



Universidade Federal de Alagoas
Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Curso de Engenharia de Energia



GUSTAVO ALVES NOGUEIRA DE FREITAS

ANÁLISE COMPARATIVA DE EFICIÊNCIA E CUSTO-BENEFÍCIO EM
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: UM ESTUDO DE CASO DAS TOPOLOGIAS
MICROINVERSOR E INVERSOR *STRING* EM MACEIÓ-AL

Rio largo - Alagoas

2026

GUSTAVO ALVES NOGUEIRA DE FREITAS

ANÁLISE COMPARATIVA DE EFICIÊNCIA E CUSTO-BENEFÍCIO EM
MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: UM ESTUDO DE CASO DAS TOPOLOGIAS
MICROINVERSOR E INVERSOR *STRING* EM MACEIÓ-AL

Trabalho apresentado à Universidade Federal
do de Alagoas – UFAL, Campus de
Engenharias e Ciências Agrárias – CECA,
como requisito para obtenção do título de
graduação em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Faustino
Lacerda de Souza

Rio largo - Alagoas

2026

Catlogação na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Stefano João dos Santos

A586d Freitas, Gustavo Alves Nogueira de

Análise comparativa de eficiência e custo-benefício em microgeração fotovoltaica: um estudo de caso das topologias microinversor e inversor string em Maceió- Al Gustavo Alves Nogueira de Freitas. – Rio Largo - Al, 2026.

89 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energia,) Universidade Federal de Alagoas, Campus Ceca – Rio largo, 2026.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza.

1 Microinversor; Inversor String; Eficiência Fotovoltaica; Custo-Benefício.

CDU: 631.95

FOLHA DE APROVAÇÃO

GUSTAVO ALVES NOGUEIRA DE FREITAS

ANÁLISE COMPARATIVA DE EFICIÊNCIA E CUSTO-BENEFÍCIO EM MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: UM ESTUDO DE CASO DAS TOPOLOGIAS MICROINVERSOR E INVERSOR *STRING* EM MACEIÓ-AL

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial
para a obtenção do título de
Engenheiro de Energia pela
Universidade Federal de Alagoas.

Aprovado em 10/06/2026



Documento assinado digitalmente

LEONARDO FAUSTINO LACERDA DE SOUZA

Data: 01/07/2026 15:04:55-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Banca Examinadora

Orientador - Prof. Dr. Leonardo Faustino Lacerda de Souza, CECA/UFAL
Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Documento assinado digitalmente



ALLAN DAVID DA COSTA SILVA

Data: 01/07/2026 14:16:53-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Examinador Interno – Prof. MSc. Allan David Da Costa Silva
Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Documento assinado digitalmente



FELIPE CAIO NUNES DE OLIVEIRA LIMA

Data: 01/07/2026 14:57:05-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Examinador Interno - Prof. DSc. Felipe Caio Nunes de Oliveira Lima
Universidade Federal de Alagoas - UFAL

Em dedicatoria aos meus familiares, amigos,
professores, minha namorada e os meus socios,
onde todos tiveram comigo nessa construção
pessoal de suma importância!

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar Gostaria de agradecer a Deus pelo discernimento dado, para que conseguisse me manter firme na trajetória, em seguida meus pais onde sempre se esforçaram para entregar as melhores condições possíveis para eu conseguir ir em busca do que almejava, aos meus familiares, onde sempre tive um porto seguro através das várias dificuldades que a vida nos coloca, ao meus amigos de curso, onde muitas vezes me ajudaram e orientaram, aos meus socios e amigos ,cuja o qual me mostraram a capacidade do crescimento que em união podemos ter, e mostrar um futuro onde possamos seguir juntos, a minha namorada, no momento que me encontrava sem animo me apoiou para que eu conseguisse continuar na luta, e aos meus professores e futuros colegas de profissão que com seus conhecimento e orientações mostrando que aqui é apenas um começo de algo muito maior.

