação. O equipamento também apresenta fator de potência ajustável, sistema de monitoramento por indicadores LED, e classificação de proteção adequada para uso em sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.5 DIMENSIONAMENTO DE INVERSORES E SOBREDIMENSIONAMENTO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

O inversor é um dos principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, sendo responsável pela conversão da energia elétrica em corrente contínua (CC), produzida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA), compatível com a rede de distribuição e com as cargas consumidoras. Além da conversão de energia, o equipamento realiza o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), garantindo a operação do sistema em condições de máxima eficiência energética ((Pinho; Galdino, 2014).

No dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é comum que a potência instalada dos módulos seja superior à potência nominal do inversor. Essa prática é denominada sobredimensionamento do gerador fotovoltaico, ou oversizing, e é representada pela relação entre a potência do arranjo fotovoltaico em corrente contínua e a potência nominal do inversor

em corrente alternada, conhecida como fator de dimensionamento do inversor (FDI) ou relação DC/AC (BV Inspire, 2023). O emprego dessa estratégia é justificado pelo fato de que os módulos fotovoltaicos raramente operam em suas condições nominais de potência, uma vez que fatores como temperatura elevada das células, perdas elétricas, sombreamentos parciais, sujeira e variações climáticas reduzem a potência efetivamente entregue ao inversor ao longo do dia (Pinho; Galdino, 2014).

Além disso, os inversores modernos são projetados para operar com potências de entrada superiores à sua potência nominal de saída. O inversor Fronius Symo 15.0-3-M, por exemplo, apresenta eficiência máxima de conversão de 97,9%, enquanto sua eficiência de rastreamento do ponto de máxima potência supera 99,9%, demonstrando elevada capacidade de aproveitamento da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos (Fronius, 2025). Da mesma forma, o inversor GoodWe GW30KLV-MT permite a conexão de geradores fotovoltaicos com potência superior à potência nominal de saída, desde que respeitados os limites estabelecidos pelo fabricante para tensão, corrente e potência de entrada (GoodWe, 2025).

Quando a potência produzida pelos módulos fotovoltaicos excede a capacidade máxima de conversão do inversor, ocorre o fenômeno conhecido como clipping. Nessa situação, o equipamento limita sua potência de saída ao valor nominal especificado pelo fabricante, deslocando o ponto de operação do arranjo fotovoltaico para evitar sobrecargas e garantir a integridade dos componentes internos. Como consequência, uma pequena parcela da energia disponível deixa de ser convertida para corrente alternada (Surgepv, 2026).

Apesar dessa limitação, o sobredimensionamento moderado do gerador fotovoltaico é amplamente utilizado em projetos de geração distribuída, pois permite que o inversor opere próximo de sua potência nominal durante períodos mais longos ao longo do dia. Dessa forma, os ganhos energéticos obtidos em condições de irradiância moderada normalmente compensam as perdas ocasionais decorrentes do clipping nos horários de máxima incidência solar (Surgepv, 2026).

Portanto, a adoção de uma relação DC/AC superior à unidade não caracteriza erro de projeto, mas sim uma estratégia técnica e econômica amplamente empregada no setor fotovoltaico. Quando adequadamente dimensionada, essa prática possibilita maior aproveitamento energético anual, melhor fator de utilização do inversor e redução do custo específico da energia gerada, sem comprometer a segurança ou a vida útil dos equipamentos.

2.6 SUBESTAÇÃO E MODALIDADE TARIFÁRIA DO *CAMPUS*

As unidades consumidoras atendidas em média e alta tensão são classificadas no Grupo A, conforme regulamentação da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, [s. d.]). Esse grupo é subdividido de acordo com a tensão de fornecimento, sendo o subgrupo A4 destinado aos consumidores atendidos em tensão entre 2,3 kV e 25 kV. Como a subestação do IFMS *Campus* Três Lagoas é alimentada em 13,8 kV pela concessionária de energia elétrica, a instituição enquadra-se no subgrupo A4, estando sujeita às modalidades tarifárias aplicáveis aos consumidores desse grupo.

Além da classificação quanto ao nível de tensão, os consumidores podem participar do mercado de energia elétrica como consumidores cativos ou consumidores livres. Os consumidores cativos adquirem energia exclusivamente da distribuidora local, estando sujeitos às tarifas e condições reguladas pela ANEEL. Já os consumidores livres possuem a possibilidade de negociar a compra de energia diretamente com geradores ou comercializadores, podendo estabelecer contratos com condições comerciais específicas. Embora o IFMS atenda aos requisitos de tensão para enquadramento no Grupo A, a instituição permanece vinculada ao mercado cativo por opção administrativa e operacional, realizando a aquisição de energia por meio da distribuidora responsável pelo atendimento da região (ANEEL, s.d.).

O *campus* Três Lagoas está enquadrado como um consumidor cativo, na modalidade tarifária do Grupo Verde, na qual há uma única tarifa de demanda de potência e tarifas de energia compostas pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e pela Tarifa de Energia (TE), ambas com valores diferenciados conforme o período de utilização. A TUSD corresponde ao valor pago pela utilização da infraestrutura do sistema elétrico da concessionária, abrangendo os custos relacionados ao transporte e à distribuição da energia até a unidade consumidora, incluindo operação, manutenção e expansão da rede elétrica. Já a TE refere-se ao custo efetivo da energia elétrica consumida, contemplando aspectos ligados à geração e à compra da energia disponibilizada ao consumidor.

