

Análise de Diferenças Técnicas e Econômicas de um Sistema Fotovoltaico com Microinversores: Um Estudo de Caso

Vinícius, H. S. M¹; Orlando, M. J².

vinicius.moreira370@academico.ufgd.edu.br¹; orlandojunior@ufgd.edu.br².

RESUMO - Este artigo apresenta uma análise comparativa entre sistemas fotovoltaicos conectados à rede que utilizam microinversores e sistemas convencionais com inversores *string*. O objetivo foi avaliar as diferenças técnicas e econômicas da utilização de microinversores em geração distribuída, por meio de estudo de caso aplicado a um sistema real em operação. A partir dos dados históricos de geração, realizou-se a modelagem de um sistema equivalente com inversor *string*, mantendo-se as mesmas condições de instalação, comparando o desempenho energético e viabilidade econômica ao longo da vida útil do sistema.

Palavras-chave: Microinversores; Inversor *String*; Geração Distribuída; Sistema Fotovoltaico.

ABSTRACT - This article presents a comparative analysis between grid-connected photovoltaic systems using microinverters and conventional systems based on string inverters. The objective was to evaluate the technical and economic differences associated with the use of microinverters in distributed generation through a case study applied to a real operating system. Based on historical generation data, an equivalent system with a string inverter was modeled under the same installation conditions, allowing the comparison of energy performance and economic viability over the system lifetime.

Keywords: Microinverters; String Inverter; Distributed Generation; Photovoltaic System.

1 INTRODUÇÃO

A expansão da demanda de energia elétrica, associada às exigências ambientais e à necessidade de diversificação da matriz energética, tem impulsionado cada vez mais a inserção de fontes renováveis no cenário energético mundial. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica vem se consolidando como uma das principais tecnologias de geração elétrica distribuída, especialmente em países com elevado potencial de irradiação solar, como o Brasil (EPE, 2025).

A geração distribuída (GD) caracteriza-se pela produção de energia próxima ao ponto de consumo, o que reduz perdas associadas à transmissão e contribui para maior eficiência do sistema e descentralização da matriz elétrica (ANEEL, 2018). No Brasil, sua expansão foi impulsionada pela regulamentação estabelecida pela Resolução Normativa nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), posteriormente atualizada pelo marco legal da micro e minigeração distribuída, promovendo maior segurança jurídica ao setor. Como resultado, a energia solar tornou-se a principal fonte de crescimento dentro da GD nacional, apresentando expansão acelerada nos últimos anos (ABSOLAR, 2025).

O desempenho técnico e econômico de um sistema fotovoltaico conectado à rede

depende diretamente da configuração adotada para a conversão da energia elétrica gerada pelos módulos. Nesse cenário, os inversores são os responsáveis pela conversão da corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), além da sincronização com a rede e do rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), que impacta diretamente o rendimento energético do sistema (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Tradicionalmente, a maioria das instalações de pequeno e médio porte utiliza inversores do tipo *string*, onde os módulos operam eletricamente em conjunto. Embora essa topologia apresente menor custo inicial e maior simplicidade construtiva, seu desempenho pode ser limitado por fatores como sombreamento parcial, diferentes orientações de instalação ou degradações não uniformes entre os módulos, visto que o comportamento elétrico do arranjo passa a ser condicionado pelo módulo de menor desempenho, afetando a produção como um todo do sistema (MESSENGER; VENTRE, 2010).

Como alternativa tecnológica, os microinversores propõem a mesma qualidade de conversão de energia, porém de forma descentralizada, onde cada módulo fotovoltaico opera com conversão e rastreamento de máxima potência individualizados. Essa configuração reduz perdas associadas a desuniformidades operacionais e tende a elevar o aproveitamento energético em condições reais de instalação. Estudos indicam que o ganho de desempenho

pode variar conforme as condições de sombreamento, orientação e dispersão elétrica dos módulos, sendo potencialmente significativo em cenários não ideais (LAGARDE *et al.*, 2023; ALHARBI; DARWISH; MA, 2023).

Além dos aspectos técnicos, o uso de microinversores também traz consigo impactos econômicos relevantes. Apesar do custo inicial superior em comparação aos inversores *string*, a tecnologia apresenta vantagens relacionadas à modularidade do sistema, maior flexibilidade de expansão, monitoramento individualizado, mitigação de perdas de geração e maior tempo de garantia (KHAN; XIAO, 2017).

Com base nesse contexto, este artigo tem como objetivo analisar as diferenças técnicas e econômicas da utilização de microinversores em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, por meio de um estudo de caso aplicado a um sistema real em operação, configurado com microinversores.

A análise consiste na comparação entre o desempenho histórico do sistema instalado e as projeções técnicas e econômicas de um sistema equivalente modelado com inversor do tipo *string*. Mantendo-se as mesmas condições de instalação e potência, variando exclusivamente a topologia de inversão, buscou-se avaliar os impactos das diferentes

configurações sobre o desempenho energético e a viabilidade econômica dos sistemas ao longo de suas vidas úteis.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 PRINCÍPIOS E CONVERSÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A geração de energia elétrica a partir da radiação solar ocorre pelo efeito fotovoltaico, no qual a incidência de fótons em materiais semicondutores gera portadores de carga e, conseqüentemente, uma diferença de potencial. Nos sistemas comerciais, esse efeito é explorado principalmente em células de silício cristalino, organizadas em módulos e arranjos para compor o gerador fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

Do ponto de vista operacional, a potência entregue pelo gerador varia com as condições ambientais. A irradiância influencia diretamente a corrente disponível, enquanto a elevação da temperatura tende a reduzir a tensão de operação, alterando a curva característica corrente versus tensão ($I-V$) e deslocando o ponto de máxima potência ao longo do dia. Assim, a energia efetivamente produzida depende, entre outros fatores, da irradiância, temperatura de operação, orientação e inclinação dos módulos, além de perdas elétricas e eventuais desuniformidades entre painéis (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

A energia elétrica produzida pelos

módulos é em corrente contínua (CC), enquanto a rede elétrica e a maioria das cargas operam em corrente alternada (CA). A conversão CC-CA é realizada pelo inversor, que também executa as funções de sincronismo com a rede e de controle operacional do sistema (KHAN; XIAO, 2017; ALHARBI; DARWISH; MA, 2023).