"Somos a primeira geração a sentir o impacto das mudanças climáticas e a última a poder fazer algo a respeito." – Barack Obama

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise técnico-econômica comparativa entre as topologias de inversor *string* e microinversores aplicadas a sistemas de microgeração fotovoltaica instalados na cidade de Maceió, Alagoas. O objetivo central consistiu em avaliar o desempenho energético e o custo-benefício de duas arquiteturas de conversão fotovoltaica, considerando sistemas de mesma potência instalada, ambos compostos por cinco módulos de 630 Wp, totalizando 3,15 kWp. A metodologia adotada baseou-se no monitoramento de dois sistemas reais, diferenciados principalmente pela topologia de inversão: um sistema com inversor *string* e outro com microinversores. A análise foi realizada a partir dos dados de potência em corrente contínua, coletados nas plataformas dos fabricantes, considerando duas janelas de monitoramento: de 09 a 16 de outubro de 2025 e de 07 a 21 de janeiro de 2026. Os resultados demonstraram que, no período consolidado de 23 dias, o sistema com microinversores gerou 371,405 kWh, enquanto o sistema com inversor *string* gerou 324,513 kWh. A diferença acumulada foi de 46,892 kWh, representando ganho global de 14,45% para a topologia com microinversores. Esse desempenho superior está associado à arquitetura de MPPT distribuído, que reduz os impactos de sombreamento parcial, variações entre módulos e possíveis descasamentos elétricos. Na análise financeira, foram utilizados dados comerciais atualizados de maio de 2026, aplicados aos resultados energéticos obtidos nos períodos monitorados. O sistema com inversor *string* apresentou CAPEX de R\$ 5.298,00, enquanto o sistema com microinversores apresentou CAPEX de R\$ 5.969,44, resultando em investimento adicional de R\$ 671,44. Considerando a geração adicional média observada e a tarifa de referência de R\$ 1,11/kWh, o payback diferencial foi estimado em aproximadamente 9,7 meses. Conclui-se que, para o estudo de caso analisado, a topologia com microinversores apresentou melhor desempenho técnico e viabilidade econômica, especialmente em ambiente urbano sujeito a sombreamento parcial, descasamento entre módulos e necessidade de monitoramento individualizado.

Palavras-chave: Microinversor; Inversor *String*; Eficiência Fotovoltaica; Custo-Benefício; *Mismatch*.

ABSTRACT

This work presents a comparative techno-economic analysis between *string* inverter and microinverter topologies applied to photovoltaic microgeneration systems installed in the city of Maceió, Alagoas, Brazil. The main objective was to evaluate the energy performance and cost-benefit relationship of two photovoltaic conversion architectures, considering systems with the same installed capacity, both composed of five 630 Wp modules, totaling 3.15 kWp. The methodology was based on the monitoring of two real photovoltaic systems, mainly differentiated by their inverter topology: one system with a *string* inverter and another with microinverters. The analysis was carried out using direct current power data collected from the manufacturers' monitoring platforms, considering two monitoring windows: from October 9 to October 16, 2025, and from January 7 to January 21, 2026. The results showed that, over the consolidated period of 23 days, the microinverter system generated 371.405 kWh, while the *string* inverter system generated 324.513 kWh. The accumulated difference was 46.892 kWh, representing an overall gain of 14.45% for the microinverter topology. This superior performance is associated with the distributed MPPT architecture, which reduces the impacts of partial shading, module-level variations, and possible electrical *mismatch*. In the financial analysis, commercial cost data updated in May 2026 were applied to the energy results obtained during the monitored periods. The *string* inverter system presented a CAPEX of R\$ 5,298.00, while the microinverter system presented a CAPEX of R\$ 5,969.44, resulting in an additional investment of R\$ 671.44. Considering the observed average additional generation and the reference electricity tariff of R\$ 1.11/kWh, the differential payback was estimated at approximately 9.7 months. It is concluded that, for the analyzed case study, the microinverter topology presented better technical performance and economic feasibility, especially in urban environments subject to partial shading, module *mismatch*, and the need for individualized monitoring.

Keywords: Microinverter; *String* Inverter; Photovoltaic Efficiency; Cost-Benefit; *Mismatch*.