Nessa modalidade tarifária, o consumo é segregado em horário de ponta e horário fora de ponta. O horário de ponta corresponde ao período diário em que ocorre maior demanda no sistema elétrico, geralmente composto por três horas consecutivas definidas pela concessionária, nas quais as tarifas de TUSD e TE apresentam valores mais elevados devido ao maior carregamento da rede. Por outro lado, o horário fora de ponta engloba os demais

períodos do dia, além de finais de semana e feriados, caracterizando-se por tarifas reduzidas em razão da menor demanda energética do sistema (ANEEL, s.d.).

A demanda contratada pelo instituto é de 170 kW. Quando esse valor é ultrapassado em mais de 5%, ocorre a cobrança da demanda excedente, acrescida de penalidades previstas na regulamentação do setor elétrico. Dessa forma, o adequado gerenciamento da demanda torna-se um fator importante para o controle dos custos com energia elétrica da instituição.

A presença de uma subestação própria equipada com transformador de 750 kVA permite que a instituição seja atendida em média tensão (13,8 kV), característica típica dos consumidores pertencentes ao Grupo A. Esse tipo de atendimento possibilita a contratação de demanda e o enquadramento em modalidades tarifárias específicas, distintas daquelas aplicadas aos consumidores do Grupo B, que são atendidos exclusivamente em baixa tensão e não possuem cobrança de demanda contratada.

A subestação do *campus* é do tipo abrigada, conforme apresentado na Figura 6. Segundo Duailibe (1999), as subestações abrigadas são aquelas em que os equipamentos são instalados protegidos das intempéries, podendo ser construídas em alvenaria ou por meio de cubículos metálicos.

Figura 6 - Subestação abrigada, IFMS *campus* Três Lagoas.



Fonte: Elaborada pela autora (2025).

A subestação é equipada com um transformador trifásico a óleo com potência nominal de 750 kVA, responsável pela alimentação das cargas elétricas da instituição. O equipamento realiza o rebaixamento da tensão de distribuição de 13,8 kV para 220 V, nível adequado para o atendimento das instalações elétricas do *campus*. O transformador utilizado pode ser visualizado na Figura 7.

Figura 7 - Transformador da subestação *campus* Três Lagoas.



Fonte: Elaborada pela autora (2025)

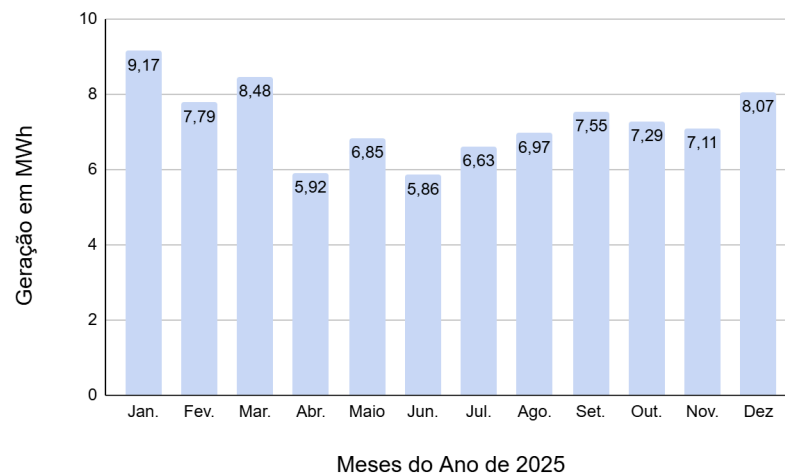
A infraestrutura elétrica existente no *campus* foi dimensionada para atender às demandas operacionais da instituição por meio do fornecimento em média tensão e posterior rebaixamento para os níveis de utilização das cargas internas. Dessa forma, a subestação desempenha papel fundamental não apenas no fornecimento de energia elétrica às edificações do *campus*, mas também na integração de novas fontes de geração distribuída. Em razão disso, qualquer ampliação da capacidade de geração instalada, como a conexão da segunda usina fotovoltaica, deve ser analisada considerando as características técnicas da subestação, os limites operacionais do transformador e as exigências estabelecidas pela concessionária de energia elétrica para conexão ao sistema de distribuição.

3. METODOLOGIA

Inicialmente, realizou-se a coleta de dados referentes à energia elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos instalados no IFMS, *campus* Três Lagoas. Esses dados foram obtidos a partir dos registros disponibilizados pelo sistema de monitoramento da usina fotovoltaica (Fronius), o qual fornece informações quantitativas sobre a geração de energia ao longo do tempo e de cada inversor separadamente. A coleta contemplou o período da instalação da usina fotovoltaica até dezembro de 2025, permitindo a análise do comportamento da geração em diferentes condições operacionais e ambientais.

A partir da coleta mensal dos dados de geração, foi possível determinar a produção mensal e anual de energia elétrica. O Gráfico 4 mostra um exemplo de um gráfico dos valores da geração de energia elétrica anual. A partir do ano de 2024 os valores foram estimados pois o inversor quatro da primeira usina fotovoltaica começou a apresentar problemas de aterramento, comprometendo os valores reais desse ano em diante, uma vez que este tipo de problema provoca a interrupção da operação do inversor. Contudo, como os inversores possuem gerações (kWh) muito próximas, sempre que houve incidência do erro, ou seja, não houve geração neste inversor, adotou-se a mesma potência de geração dos demais.

Gráfico 4 - Geração mensal de energia elétrica (MWh) em 2025.



Fonte: Elaborada pela autora (2025).