Além da conversão, o inversor realiza o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), ajustando continuamente a condição de operação do gerador fotovoltaico para maximizar a potência instantânea extraída. Dessa forma, a arquitetura de inversão adotada e a estratégia de MPPT influenciam diretamente o desempenho energético anual e, por consequência, a viabilidade econômica do sistema, especialmente em condições não ideais de operação (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

2.2 ARQUITETURAS DE INVERSÃO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

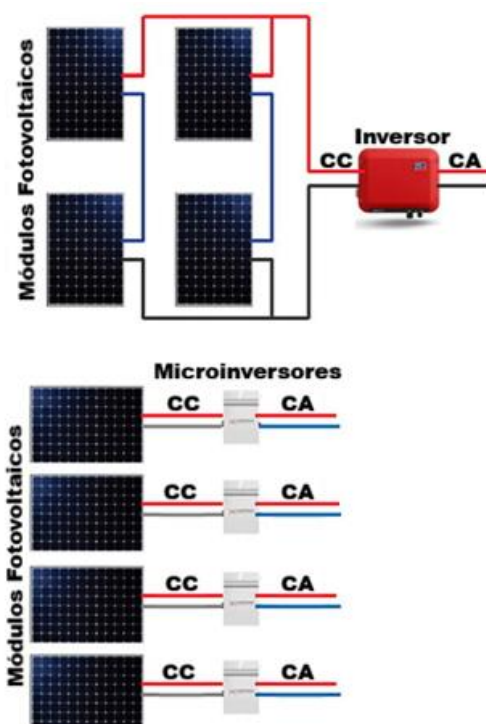
Convencionalmente, utilizam-se inversores do tipo *string*, nos quais vários módulos são conectados em série formando arranjos elétricos que compartilham um ou mais rastreadores de ponto de máxima potência (MPPT). Nessa configuração, os módulos operam sob a mesma corrente elétrica, e o desempenho do conjunto pode ser influenciado por variações individuais

entre o arranjo (MESSENGER; VENTRE, 2010).

Para mitigar este problema, surgiram soluções baseadas em eletrônica de potência em nível de módulo (*Module-Level Power Electronics – MLPE*), nas quais se destacam os microinversores. Nessa topologia, a conversão CC-CA e o MPPT são realizados de forma mais individualizada, podendo cada módulo estar associado a um microinversor próprio ou a uma entrada independente de MPPT em um microinversor que atende mais de um módulo, promovendo maior controle elétrico em nível de módulo (KHAN; XIAO, 2017).

A Figura 1 apresenta uma representação esquemática possível das conexões em sistemas com inversor *string* e com microinversores.

Figura 1 – Esquema comparativo de conexões em sistemas com inversor *string* e microinversores.



Fonte: Adaptado de Lagarde *et al.* (2023).

Do ponto de vista estrutural, as principais diferenças entre as arquiteturas estão relacionadas à forma de rastreamento do ponto de máxima potência, ao nível de tensão em corrente contínua no arranjo e à capacidade de monitoramento do sistema. Enquanto sistemas *string* concentram a conversão em um único equipamento, microinversores distribuem a conversão ao longo do arranjo fotovoltaico, característica que influencia aspectos de desempenho, confiabilidade e segurança operacional (MESSENGER; VENTRE, 2010).

2.3 MARCO REGULATÓRIO E NORMAS TÉCNICAS APLICÁVEIS

A expansão da geração distribuída no Brasil foi impulsionada inicialmente pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, posteriormente revisada pela REN nº 687/2015, que estabeleceram o sistema de compensação de energia elétrica. Em 2022, foi promulgada a Lei nº 14.300, que instituiu o Marco Legal da Geração Distribuída, consolidando regras para acesso à rede, faturamento e transição regulatória (BRASIL, 2022).

Do ponto de vista técnico, a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) deve atender às normas brasileiras pertinentes, com destaque para a ABNT NBR 16690, que trata dos requisitos de projeto e

instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, e para a ABNT NBR 5410, que estabelece as condições de instalações elétricas de baixa tensão.

Esses instrumentos regulatórios e normativos garantem padrões mínimos de segurança, desempenho e qualidade de energia, sendo premissas obrigatórias na análise técnica desenvolvida neste trabalho. Além disso, tais diretrizes estabelecem condições gerais para conexão, operação e proteção dos sistemas fotovoltaicos, permitindo que a comparação entre as topologias seja conduzida dentro de um mesmo contexto regulatório e técnico.

2.4 CRITÉRIOS TÉCNICOS DE AVALIAÇÃO

A comparação entre sistemas baseados em inversores *string* e microinversores é dada a partir de critérios técnicos que refletem diferenças estruturais entre as arquiteturas, sendo cada critério definido com base no comportamento elétrico esperado das topologias de inversão e em sua influência potencial sobre o desempenho energético e a confiabilidade do sistema ao longo da vida útil (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.4.1 Comportamento sob Sombreamento Parcial

O sombreamento parcial é um dos principais fatores responsáveis pela redução de desempenho em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Em arranjos com inversores do

tipo *string*, os módulos são conectados em série e operam sob a mesma corrente elétrica. Assim, quando um ou mais módulos apresentam redução de irradiância, ocorre limitação da corrente de todo o conjunto, o que pode provocar perdas de geração superiores à área efetivamente sombreada (PINHO; GALDINO, 2014).

Além da limitação elétrica imposta pela conexão em série, o rastreamento do ponto de máxima potência em nível de *string* pode não localizar o ponto ótimo global em situações de sombreamento irregular, especialmente quando há múltiplos picos na curva característica potência versus tensão. Esse fenômeno compromete o aproveitamento energético do sistema e pode intensificar perdas em cenários não ideais de instalação (ESRAM; CHAPMAN, 2007).

Já em sistemas com uso de microinversores, cada módulo opera com conversão e MPPT independentes. Dessa forma, a redução de irradiância em um painel afeta apenas sua unidade associada, minimizando a propagação das perdas para os demais módulos do arranjo. Estudos experimentais e relatórios técnicos recentes indicam que, em condições de sombreamento parcial, sistemas com eletrônica em nível de módulo podem apresentar melhor aproveitamento energético, embora o ganho dependa da severidade, duração e

distribuição das obstruções (CHEPP; KREZNINGER, 2018; BARKER; DECEUSTER, 2010; IEA PVPS, 2024).

2.4.2 *Mismatch* Elétrico e Configurações em Múltiplos Planos

Em sistemas fotovoltaicos conectados em série, diferenças elétricas entre módulos, conhecidas como *mismatch*, podem provocar perdas adicionais de desempenho. Essas diferenças decorrem de tolerâncias de fabricação, degradação não uniforme, variações térmicas e pequenas diferenças de irradiância entre painéis, mesmo em instalações sem sombreamento significativo (PINHO; GALDINO, 2014).

Em projetos com inversores *string*, os módulos compartilham a mesma corrente elétrica, levando a operação do arranjo a ser condicionada pelo módulo de pior desempenho. Assim, diferenças progressivas nas características elétricas dos módulos ao longo do tempo podem reduzir a eficiência operacional do sistema.

Sistemas com módulos instalados em diferentes orientações ou planos de inclinação também podem intensificar esse comportamento, pois cada conjunto apresenta curvas de geração distintas ao longo do dia, e o compartilhamento de um único ponto de rastreamento pode limitar o aproveitamento energético do arranjo como um todo (MESSENGER; VENTRE, 2010).

Nos sistemas com microinversores, o

controle individualizado por módulo permite que cada painel opere em seu próprio ponto de máxima potência, reduzindo o impacto de variações locais, sejam elas por envelhecimento desigual, diferenças térmicas ou geometrias distintas de instalação (RÜTHER; DECHAMPS, 2019).

Assim, a arquitetura de inversão influencia a capacidade do sistema em lidar com heterogeneidades elétricas e construtivas, afetando o desempenho energético ao longo da vida útil.

2.4.3 Segurança Elétrica e Níveis de Tensão em Corrente Contínua

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, a tensão em corrente contínua (CC) no lado do gerador pode atingir centenas de volts, especialmente em arranjos *string*, nos quais vários módulos são conectados em série. Essa característica exige atenção quanto ao dimensionamento, isolamento e dispositivos de proteção previstos em normas técnicas aplicáveis (ABNT NBR 16690, 2019).

Além dos níveis elevados de tensão, sistemas com inversores *string* podem manter energia disponível no lado CC sempre que houver incidência solar, mesmo em situações de desligamento do inversor. Essa condição aumenta a exposição a riscos associados a arco elétrico, falhas de isolamento e intervenções

técnicas durante manutenções ou emergências (ABNT NBR 16690, 2019).

Em sistemas baseados em microinversores, a conversão CC–CA ocorre junto ao módulo, mantendo trechos curtos de corrente contínua e, em geral, com níveis de tensão inferiores aos encontrados em arquiteturas *string*. Essa característica reduz a extensão de circuitos em alta tensão CC no arranjo, aspecto frequentemente associado à maior facilidade de intervenção técnica e mitigação de riscos elétricos (BURGER; RÜTHER, 2006).

2.4.4 Confiabilidade e Impacto de Falhas

A confiabilidade operacional de um sistema fotovoltaico é diretamente atrelada à arquitetura de conversão adotada. Em configurações com inversor *string*, a centralização da conversão implica que a falha do inversor resulta na interrupção total da geração do arranjo a ele conectado. Mesmo que esses equipamentos apresentem elevada confiabilidade, o arranjo concentrado da topologia *string* torna o sistema mais sensível a falhas pontuais de maior impacto (MESSENGER; VENTRE, 2010; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Ademais, a substituição ou manutenção do inversor *string* geralmente exige intervenção no equipamento central, podendo ocasionar paralisação temporária da geração. Em sistemas de maior porte, isso pode representar perda

energética acumulada ao longo do período de indisponibilidade.

Por outro lado, em sistemas com microinversores, a falha de uma unidade afeta apenas o módulo associado, mantendo os demais em operação. Essa distribuição da conversão reduz o impacto de falhas individuais e tende a aumentar a disponibilidade global do gerador ao longo do tempo (RÜTHER; DECHAMPS, 2019; AFRIDI *et al.*, 2023).

Assim, sob o ponto de vista da continuidade operacional, a arquitetura descentralizada apresenta maior tolerância a falhas localizadas, aspecto que influencia a geração acumulada ao longo da vida útil do sistema.

2.4.5 Monitoramento e Capacidade de Diagnóstico

A capacidade de monitoramento influencia diretamente a gestão operacional e a manutenção de sistemas fotovoltaicos. Em arquiteturas com inversor *string*, o acompanhamento da geração é, em geral, realizado por arranjo ou por equipamento central, permitindo a visualização do desempenho agregado dos módulos conectados àquela entrada de MPPT. Embora adequado para avaliação geral do sistema, esse modelo dificulta a identificação precisa

de falhas ou perdas localizadas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Em contrapartida, sistemas baseados em microinversores possibilitam monitoramento individual por módulo, oferecendo melhor especificidade na análise de desempenho. Essa característica facilita a detecção precoce de degradação, falhas elétricas ou variações anormais de produção, reduzindo o tempo de diagnóstico e intervenção técnica.

A individualização das informações operacionais também contribui para melhor acompanhamento da degradação ao longo da vida útil do gerador, permitindo maior precisão na avaliação da eficiência real do sistema. Dessa forma, a arquitetura de inversão impacta não apenas o desempenho energético, mas também a qualidade do gerenciamento técnico da instalação.

2.4.6 Modularidade e Flexibilidade de Expansão

A modularidade é um aspecto muito importante na concepção de sistemas fotovoltaicos distribuídos, especialmente em aplicações residenciais e comerciais de pequeno porte. Em arquiteturas com inversor *string*, a ampliação do sistema pode exigir reconfiguração das strings existentes ou substituição do equipamento central, caso sejam ultrapassados os limites de potência nominal ou de faixa de

operação do MPPT (MESSENGER; VENTRE, 2010).

Em sistemas com microinversores, a expansão ocorre de maneira mais simples, com adição de novos módulos e unidades de conversão sem necessidade de redimensionamento do conjunto original, desde que respeitadas as limitações do circuito em corrente alternada. Essa característica confere maior flexibilidade para ampliações graduais e adaptações futuras da instalação.