Com base nessas informações, calculou-se também o valor economizado ao longo do período analisado. Como a depreciação dos módulos fotovoltaicos não será considerada neste estudo, a economia foi estimada a partir da energia gerada em cada ano multiplicada pela respectiva tarifa vigente, conforme apresentado na equação a seguir.

$$Total_{mês} = (energia_{mês} \times tarifa_{TUSD}) + (energia_{mês} \times tarifa_{TE})$$

As tarifas utilizadas no cálculo foram extraídas das Resoluções Homologatórias (REH) disponibilizadas no site da ANEEL, referentes ao período de 2017 a 2025. Além disso, não serão considerados impostos, como o ICMS e Pis Cofins, o que torna os cálculos mais conservadores.

Posteriormente, foi possível obter os valores anualizados de geração de energia por meio da soma da geração mensal ao longo do ano. Da mesma forma, os valores anualizados de economia foram calculados pela soma das economias mensais correspondentes.

Em seguida, foi analisado o orçamento realizado em setembro de 2024 com a empresa Sistel Energia Confiável sobre a adequação da subestação, onde o escopo de atividades incluiu: revisão/adequação do projeto da subestação abrigada do estudo de proteção para minigeração; fornecimento de disjuntor de média tensão tipo onboard; relé modelo Pextron URP 6000; transformadores de corrente e potencial; grade de proteção metálica removível; serviços de parametrização; nobreak 1500VA 220V; exaustor 40cm de 5 pás; instalação de todos os equipamentos.

Por fim, será realizada a atualização monetária dos valores analisados. A atualização monetária consiste na correção de valores financeiros ao longo do tempo, com o objetivo de preservar o poder de compra da moeda frente aos efeitos da inflação e das variações econômicas. Esse procedimento permite que valores referentes a diferentes períodos sejam comparados em uma mesma base monetária, tornando as análises financeiras mais precisas. Neste estudo, a atualização monetária será efetuada utilizando a taxa SELIC acumulada anual, por se tratar da taxa básica de juros da economia brasileira e amplamente utilizada como referência em operações financeiras e correções monetárias.

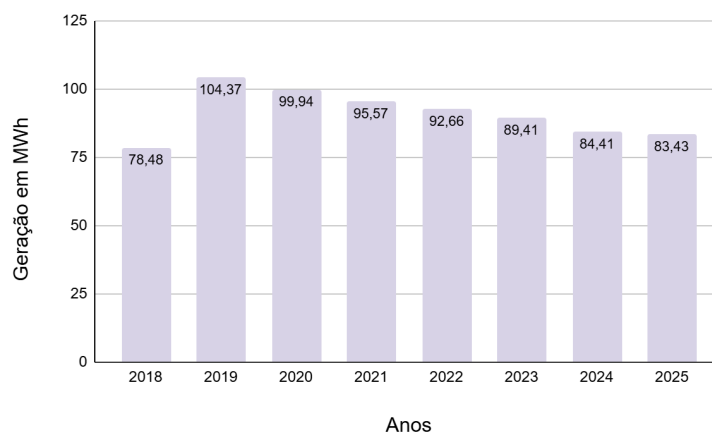
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos a partir da análise da geração de energia elétrica da usina fotovoltaica instalada no IFMS *Campus* Três Lagoas, considerando os dados coletados por meio do sistema de monitoramento Fronius. Além disso, são discutidos os impactos econômicos proporcionados pela geração de energia, bem como a análise das adequações realizadas na subestação elétrica e os cálculos referentes à atualização monetária dos valores analisados.

4.1 GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA USINA FOTOVOLTAICA

O Gráfico 5 apresenta os valores anuais de geração de energia elétrica da usina fotovoltaica entre os anos de 2018 e 2025. Os dados foram obtidos por meio do sistema de monitoramento Fronius, responsável pelo acompanhamento individual dos inversores instalados no sistema.

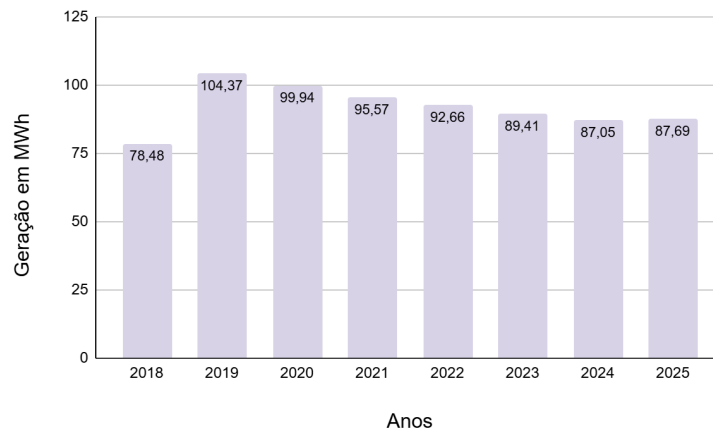
Gráfico 5 - Geração de energia elétrica anual da primeira usina instalada.



Fonte: Elaborada pela autora (2025).

Verificou-se que, a partir de 2024, o inversor quatro da primeira usina passou a apresentar falhas relacionadas ao aterramento, ocasionando inconsistências nos valores registrados. Dessa forma, para os períodos afetados, adotou-se a média de geração dos demais inversores, considerando a similaridade de desempenho entre os equipamentos. O Gráfico 6 apresenta o gráfico com os valores de geração obtidos após a correção dos dados inconsistentes.

Gráfico 6 - Geração de energia corrigida da primeira usina fotovoltaica.

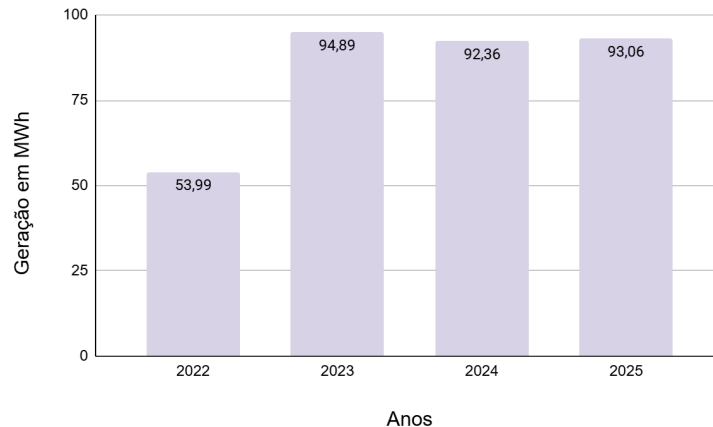


Fonte: Elaborada pela autora (2026).

Após a correção dos valores inconsistentes, observou-se um aumento de 2,65 MWh e 4,26 MWh na geração de energia nos anos de 2024 e 2025, respectivamente, tornando os dados mais confiáveis para a realização dos cálculos e análises subsequentes. Ressalta-se que a inconsistência nos dados decorreu de uma falha apresentada pelo inversor em 10 meses distintos, não consecutivos, ao longo do período analisado, ocasionando uma perda financeira estimada em R\$ 2.783,77.

Como a primeira usina instalada possui potência de 70 kWp e a segunda usina fotovoltaica possui potência de 74,315 kWp, os valores apresentados no Gráfico 6 mostraram-se superiores à geração real esperada para o sistema analisado. Dessa forma, foi necessária a realização de uma regra de três simples, a fim de adequar os resultados obtidos a valores mais condizentes com a capacidade efetiva da usina, conforme apresentado no Gráfico 7.

Gráfico 7 - Estimativa de geração de energia anual da segunda usina fotovoltaica ajustada à sua potência instalada.



Fonte: Elaborada pela autora (2026).

Como esperado, os valores estimados de geração apresentaram redução em relação à primeira usina fotovoltaica, uma vez que a segunda usina possui menor potência instalada e foi instalada em junho de 2022. Ainda assim, observa-se que o sistema possui potencial para gerar um montante significativo de energia elétrica, contribuindo de forma relevante para a redução dos custos com consumo de energia.

4.2 ESTIMATIVA DE ECONOMIA FINANCEIRA

A partir dos dados de geração de energia elétrica obtidos pelo sistema de monitoramento da usina fotovoltaica, foi possível estimar a economia financeira proporcionada pelo sistema ao longo do período analisado. O cálculo da economia mensal foi realizado com base na energia gerada e nas tarifas (TUSD e TE) vigentes em cada período, conforme estabelecido nas Resoluções Homologatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica.

A Tabela 1 apresenta os valores anualizados da economia gerada pela usina fotovoltaica entre os anos analisados.

Tabela 1 - Geração anual de energia elétrica e economia estimada da primeira usina fotovoltaica (2018–2025)

Ano	Geração (MWh)	Valor (R\$)
2018	78,48	26.637,31
2019	104,37	37.521,81
2020	99,94	31.345,62
2021	95,57	31.621,25
2022	92,66	33.862,45
2023	89,41	35.243,32
2024	87,05	34.852,45
2025	87,69	35.262,07
Total	735,17	266.346,26

Fonte: Elaborada pela autora (2026).

Observa-se que a economia financeira apresentou variação ao longo dos anos, comportamento diretamente relacionado à quantidade de energia gerada pela usina e aos reajustes tarifários aplicados no período. Em anos com maior geração de energia elétrica, verificou-se aumento proporcional nos valores economizados, demonstrando a contribuição do sistema fotovoltaico para a redução dos custos com energia elétrica da instituição.

Além disso, o crescimento gradual das tarifas de energia elétrica também influenciou o aumento da economia acumulada ao longo dos anos, uma vez que a compensação energética se torna financeiramente mais vantajosa em cenários de tarifas elevadas.

Com base nos dados de geração de energia e dos valores economizados, foi possível estimar a geração energética e a economia proporcionada pela segunda usina fotovoltaica desde sua instalação, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Geração anual de energia elétrica e economia estimada da segunda usina fotovoltaica (2022–2025)

Ano	Geração (MWh)	Valor (R\$)
2022	53,99	20.179,87
2023	94,89	37.403,40
2024	92,36	36.978,28
2025	93,06	37.421,03
Total	334,30	131.982,58

Fonte: Elaborada pela autora (2026).

Cabe destacar que, para esta análise, não foram considerados fatores como depreciação dos módulos fotovoltaicos, incidência de impostos ou custos adicionais de manutenção, tornando os resultados obtidos conservadores do ponto de vista econômico. Os cálculos detalhados referentes à estimativa da economia financeira proporcionada pela primeira usina fotovoltaica encontram-se apresentados no Apêndice A. De forma análoga, os cálculos detalhados relativos à segunda usina fotovoltaica estão apresentados no Apêndice B.

Dessa forma, os resultados indicam que a implantação da usina fotovoltaica proporcionou uma redução significativa nos gastos com energia elétrica do IFMS *Campus* Três Lagoas, evidenciando a viabilidade econômica do sistema ao longo de sua operação. Além disso, com a possível entrada em funcionamento da segunda usina fotovoltaica, estima-se que a economia gerada seja ainda maior, ampliando os benefícios financeiros e energéticos proporcionados pela geração de energia solar na instituição.