Sob a perspectiva de projeto e adaptabilidade, a arquitetura descentralizada apresenta maior versatilidade estrutural, especialmente em cenários de crescimento progressivo da demanda energética.

3 METODOLOGIA

3.1 ESTRUTURA DA ANÁLISE COMPARATIVA

O presente trabalho adota uma abordagem técnico-comparativa, baseada em estudo de caso, para analisar as diferenças entre um sistema fotovoltaico conectado à rede configurado com microinversores e uma configuração equivalente com inversor do tipo string. A comparação foi estruturada de modo a avaliar os efeitos técnicos e econômicos decorrentes da alteração da topologia de inversão, mantendo-se como

referência as condições gerais do sistema real analisado.

A metodologia parte da caracterização do sistema fotovoltaico em operação, incluindo sua configuração elétrica, condições de instalação e histórico de geração. A partir dessas informações, foi realizada a modelagem de um sistema equivalente com inversor string, mantendo-se constantes os principais aspectos da instalação, de forma que a comparação entre os sistemas fosse conduzida considerando, essencialmente, a diferença entre as arquiteturas de conversão de energia.

A análise técnica foi conduzida com base nos critérios discutidos no referencial teórico, considerando aspectos como comportamento sob sombreamento parcial, mismatch elétrico, segurança operacional, confiabilidade, monitoramento e flexibilidade de expansão. Esses critérios foram utilizados como suporte para interpretar as diferenças esperadas entre as topologias e relacioná-las ao comportamento observado ou projetado para os sistemas avaliados.

Para a análise econômica, foram definidos cenários comparativos entre o sistema real com microinversores e o sistema equivalente com inversor string. Esses cenários permitiram avaliar tanto o efeito da diferença de investimento inicial entre as topologias quanto o impacto de possíveis variações de desempenho energético associadas

às características operacionais de cada configuração.

3.2 INDICADORES DE ANÁLISE

A avaliação energética foi realizada a partir da geração observada no sistema real e da estimativa da taxa de desempenho do sistema, permitindo verificar a coerência entre a produção registrada e os valores típicos esperados para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esse indicador foi utilizado como referência para interpretar o desempenho global da instalação e subsidiar a comparação com o sistema equivalente modelado.

A avaliação econômica foi realizada por meio do cálculo do período de retorno simples do investimento e da análise do fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil considerada para os sistemas. Para isso, foram consideradas premissas relacionadas ao investimento inicial, economia anual gerada pela produção de energia, reajuste tarifário, degradação anual dos módulos e necessidade de substituição de equipamentos ao longo do período analisado.

Dessa forma, a metodologia adotada permitiu comparar as topologias de inversão sob uma perspectiva técnica e econômica, relacionando as características operacionais dos sistemas fotovoltaicos aos seus impactos

sobre desempenho energético, retorno financeiro e resultado acumulado ao longo da vida útil.

4 RESULTADOS E ANÁLISE COMPARATIVA

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA

ANALISADO COM MICROINVERSORES

O sistema fotovoltaico objeto deste estudo está instalado no município de Dourados–MS, região Centro-Oeste do Brasil, e entrou em operação no final de outubro de 2022. A instalação é composta por 12 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 665Wp cada, totalizando potência instalada aproximada de 7,98kWp.

A conversão de energia é realizada por três microinversores modelo DS3D (APSystems). Cada unidade possui duas entradas independentes de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), configuradas de modo a atender dois módulos em série por entrada, totalizando seis MPPT para o arranjo. O sistema opera em rede monofásica 230V, conforme configuração da unidade consumidora.

Os módulos encontram-se instalados em um único plano inclinado, orientados para o norte geográfico e com inclinação de 20°. De acordo com dados de irradiação solar obtidos na base CRESESB/SunData (2026) para o município de Dourados–MS, a maior média anual de irradiação em plano inclinado ocorre para ângulo próximo de 19°, enquanto o valor correspondente ao ângulo

igual à latitude (22°) apresenta desempenho anual praticamente equivalente. Considerando essa referência, a inclinação adotada no sistema encontra-se dentro da faixa recomendada para maximização da geração anual para a localidade, favorecendo o aproveitamento energético ao longo do ano.

A Figura 2 apresenta a disposição física dos módulos instalados no telhado da unidade consumidora.

Figura 2 – Sistema fotovoltaico instalado analisado neste estudo.



Fonte: Autor (2026).

Observa-se uma configuração homogênea dos módulos, que foram instalados em estrutura fixa e não possuem diferenças significativas de orientação ou plano de montagem.

Do ponto de vista operacional, não há sombreamento expressivo ao longo do período de maior irradiância diária. Há, entretanto, obstrução pontual no início da manhã decorrente de elementos construtivos

próximos, ocasionando diferenças temporárias de produção entre módulos por sombreamento parcial.

Embora o sistema fotovoltaico tenha sido instalado e iniciado sua operação no final de 2022, foram considerados para esta análise apenas os dados de geração referentes aos anos de 2023, 2024 e 2025, por se tratarem de períodos com operação completa ao longo dos doze meses do ano. Os anos de 2022 e 2026 não foram incluídos por corresponderem a um período parcial de funcionamento. A Tabela 1 apresenta os valores de geração registrados pelo sistema de monitoramento para os anos considerados.

Tabela 1 - Histórico de geração do sistema real.

MÊS	2023 (kWh)	2024 (kWh)	2025 (kWh)
Jan.	978,08	727,77	1.172,94
Fev.	725,87	653,64	913,25
Mar.	789,81	902,67	1.020,00
Abr.	811,12	923,91	902,46
Mai.	776,21	784,19	926,41
Jun.	753,46	728,85	682,24
Jul.	733,01	702,44	870,97
Ago.	868,10	945,17	982,23
Set.	846,64	925,87	897,63
Out.	686,88	1.026,22	915,83
Nov.	623,37	1.083,76	956,38
Dez.	744,56	1.139,95	1.063,78
TOTAL	9.337,11	10.544,44	11.304,12
MÉDIA MENSAL	778,09	878,70	942,01

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do sistema de monitoramento APSsystems (2026).