4.3 ANÁLISE DAS EXIGÊNCIAS TÉCNICAS

A instalação da segunda usina fotovoltaica no IFMS, *Campus* Três Lagoas, em 2022, elevou a potência total instalada do sistema para 144,315 kWp, alterando seu enquadramento de microgeração para minigeração distribuída. Em razão dessa mudança, a concessionária Neoenergia Elektro passou a exigir adequações na subestação para permitir a conexão da usina ao sistema elétrico.

Com a alteração de enquadramento, tornou-se necessária a apresentação do Estudo de Proteção e Seletividade, conforme previsto na norma DIS-NOR-033, responsável por estabelecer os critérios técnicos para conexão de geradores em paralelo com a rede de média tensão. Essa exigência tem como objetivo garantir a segurança, a confiabilidade e a seletividade do sistema elétrico durante a operação da geração distribuída.

Durante a análise da subestação, verificou-se que o relé de proteção existente possuía apenas parte das funções exigidas pela concessionária. Além disso, as funções 51/50 e 51N/50N encontravam-se ativas no momento da avaliação.

Além das funções já existentes, também passou a ser exigida a implementação das funções 59N, 32 e 67, relacionadas à proteção de sobretensão de neutro, proteção direcional de potência e sobrecorrente direcional. Essas funções são importantes para aumentar a seletividade e a segurança operacional do sistema elétrico em instalações com geração distribuída.

Em função dessas exigências, tornou-se necessária a substituição do relé de proteção existente, bem como dos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs), visando atender às características técnicas requeridas pela concessionária para conexão da minigeração distribuída.

Com base nessas adequações, foi analisado o orçamento elaborado pela empresa Sistel Energia Confiável em setembro de 2024. O escopo contemplou revisão do projeto da subestação, estudo de proteção, fornecimento de relé, disjuntor de média tensão, TCs, TPs, parametrização e instalação dos equipamentos, totalizando aproximadamente R\$ 233 mil. Esse valor evidencia que a entrada em operação da segunda usina fotovoltaica depende de intervenções técnicas significativas na infraestrutura elétrica existente.

4.4 CÁLCULO DA ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA

Para a atualização monetária da economia proporcionada pelo sistema fotovoltaico, adotou-se a taxa SELIC acumulada disponibilizada pela Calculadora do Cidadão do Banco Central do Brasil (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2026). O procedimento consistiu em corrigir individualmente cada valor de economia mensal, considerando como data inicial o mês de referência da economia obtida e como data final janeiro de 2026. Dessa forma, foi possível determinar o valor atualizado de cada economia mensal e, posteriormente, somar os valores corrigidos para obtenção do montante total atualizado.

Ressalta-se que a atualização foi realizada mês a mês, uma vez que as economias financeiras ocorreram em diferentes períodos ao longo da operação do sistema fotovoltaico. Assim, cada parcela foi submetida à correção monetária correspondente ao intervalo efetivo entre a data de sua ocorrência e a data final adotada na análise. Esse procedimento representa de forma mais adequada a evolução temporal do fluxo de caixa gerado pelo sistema, evitando

superestimações que poderiam ocorrer caso todo o valor acumulado fosse corrigido como se estivesse disponível desde a primeira data considerada.

Ao final do período analisado, a soma dos valores corrigidos resultou no montante atualizado total da economia gerada pelo sistema fotovoltaico, permitindo uma avaliação mais realista dos benefícios econômicos proporcionados pelo investimento ao longo de sua vida operacional.

A atualização monetária pela taxa SELIC é calculada aplicando-se a taxa acumulada do período sobre o valor inicial do investimento, conforme apresentado na seguinte equação.

$$VF = VP \times (1 + SELIC_{acumulada})$$

Onde:

VF = Valor final acumulado;

VP = Valor presente;

$SELIC$ = Taxa do SELIC acumulada anual.

Os cálculos detalhados referentes à atualização monetária das economias mensais, efetuados com base na taxa SELIC acumulada, encontram-se apresentados no Apêndice C.

A Tabela 3 apresenta a comparação entre os valores anualizados originalmente economizados e os respectivos valores atualizados monetariamente, além do montante total acumulado para todo o período analisado.

Tabela 3 - Valores anualizados da economia financeira gerada pelo sistema fotovoltaico e respectivos valores atualizados pela taxa SELIC.

Ano	Valor Economizado (R\$)	Valor Atualizado (R\$)
2022	20.179,88	30.108,02
2023	37.402,93	50.519,02
2024	36.978,28	44.820,57
2025	37.420,31	40.323,57
Total	131.981,40	165.771,18

Fonte: Elaborada pela autora (2026).

Dessa forma, observa-se que a aplicação da taxa SELIC possibilitou a atualização monetária das economias obtidas ao longo dos anos analisados, permitindo uma avaliação

mais realista do investimento ao considerar o valor do dinheiro no tempo. Os resultados evidenciam que a correção monetária contribuiu para o acréscimo do montante acumulado ao final do período analisado, refletindo a valorização financeira das economias geradas pelo sistema fotovoltaico.

4.5 ANÁLISE DA AMORTIZAÇÃO DO INVESTIMENTO

Com base nas economias financeiras obtidas pela operação da usina fotovoltaica, foi realizada uma análise da amortização do investimento inicial. Considerando o período compreendido entre junho de 2022 e dezembro de 2025, a economia totalizou R\$ 131.982,58, valor correspondente à redução dos gastos com energia elétrica proporcionada pelo sistema durante os quatro anos analisados.