Considerando apenas os anos completos de operação (2023–2025), obtém-se uma geração média anual aproximada de 10.395,22kWh e média mensal de 866,27kWh, valores adotados como referência para a modelagem energética comparativa apresentada posteriormente no tópico 4.3.

4.2 MODELAGEM DO SISTEMA

EQUIVALENTE COM INVERSOR *STRING*

Para realizar a comparação das topologias de inversão, foi modelado um sistema fotovoltaico equivalente ao arranjo instalado, mantendo-se a mesma potência total de geração (7,98kWp), a mesma quantidade de módulos (12 unidades de 665Wp) e as mesmas condições de orientação e inclinação previamente descritas.

Neste sistema, a única variável modificada foi a topologia de inversão, substituindo-se a conversão distribuída em nível de módulo por um inversor do tipo *string*. Para a modelagem foi considerado um inversor monofásico de 6kW, modelo GoodWe 220V monofásico, conforme recomendação da empresa responsável pela instalação do sistema analisado (LUMINI ENERGIA SOLAR, 2026).

Nessa configuração, os módulos foram organizados de forma a atender às faixas de

operação elétrica do inversor, especialmente quanto à tensão de entrada e à faixa de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). Nessa topologia, o rastreamento ocorre em nível de arranjo, de modo que todos os módulos conectados ao mesmo MPPT operam sob as mesmas condições elétricas.

4.3 ANÁLISE COMPARATIVA DE DESEMPENHO ENERGÉTICO

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a estimativa de geração energética mensal de sistemas fotovoltaicos conectados à rede pode ser obtida por meio da expressão simplificada descrita na Equação (1).

$$E = P_{inst} * HSP * TD * 30 \quad (1)$$

Onde:

E : Energia mensal gerada (kWh);

P_{inst} : Potência instalada do sistema (kWp);

HSP : Horas de sol pleno médias diárias (kWh/m².dia);

TD : Taxa de Desempenho do sistema.

Para o município de Dourados–MS, a base de dados CRESESB/SunData (2026) indica uma irradiação solar diária média anual com valor de 5,10 kWh/m².dia para a inclinação e orientação dos módulos no sistema analisado (20°N).

Considerando a potência instalada de 7,98kWp e a geração média mensal observada ao longo dos três anos completos de operação

(866,27kWh/mês), é possível estimar o desempenho global do sistema a partir do rearranjo da expressão apresentada anteriormente, como mostra a Equação (2).

$$TD = \frac{E}{P_{inst} * HSP * 30} \quad (2)$$

Substituindo os valores para o sistema em análise, obtém-se:

$$TD = \frac{866,27}{7,98 * 5,1 * 30} \approx 0,71$$

Logo, o valor obtido encontra-se dentro da faixa típica para sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil, quando bem ventilados e não sombreados, tipicamente situada entre 0,70 e 0,80, conforme afirmam Pinho e Galdino (2014).

Como a geração fotovoltaica apresenta variações ao longo do ano em função de fatores como sazonalidade, irradiância disponível, temperatura e condições climáticas, a média geral representa apenas o comportamento médio do sistema no período analisado. Dessa forma, como análise complementar, também foram considerados os maiores valores de geração registrados para cada mês entre 2023 e 2025. A partir desses valores de melhor desempenho mensal, obteve-se uma média de aproximadamente 966,75kWh, conforme

apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Histórico de melhor desempenho mês a mês do sistema (2023-2025)

Mês	Melhor desempenho mensal [2023-2025] (kWh)
Jan.	1.172,94
Fev.	913,25
Mar.	1020
Abr.	923,91
Mai.	926,41
Jun.	753,46
Jul.	733,01
Ago.	982,23
Set.	925,87
Out.	1.026,22
Nov.	1.083,76
Dez.	1.139,95
TOTAL	11.601,01
MÉDIA MENSAL	966,75

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do sistema de monitoramento APSsystems (2026).

Esse resultado evidencia que, sob condições favoráveis de irradiância e operação plena do sistema, o desempenho observado pode aproximar-se ou até superar as estimativas simplificadas de projeto.

Aplicando novamente a Equação (2) para esse cenário de melhor desempenho mensal, obtém-se:

$$TD = \frac{966,75}{7,98 * 5,1 * 30} \approx 0,79$$

Observa-se, portanto, que o desempenho global do sistema varia aproximadamente entre 0,71 e 0,79, dependendo das condições operacionais e climáticas. Esses valores indicam consistência com a faixa típica de desempenho para sistemas fotovoltaicos conectados à rede descrita por Pinho e Galdino (2014), o que reforça a coerência entre o dimensionamento adotado e o comportamento real observado.

4.4 ANÁLISE ECONÔMICA E *PAYBACK*

A viabilidade econômica do sistema fotovoltaico foi avaliada por meio do método de *Payback* Simples, indicador que relaciona o investimento inicial à economia anual proporcionada pela geração própria de energia elétrica. Esse método é muito utilizado em estudos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede por permitir estimar, de forma direta, o tempo necessário para que a redução dos gastos com energia compense o investimento realizado na aquisição e instalação do sistema.

Para a estimativa dos custos de implantação, foram solicitados orçamentos à empresa Lumini Energia Solar, responsável pela instalação do sistema real analisado. As propostas fornecidas pela empresa (LUMINI ENERGIA SOLAR, 2026) foram apresentadas na forma de kits fotovoltaicos completos, contemplando os principais equipamentos

necessários à instalação e seus respectivos custos associados. Os valores foram disponibilizados em função da potência instalada, expressos em reais por unidade de Wp (Watt-pico), o que permite comparar as duas configurações a partir de uma mesma base de cálculo.

Dessa forma, o investimento inicial dos sistemas comparados foi obtido multiplicando-se o custo por Wp pela potência instalada do sistema analisado.

Para o sistema com microinversores, o preço médio correspondente a equipamentos e instalação do sistema de acordo com a empresa consultada é de aproximadamente 3,40R\$/Wp, portanto:

$$Investimento = 7,98 * 1000 * 3,40$$

$$Investimento \approx R\$27.132,00$$

Para o sistema com inversor *string*, o preço médio estabelecido pela empresa foi de 2,73R\$/Wp, resultando em:

$$Investimento = 7,98 * 1000 * 2,73$$

$$Investimento \approx R\$21.785,40$$

O período de retorno simples (PRS) foi calculado a partir da relação entre o investimento inicial e a economia anual gerada pelo sistema, conforme apresentado na Equação (3).

$$PRS = \frac{Investimento\ Inicial}{Economia\ Anual} \quad (3)$$

Além do cálculo do período de retorno simples, também foi realizada a análise do fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do sistema, permitindo avaliar a evolução financeira do investimento ao longo do período proposto.