Tomando como referência o investimento de aproximadamente R\$ 233.000,00 necessário para as adequações da subestação e a entrada em operação da segunda usina fotovoltaica, verifica-se que a economia acumulada corresponde a 56,64% do valor investido. Esse resultado demonstra que uma parcela significativa do capital empregado já seria recuperada por meio da redução das despesas com energia elétrica, evidenciando os benefícios econômicos proporcionados pelo sistema.

A partir dos resultados obtidos, verifica-se que o sistema fotovoltaico apresenta potencial para recuperar gradualmente o investimento realizado por meio das economias geradas na fatura de energia elétrica. Considerando a economia acumulada observada no período analisado, estima-se um tempo de amortização de aproximadamente 6,32 anos. Além de viabilizar a entrada em operação da segunda usina fotovoltaica, a adequação da subestação possibilita futuras ampliações da potência instalada no campus, permitindo a conexão de novos sistemas de geração distribuída. Com o aumento da capacidade de geração, espera-se uma elevação da economia obtida na fatura de energia elétrica, o que poderá reduzir ainda mais o tempo de retorno do investimento e ampliar o atendimento da demanda energética da instituição. Ressalta-se que esse valor representa uma projeção baseada nas condições verificadas durante o período de estudo, podendo sofrer variações em função de fatores como alterações tarifárias, desempenho do sistema e condições operacionais futuras. Ainda assim, o período estimado de retorno mostra-se compatível com a vida útil dos módulos fotovoltaicos, que podem ultrapassar 25 anos, reforçando a viabilidade econômica do investimento. .

5. CONCLUSÃO

O presente estudo possibilitou analisar os impactos técnicos e econômicos relacionados à inatividade da segunda usina fotovoltaica instalada no IFMS *Campus* Três Lagoas. A partir dos dados de geração da primeira usina fotovoltaica em operação, foi possível estimar a quantidade de energia elétrica que deixou de ser gerada pela segunda usina desde sua instalação em junho de 2022, bem como os valores financeiros que poderiam ter sido economizados pela instituição ao longo do período analisado.

Os resultados demonstraram que a geração distribuída por meio da energia solar fotovoltaica apresenta elevada relevância econômica para a instituição, contribuindo significativamente para a redução dos custos com energia elétrica. As estimativas indicaram que a usina inativa poderia ter proporcionado uma economia acumulada superior a R\$ 131 mil entre os anos de 2022 e 2025, valor que, após atualização monetária pela taxa SELIC, ultrapassou R\$ 162 mil.

Além dos aspectos econômicos, o estudo evidenciou a importância das exigências técnicas estabelecidas pela concessionária para conexão de sistemas de minigeração distribuída. A mudança do enquadramento de microgeração para minigeração tornou necessária a adequação da subestação elétrica do *campus*, especialmente em relação às funções de proteção do sistema, substituição do relé de proteção e adequação dos transformadores de corrente e potencial.

A análise do orçamento das adequações demonstrou que a entrada em operação da segunda usina depende de investimentos significativos na infraestrutura elétrica existente. Entretanto, considerando os valores estimados de economia financeira e os benefícios proporcionados pela geração fotovoltaica, observa-se que a adequação da subestação tende a representar uma alternativa tecnicamente necessária e economicamente justificável a longo prazo.

Adicionalmente, a análise da amortização do investimento demonstrou que a economia acumulada estimada entre os anos de 2022 e 2025 corresponde a aproximadamente 56,64% do valor necessário para a adequação da infraestrutura elétrica requerida para a entrada em operação da segunda usina fotovoltaica. Com base nas economias observadas no período analisado, estimou-se um tempo de retorno do investimento de aproximadamente 6,32 anos. Considerando que, na data prevista para apresentação deste trabalho, terão transcorrido cerca de 4,5 anos desde a instalação da usina, verifica-se que mais da metade do período estimado para a amortização do investimento já terá sido alcançada. Embora esse valor represente uma projeção sujeita a variações decorrentes de fatores operacionais e

tarifários, os resultados indicam que a recuperação do capital investido pode ocorrer em prazo compatível com a vida útil dos equipamentos fotovoltaicos, reforçando a viabilidade econômica da implantação.

Dessa forma, conclui-se que a não utilização da usina fotovoltaica instalada desde 2022 representa perdas financeiras e energéticas relevantes para a instituição, além de limitar o aproveitamento de uma fonte renovável e sustentável de energia. Assim, o estudo fornece subsídios técnicos e econômicos que podem auxiliar futuras avaliações relacionadas à adequação da infraestrutura elétrica e à integração definitiva da usina fotovoltaica ao sistema elétrico do *campus*.

REFERÊNCIAS

ALEXANDRE, Cristiana da Silva. **Uma análise via fluxo de potência ótimo binível aplicada à inserção da geração fotovoltaica no sistema de distribuição**. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/231180/PEEL2055-D.pdf>. Acesso em: 22 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Entendendo a tarifa**. [S. d.]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa>. Acesso em: 7 abr. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.017, de 19 de abril de 2022**. Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS a executar as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados, estabelece critérios para o ONS desempenhar as atividades de gestão orçamentária e aprova o seu Plano de Contas. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 25 abr. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221017.pdf>. Acesso em: 21 ago. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas nº 920, de 23 de fevereiro de 2021, nº 956, de 7 de dezembro de 2021, nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, e nº 1.009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 10 fev. 2023a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 17 out. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.076, de 3 de outubro de 2023**. Altera o Anexo III da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, que estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, no que se refere aos requisitos técnicos para conexão ao sistema de distribuição de unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída e de centrais geradoras. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 17 out. 2023b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231076.pdf>. Acesso em: 31 maio 2026.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADAOPublico/corrigirPelaSelic.do?aba=4&method=corrigirPelaSelic>. Acesso em: 22 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2.290, de 22 de agosto de 2017**. Brasília, DF: ANEEL, 2017. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/REH20172290.PDF>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2.437, de 21 de agosto de 2018**. Brasília, DF: ANEEL, 2018. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/REH20182437.PDF>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2.592, de 2 de agosto de 2019**. Brasília, DF: ANEEL, 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192592ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2.762, de 25 de agosto de 2020**. Brasília, DF: ANEEL, 2020. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202762ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 2.927, de 24 de agosto de 2021**. Brasília, DF: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212927ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.100, de 23 de agosto de 2022**. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223100ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.253, de 22 de agosto de 2023**. Brasília, DF: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233253ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.377, de 28 de agosto de 2024**. Brasília, DF: ANEEL, 2024. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243377ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.510, de 19 de agosto de 2025**. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20253510ti.pdf>. Acesso em: 24 maio 2026.

BV INSPIRE. **Entenda o que é oversizing e clipping no sistema fotovoltaico! 2023**. Disponível em: <https://www.bv.com.br/bv-inspira/parceiro-solar/oversizing>. Acesso em: 11 jun. 2026.

DAVID, Thamyres Machado; SOUZA, Teófilo Miguel de; RIZOL, Paloma Maria Silva Rocha. **Photovoltaic systems: a review with analysis of the energy transition in Brazilian culture**, 2018–2023. Energy Informatics, v. 7, n. 1, art. 14, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1186/s42162-024-00316-4>. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1186/s42162-024-00316-4>. Acesso em: 11 jun. 2026.

DUAILIBE, Paulo. **Subestações: tipos, equipamentos e proteção**. Rio de Janeiro: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999. Disponível em: <http://paginapessoal.utfpr.edu.br/erley/inst.-industriais-1/fornecimento-de-energia-em-media-tensao/materiais-de-apoio/Subestacoes%20Industriais.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2026.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2025: Relatório-Síntese**. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/balanco-energetico-na-cional/ben-2025/relatorio-sintese/Sintese_BEN2025. Acesso em: 20 ago. 2025.

FRONIUS INTERNATIONAL GMBH. Symo Advanced 15.0-3-M: dados técnicos. 2025. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo-advanced/symo-advanced-15-0-3-m>. Acesso em: 11 jun. 2026.

GOODWE TECHNOLOGIES CO., LTD. GW30KLV-MT: datasheet técnico. Suzhou, China: GoodWe Technologies Co., Ltd., 2025. Disponível em: https://br.goodwe.com/Ftp/Downloads/Datasheet/PT/GW_LVMT_Datasheet-PT.pdf. Acesso em: 12 jun. 2026.

GOOGLE. Google Maps. Disponível em: https://www.google.com/maps/@-20.763255,-51.7057338,100m/data=!3m1!1e3?entry=ttu&g_ep=EgoyMDI2MDYyOS4wIKXMDSOASAFQAw%3D%3D. Acesso em: 1 jul. 2026.

NASCIMENTO, Adriana de Souza. **Energia solar fotovoltaica: estudo e viabilidade no nordeste brasileiro.** 2015. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufpb.br/jspui/handle/tede/8153>. Acesso em: 22 set. 2025.

NEOENERGIA. **DIS-NOR-033: Conexão de Geradores em Paralelo e Minigeração Distribuída com o Sistema de Distribuição de Média Tensão.** Rev. 03. Brasília, DF: Neoenergia, 2024. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/documents/d/rn/dis-nor-033-03-conexao-de-geradores-em-paralelo-e-minigeracao-distribuida-com-o-sistema-de-distribuicao-de-media-tensao-pdf?download=true>. Acesso em: 31 mar. 2026.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Painel de geração de energia – Sistema Interligado Nacional (SIN).** Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 17 out. 2025.

PEREIRA, André Kelly Alves. **Análise do arcabouço legal da geração distribuída de energia elétrica no Brasil.** Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamego, Campos dos Goytacazes, v. 14, n. 2, p. 291-301, 2020. DOI: 10.19180/2177-4560.v14n22020p291-301. Disponível em: <https://editoraessentia.iff.edu.br/index.php/boletim/article/view/15822>. Acesso em: 20 ago. 2025.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL; CRESESB, 2014. Disponível em: https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 12 jun. 2026.

RODRIGUES, João Paulo Carneiro. **Estudo de viabilidade técnico-econômica da usina fotovoltaica da Faculdade de Tecnologia na Universidade de Brasília.** 2023. 181 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Brasília, 2023. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/handle/10482/46709>. Acesso em: 22 set. 2025.

SURGEPV. **Solar inverter clipping explained: DC oversizing and annual yield impact.** 2026. Disponível em: <https://www.surgepv.com/blog/solar-inverter-clipping-dc-oversizing>. Acesso em: 11 jun. 2026.

TAVARES, Leila Aley. **Matriz elétrica brasileira e as tendências futuras.** RECIMA21 – Revista Científica Multidisciplinar, [S. l.], v. 4, n. 5, p. e453135, 2023. DOI: 10.47820/recima21.v4i5.3135. Disponível em: <https://recima21.com.br/index.php/recima21/article/view/3135>. Acesso em: 21 ago. 2025.