Para a análise econômica foram adotadas as seguintes premissas:

- tarifa inicial de energia elétrica de 1,13R\$/kWh, compatível com a tarifa observada nas faturas da unidade consumidora;
- reajuste médio anual da tarifa de energia de 6%, coerente com reajustes tarifários observados nas faturas da unidade consumidora e no setor elétrico brasileiro (ANEEL, 2025);
- vida útil do sistema de 25 anos, fundamentada pela garantia de desempenho linear dos módulos fotovoltaicos fornecida pelo fabricante neste período (LEAPTON ENERGY CO., LTD., 2021);
- garantia de 25 anos para os microinversores e de 12 anos para o inversor *string*, conforme informações fornecidas pela empresa responsável pela instalação do sistema (LUMINI ENERGIA SOLAR, 2026);

- degradação anual da geração de 0,8% ao ano, correspondente a aproximadamente 20% de perda ao longo de 25 anos, conforme especificação do fabricante dos módulos fotovoltaicos (LEAPTON ENERGY CO., LTD., 2021).

4.4.1 Sistema com microinversores

Inicialmente foi analisado o sistema real instalado, composto por microinversores, com investimento inicial para essa configuração calculado previamente no valor de R\$27.132,00.

Considerando a geração média anual observada de 10.395 kWh e a tarifa inicial de 1,13R\$/kWh, obtém-se uma economia anual aproximada de:

$$\begin{aligned} \text{Economia} &= 10.395 * 1,13 \\ \text{Economia} &\approx \text{R\$}11.746,60 \end{aligned}$$

Aplicando a Equação (3), obtém-se:

$$\begin{aligned} PRS &= \frac{27.132}{11.746,60} \\ PRS &\approx 2,31 \text{ Anos} \end{aligned}$$

Portanto, o período de retorno simples do sistema ocorre em aproximadamente 2 anos e 4 meses.

Com base nas premissas econômicas adotadas, foi elaborado o fluxo de caixa ao longo da vida útil considerada, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Fluxo de caixa do sistema com microinversores

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Produção (kWh/ano)	Economia (R\$)	Investimento/ manutenção (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
0	-	-	-	-27.132,00	-27.132,00
1	1,13	10.395,22	11.746,60	-	-15.385,40
2	1,2	10.312,06	12.351,78	-	-3.033,62
3	1,27	10.229,56	12.988,15	-	9.954,53
4	1,35	10.147,73	13.657,30	-	23.611,83
5	1,43	10.066,54	14.360,92	-	37.972,75
6	1,51	9.986,01	15.100,80	-	53.073,55
7	1,6	9.906,12	15.878,79	-	68.952,34
8	1,7	9.826,87	16.696,86	-	85.649,20
9	1,8	9.748,26	17.557,09	-	103.206,29
10	1,91	9.670,27	18.461,63	-	121.667,92
11	2,02	9.592,91	19.412,77	-	141.080,69
12	2,15	9.516,17	20.412,92	-	161.493,61
13	2,27	9.440,04	21.464,59	-	182.958,20
14	2,41	9.364,52	22.570,44	-	205.528,64
15	2,55	9.289,60	23.733,27	-	229.261,91
16	2,71	9.215,28	24.956,01	-	254.217,92
17	2,87	9.141,56	26.241,75	-	280.459,67
18	3,04	9.068,43	27.593,72	-	308.053,39
19	3,23	8.995,88	29.015,35	-	337.068,74
20	3,42	8.923,92	30.510,22	-	367.578,96
21	3,62	8.852,52	32.082,11	-	399.661,07
22	3,84	8.781,70	33.734,98	-	433.396,05
23	4,07	8.711,45	35.473,00	-	468.869,05
24	4,32	8.641,76	37.300,57	-	506.169,62
25	4,58	8.572,62	39.222,30	-	545.391,92

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o retorno do investimento ocorre entre o segundo e o terceiro ano de operação, resultado coerente com o valor obtido no cálculo do período de retorno simples, e o valor final do fluxo de caixa gira em torno de R\$545.391,92.

4.4.2 Sistema com inversor *string* – Geração Equalizada

Para o sistema equivalente modelado

com inversor tipo *string*, o investimento inicial base calculado foi de R\$21.785,40. Logo, com a economia de R\$11.746,60 calculada anteriormente para o sistema real, tem-se o período de retorno simples calculado como:

$$PRS = \frac{21.785,40}{11.746,60}$$

$$PRS \approx 1,85 \text{ Anos}$$

Portanto, o período de retorno simples do sistema ocorre em aproximadamente 1 ano

e 10 meses.

Para o fluxo de caixa, foi considerada a substituição do inversor no 12º ano de operação, com custo previsto de R\$6.000,00 de

acordo com a empresa consultada. A Tabela 4 apresenta o fluxo de caixa ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema com essa análise.

Tabela 4 – Fluxo de caixa do sistema com inversor (geração equalizada)

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Produção (kWh/ano)	Economia (R\$)	Investimento/ manutenção (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
0	-	-	-	-21.785,40	-21.785,40
1	1,13	10.395,22	11.746,60	0	-10.038,80
2	1,2	10.312,06	12.351,78	0	2.312,98
3	1,27	10.229,56	12.988,15	0	15.301,13
4	1,35	10.147,73	13.657,30	0	28.958,43
5	1,43	10.066,54	14.360,92	0	43.319,35
6	1,51	9.986,01	15.100,80	0	58.420,15
7	1,6	9.906,12	15.878,79	0	74.298,94
8	1,7	9.826,87	16.696,86	0	90.995,80
9	1,8	9.748,26	17.557,09	0	108.552,89
10	1,91	9.670,27	18.461,63	0	127.014,52
11	2,02	9.592,91	19.412,77	0	146.427,29
12	2,15	9.516,17	20.412,92	-6000	160.840,21
13	2,27	9.440,04	21.464,59	0	182.304,80
14	2,41	9.364,52	22.570,44	0	204.875,24
15	2,55	9.289,60	23.733,27	0	228.608,51
16	2,71	9.215,28	24.956,01	0	253.564,52
17	2,87	9.141,56	26.241,75	0	279.806,27
18	3,04	9.068,43	27.593,72	0	307.399,99
19	3,23	8.995,88	29.015,35	0	336.415,34
20	3,42	8.923,92	30.510,22	0	366.925,56
21	3,62	8.852,52	32.082,11	0	399.007,67
22	3,84	8.781,70	33.734,98	0	432.742,65
23	4,07	8.711,45	35.473,00	0	468.215,65
24	4,32	8.641,76	37.300,57	0	505.516,22
25	4,58	8.572,62	39.222,30	0	544.738,52

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, devido ao menor investimento inicial, o retorno do investimento ocorre entre o primeiro e o segundo ano de operação. Entretanto, em razão do custo de substituição do inversor, previsto para o 12º ano de operação conforme a garantia considerada, o

fluxo de caixa final se mostra levemente inferior ao calculado para o sistema real com microinversores. A diferença obtida entre esses fluxos acumulados finais foi de R\$653,40, valor que corresponde a menos de 1% do fluxo de caixa acumulado ao final do período analisado.

4.4.3 Sistema com inversor *string* – Geração Reduzida

Por fim, foi considerado um terceiro cenário para o sistema equivalente com inversor *string*, no qual se admite uma redução na geração energética em relação ao sistema com microinversores. Essa hipótese se fundamenta em discussões presentes na literatura técnica sobre arquiteturas de inversão fotovoltaica, que apontam potenciais ganhos de geração em sistemas com eletrônica em nível de módulo devido à mitigação de perdas associadas a fatores como *mismatch* entre módulos, variações de irradiância e diferenças operacionais no rastreamento do ponto de máxima potência (BURGER; RÜTHER, 2006; BARKER; DECEUSTER, 2010; ESRAM; CHAPMAN, 2007; FAMOSO *et al.*, 2015).

Outros trabalhos experimentais conduzidos por Godoi (2017) e Parente (2021) observaram diferenças de geração entre aproximadamente 4% e 5% entre sistemas com essas topologias. Resultados semelhantes também são discutidos em análises comparativas de desempenho de sistemas fotovoltaicos apresentadas por Lopes *et al.* (2018).

Considerando os resultados desses estudos e buscando adotar uma estimativa conservadora dentro da faixa de variação observada na literatura, foi adotado neste

trabalho um valor intermediário de redução de geração de 3% para o sistema com inversor *string*.

Dessa forma, partindo da geração média anual observada no sistema real de 10.395kWh, a geração anual considerada para esse cenário passa a ser:

$$G_{Red} = 10.395 * (1 - 0,03)$$

$$G_{Red} \approx 10.083,36kWh$$

Considerando a tarifa inicial de 1,13R\$/kWh, obtém-se uma economia anual aproximada de:

$$Economia = 10.083,36 * 1,13$$

$$Economia \approx R\$11.394,20$$

Com o valor de investimento inicial calculado para o sistema *string*, aplicando a Equação (3) para o cálculo do período de retorno simples, tem-se:

$$PRS = \frac{21.785,40}{11.394,20}$$

$$PRS \approx 1,91 \text{ Anos}$$

Portanto, o período de retorno simples para o sistema com inversor *string* considerando a redução de geração de 3% ocorre em aproximadamente 1 ano e 11 meses.

Por fim, a evolução do fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do sistema para esse cenário é apresentada na Tabela 5.

Tabela 5 – Fluxo de caixa do sistema com inversor (geração reduzida)

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Produção (kWh/ano)	Economia (R\$)	Investimento/ manutenção (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
0	-	-	-	-21.785,40	-21.785,40
1	1,13	10.083,36	11.394,20	0	-10.391,20
2	1,2	10.002,70	11.981,23	0	1.590,03
3	1,27	9.922,67	12.598,50	0	14.188,53
4	1,35	9.843,29	13.247,58	0	27.436,11
5	1,43	9.764,55	13.930,09	0	41.366,20
6	1,51	9.686,43	14.647,77	0	56.013,97
7	1,6	9.608,94	15.402,42	0	71.416,39
8	1,7	9.532,07	16.195,96	0	87.612,35
9	1,8	9.455,81	17.030,37	0	104.642,72
10	1,91	9.380,16	17.907,78	0	122.550,50
11	2,02	9.305,12	18.830,39	0	141.380,89
12	2,15	9.230,68	19.800,53	-6000	155.181,42
13	2,27	9.156,84	20.820,65	0	176.002,07
14	2,41	9.083,58	21.893,33	0	197.895,40
15	2,55	9.010,91	23.021,28	0	220.916,68
16	2,71	8.938,83	24.207,33	0	245.124,01
17	2,87	8.867,32	25.454,49	0	270.578,50
18	3,04	8.796,38	26.765,91	0	297.344,41
19	3,23	8.726,01	28.144,89	0	325.489,30
20	3,42	8.656,20	29.594,91	0	355.084,21
21	3,62	8.586,95	31.119,64	0	386.203,85
22	3,84	8.518,25	32.722,93	0	418.926,78
23	4,07	8.450,11	34.408,81	0	453.335,59
24	4,32	8.382,51	36.181,55	0	489.517,14
25	4,58	8.315,45	38.045,63	0	527.562,77

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, apesar da redução considerada na geração anual, o retorno do investimento permanece próximo ao cenário de geração equalizada, ocorrendo ainda entre o primeiro e o segundo ano de operação.

Entretanto, ao longo da vida útil do sistema, a menor geração acumulada resulta em um fluxo de caixa final inferior ao observado no cenário com geração equalizada, com diferença aproximada de 3,15%, e também inferior ao

sistema com microinversores, com diferença aproximada de 3,27%.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho analisou as diferenças técnicas e econômicas entre sistemas fotovoltaicos conectados à rede que utilizam microinversores e sistemas equivalentes baseados em inversores do tipo *string*, a partir do estudo de um sistema real instalado no município de Dourados-MS, com potência

instalada de aproximadamente 7,98kWp.