Tabela A.16 – Tarifas aplicáveis (REH nº 3.377/2024)

		TUSD		TE
		kW	MWh	MWh
Verde	NA	29,07	0,00	0,00
	Ponta	0,00	1.923,98	456,19
	Fora Ponta	0,00	97,64	286,93

Tabela A.17 – Cálculo do custo de energia (REH nº 3.510/2025)

REH Nº 3.510, DE 19 DE AGOSTO DE 2025						
Energia fora ponta			set./25	out./25	nov./25	dez./25
	Medida	MWh	7,55	7,29	7,11	8,07
	TUSD	R\$	1.045,83	1.009,81	984,88	1.117,86
	TE	R\$	2.244,77	2.167,46	2.113,95	2.399,37
		Total Parcial	3.290,59	3.177,27	3.098,82	3.517,23
		Total	13.083,92			

Tabela A.18 – Tarifas aplicáveis (REH nº 3.510/2025)

		TUSD		TE
		kW	MWh	MWh
Verde	NA	28,61	0,00	0,00
	Ponta	0,00	1.923,09	480,04
	Fora Ponta	0,00	138,52	297,32

Tabela B.8 – Tarifas aplicáveis (REH nº 3.377/2024)

		TUSD		TE
		kW	MWh	MWh
Verde	NA	29,07	0,00	0,00
	Ponta	0,00	1.923,98	456,19
	Fora Ponta	0,00	97,64	286,93

Tabela B.9 – Cálculo do custo de energia (REH nº 3.510/2025)

REH Nº 3.510, DE 19 DE AGOSTO DE 2025						
Energia fora ponta			set./25	out./25	nov./25	dez./25
	Medida	MWh	8,01	7,74	7,54	8,56
	TUSD	R\$	1.109,55	1.072,14	1.044,44	1.185,73
	TE	R\$	2.381,53	2.301,26	2.241,79	2.545,06
		Total Parcial	3.491,08	3.373,40	3.286,23	3.730,79
		Total	13.881,50			

Tabela B.10 – Tarifas aplicáveis (REH nº 3.510/2025)

		TUSD		TE
		kW	MWh	MWh
Verde	NA	28,61	0,00	0,00
	Ponta	0,00	1.923,09	480,04
	Fora Ponta	0,00	138,52	297,32

APÊNDICE C – CÁLCULOS DETALHADOS DA ATUALIZAÇÃO MONETÁRIA DAS ECONOMIAS FINANCEIRAS PELA TAXA SELIC

Planilha eletrônica disponível em:

https://docs.google.com/spreadsheets/d/1_iYtiQf4I2pstWeTos7IQrnXTRFpKITNzGACEQZJpz4/edit?usp=sharing

Tabela C.1 – Correção monetária do ano de 2022

	jun./22	jul./22	ago./22	set./22	out./22	nov./22	dez./22
Taxa SELIC (%)	54,31	52,76	51,2	49,45	47,86	46,37	44,89
Valor Economizado	2.391,24	2.632,85	2.593,76	2.612,75	3.222,52	3.419,34	3.307,42
Valor Atualizado	3.689,92	4.021,94	3.921,76	3.912,59	4.764,81	5.004,88	4.792,12

Tabela C.2 – Correção monetária do ano de 2023

	jan./23	fev./23	mar./23	abr./23	maio/23	jun./23	jul./23	ago./23	set./23	out./23	nov./23	dez./23
Taxa SELIC (%)	43,28	41,69	40,4	38,77	37,51	35,98	34,54	33,11	31,61	30,35	29,06	27,89
Valor Economizado (R\$)	3.149,19	2.786,41	3.465,65	3.268,83	2.759,40	2.523,98	2.659,06	2.508,06	3.397,06	3.245,99	3.629,79	4.009,51
Valor Atualizado (R\$)	4.512,16	3.948,06	4.865,77	4.536,15	3.794,45	3.432,10	3.577,49	3.338,47	4.470,87	4.231,14	4.684,60	5.127,76

Tabela C.3 – Correção monetária do ano de 2024

	jan./24	fev./24	mar./24	abr./24	maio/24	jun./24	jul./24	ago./24	set./24	out./24	nov./24	dez./24
Taxa SELIC (%)	26,75	25,54	24,54	23,52	22,43	21,42	20,47	19,39	18,36	17,38	16,3	15,38
Valor Economizado (R\$)	3.915,60	3.621,62	3.254,15	3.282,73	2.911,18	2.776,44	2.417,14	2.931,58	2.622,77	2.811,21	3.122,71	3.311,15
Valor Atualizado (R\$)	4.963,02	4.546,58	4.052,71	4.054,82	3.564,15	3.371,15	2.911,92	3.500,00	3.104,31	3.299,80	3.631,71	3.820,40

Tabela C.4 – Correção monetária do ano de 2025

	jan./25	fev./25	mar./25	abr./25	maio/25	jun./25	jul./25	ago./25	set./25	out./25	nov./25	dez./25
Taxa SELIC (%)	14,32	13,17	12,07	11	9,84	8,6	7,42	6,07	4,85	3,59	2,28	1,22
Valor Economizado (R\$)	3.741,15	3.180,39	3.461,13	2.415,10	2.795,82	2.392,03	2.707,37	2.845,82	3.491,08	3.373,40	3.286,23	3.730,79
Valor Atualizado (R\$)	4.276,88	3.599,24	3.878,88	2.680,76	3.070,92	2.597,74	2.908,25	3.018,56	3.660,39	3.494,50	3.361,15	3.776,30