A análise dos dados históricos de geração indicou produção média anual de aproximadamente 10.395kWh, com taxa de desempenho variando entre 0,71 e 0,79, valores compatíveis com os intervalos típicos reportados na literatura para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

A modelagem de um sistema equivalente utilizando inversor do tipo *string* permitiu realizar a comparação econômica entre as duas topologias de inversão. Os resultados indicaram que o sistema com inversor *string* apresenta menor investimento inicial, resultando em período de retorno simples ligeiramente inferior quando comparado ao sistema com microinversores.

Entretanto, ao considerar a substituição do inversor ao longo da vida útil do sistema e possíveis diferenças de geração associadas ao comportamento operacional das topologias analisadas, observou-se que o fluxo de caixa acumulado ao final do período de análise apresentou resultado levemente superior para o sistema com microinversores.

Dessa forma, os resultados obtidos indicam que ambas as configurações apresentam viabilidade técnica e econômica para aplicações residenciais de geração distribuída, com pequena vantagem econômica

observada para o sistema baseado em microinversores ao final do período de análise. Contudo, a escolha da topologia de inversão não deve considerar apenas o custo inicial do sistema, mas também fatores relacionados ao desempenho energético ao longo do tempo, manutenção dos equipamentos e características específicas da instalação.

6 REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica – Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro, 2019.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR**. São Paulo: ABSOLAR, 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br>. Acesso em: 17 fev. 2026.

AFRIDI, Muhammad; TATAPUDI, Sai; FLICKER, Jack; SRINIVASAN, Devarajan; TAMIZHMANI, Govindasamy. **Reliability of microinverters for photovoltaic systems: high-temperature accelerated testing with fixed and cyclic power stresses**. *Energies*, v. 16, n. 18, 6511, 2023.

ALHARBI, Yousef; DARWISH, Ahmed; MA, Xiandong. **A comprehensive review of distributed MPPT for grid-tied PV systems at the sub-module level.** *Energies*, v. 16, n. 14, 5468, 2023.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Caderno temático: micro e minigeração distribuída – sistema de compensação de energia elétrica.** Brasília: ANEEL, 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória nº 3.480, de 15 de abril de 2025.** Estabelece o Reajuste Tarifário Anual da Energisa Mato Grosso do Sul – EMS. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 16 mar. 2026.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Brasília, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** Altera a REN nº 482/2012. Brasília, 2015.

APSYSTEMS. EMA: Energy Monitoring and

Analysis System. 2026. **Portal de monitoramento fotovoltaico de acesso restrito.** Disponível em: <https://apsystemsema.com/>. Acesso em: 17 fev. 2026.

BARKER, Greg; DECEUSTER, Dirk. **Study of photovoltaic system performance versus module mismatch.** Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2010.

BURGER, B.; RÜTHER, R. **Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature.** *Solar Energy*, v. 80, n. 1, p. 32–45, 2006.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica — SCEE e o Programa de Energia Renovável Social — PERS; altera as Leis nº 10.848, de 15 de março de 2004, e nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências.** Diário Oficial da União: Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 17 fev. 2026.

CHEPP, Ellen David; KRENZINGER, Arno. **Estudo comparativo do uso de inversor *string* e microinversores na geração de energia elétrica de uma instalação fotovoltaica com**

sombreamento parcial. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

CRESESB – CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **SunData: potencial solar.** Rio de Janeiro: CEPEL, 2026. Disponível em: [https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sun data&](https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sun%20data&). Acesso em: 17 fev. 2026.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2025.** Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf#search=anu%C3%A1rio>. Acesso em: 17 fev. 2026.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. **Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques.** IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007.

FAMOSO, F. *et al.* **Performance comparison between micro-inverter and *string*-inverter photovoltaic systems.** Energy Procedia, v. 82, p. 834–839, 2015.

GODOI, Rodolfo Rodrigues de. **Análise comparativa de desempenho de inversor *string* e microinversor.** 2017. 83 f. Trabalho de

Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2017.

IEA PVPS. **Performance of partially shaded PV generators operated with power optimisers.** Report IEA-PVPS T13-27:2024. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2024.

KHAN, O.; XIAO, W. **Review and qualitative analysis of submodule-level distributed power electronic solutions in PV power systems.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 76, p. 516-528, 2017.

LAGARDE, Quentin; BEILLARD, Bruno; MAZEN, Serge; DENIS, Marie-Sandrine; LEYLAVERGNE, Julien. **Performance ratio of photovoltaic installations in France: Comparison between inverters and micro-inverters.** Journal of King Saud University – Engineering Sciences, v. 35, n. 8, p. 531-538, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.11.007>. Acesso em: 16 mar. 2026.

LEAPTON ENERGY CO., LTD. **LP210*210-M-66-MH: módulo fotovoltaico monocristalino (650–665 W) – datasheet técnico.** Japão, 2021. Disponível em: <https://www.leaptonpv.com/upload/file/20230704/8e6045043fd0aac377040cb5c21032cf.pdf>. Acesso em: 16 mar. 2026.

LOPES, Thiago Meneses; SILVA, Ramohn Caetano da; BORGES, Aparecido Eduardo; LIMA, Jean Carlos de Araújo; NETO, Cícero Cesário; SANTOS, Augusto Cesar dos. **Análise comparativa de geração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com um inversor e com microinversores.** In: JICE – Jornada de Iniciação Científica e Extensão, 9., 2018, Palmas. Anais [...]. Palmas: Instituto Federal do Tocantins, 2018.

LUMINI ENERGIA SOLAR (CNPJ: 33.036.459/0001-02). **Proposta comercial - Usina fotovoltaica.** Campo Grande, MS, 2026.

MESSENGER, Roger; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic systems engineering.** 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2010.

PARENTE, Alexandre Filgueiras. **Estudo comparativo sobre o desempenho entre usinas de geração de energia fotovoltaica com uso de inversores *string* e microinversores.** 2021. 67 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2021.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL / CRESESB, 2014.

RÜTHER, R.; DECHAMPS, M. R. **Avaliação técnica**

de microinversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Revista Brasileira de Energia Solar, v. 10, n. 1, 2019.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2. ed. São Paulo: Érica, 2012.