LISTAS DE FIGURAS

FIGURA 1 - DIAGRAMA DE FUNCIONAMENTO DE UM PAINEL SOLAR FOTOVOLTAICO	24
FIGURA 3 - SOMBREAMENTO INVERSOR STRING	32
FIGURA 4 – SOMBREAMENTO MICROINVERSOR.....	33
FIGURA 5 - SISTEMA 1: VISTA AÉREA DO SISTEMA	42
FIGURA 6 – SISTEMA 1: INVERSOR STRING.....	42
FIGURA 7 - MONITORAMENTO DO SISTEMA VIA SITE DO FABRICANTE SOLIS	43
FIGURA 8 – SISTEMA 2: VISTA AÉREA DO SISTEMA.....	43
FIGURA 9 – SISTEMA 2: VISTA DA INSTALAÇÃO DE UM DOS MICROINVERSORES	44
FIGURA 10 - SISTEMA 2: –MONITORAMENTO DO SISTEMA VIA SITE DO FABRICANTE HOYMILES.....	44

LISTAS DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - IRRADIAÇÃO SOLAR DIÁRIA MÉDIA MENSAL [KWH/M2.DIA] ..	26
GRÁFICO 2 - CURVA I-V (CORRENTE-TENSÃO) E CURVA P-V (POTÊNCIA-TENSÃO) DO MODULO	27
GRÁFICO 3 - IMPACTO DA TEMPERATURA DA CÉLULA NA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO (ISC), NA TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (VOC) E NA POTÊNCIA MÁXIMA (P _{MAX}) DO PAINEL.....	28
GRÁFICO 4 - CURVA DE GERAÇÃO DIÁRIA COM EFEITO CLIPPING	35
GRÁFICO 5 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 09/10/2025.....	53
GRÁFICO 6 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 10/10/2025.....	53
GRÁFICO 7 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 11/10/2025.....	54
GRÁFICO 8 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 12/10/2025.....	55
GRÁFICO 9 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 13/10/2025.....	56
GRÁFICO 10 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 14/10/2025.....	56
GRÁFICO 11 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 15/10/2025.....	57
GRÁFICO 12 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 16/10/2025.....	58
GRÁFICO 13 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 07/01/2026.....	59
GRÁFICO 14 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 08/01/2026.....	59
GRÁFICO 15 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 - 09/01/2026.....	60
GRÁFICO 16 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	

10/01/2026.....	61
GRÁFICO 17 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
11/01/2026.....	62
GRÁFICO 18 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
12/01/2026.....	62
GRÁFICO 19 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
13/01/2026.....	63
GRÁFICO 20 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
14/01/2026.....	64
GRÁFICO 21 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
15/01/2026.....	64
GRÁFICO 22 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
16/01/2026.....	65
GRÁFICO 23 - - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
17/01/2026.....	66
GRÁFICO 24 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
18/01/2026.....	67
GRÁFICO 25 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
19/01/2026.....	67
GRÁFICO 26 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
20/01/2026.....	68
GRÁFICO 27 - COMPARATIVO DE POTÊNCIA CC – SISTEMA 1 X SISTEMA 2 -	
21/01/2026.....	69

LISTAS DE TABELAS

TABELA 1- PREMISSAS FINANCEIRAS UTILIZADAS NA ANÁLISE DE CUSTO-BENEFICIO.....	48
TABELA 2 - OS RESULTADOS DIÁRIOS E O TOTAL CONSOLIDADO DO PERÍODO DE 09/10/2025 A 16/10/2025.....	51
TABELA 3 - OS RESULTADOS DIÁRIOS E O TOTAL CONSOLIDADO DO PERÍODO DE 07/01/2026 A 21/01/2026.....	51
TABELA 4 - COMPARATIVO CONSOLIDADO ENTRE OS PERÍODOS DE OUTUBRO E JANEIRO TOTAL MONITORADO	70
TABELA 5 - PRODUTIVIDADE ESPECÍFICA E ÍNDICE RELATIVO DOS SISTEMAS.....	71
TABELA 6 - COMPOSIÇÃO DE CUSTOS DE CAPITAL (CAPEX) - 5 MÓDULOS	72
TABELA 7 - CUSTO POR ENERGIA GERADA NOS PERÍODOS MONITORADOS	73
TABELA 8 - PAYBACK DIFERENCIAL.....	74
TABELA 9 - ESTIMATIVA DE CAPEX PARA SISTEMA DE 15,12 KWP (24 MÓDULOS).....	76
TABELA 10 - COMPARAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RISCOS, SEGURANÇA E DURABILIDADE	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Eberfético Nacional
CA	Corrente Alternada
CAPEX	Capital Expenditures (Custo Inicial)
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FV	Fotovoltaica
IR	Índice Relativo de Geração
kWh	Quilowatt-hora
MLPE	Module-Level Power Electronics - Eletrônica de Potência em Nível de Módulo
MPPT	Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
OPEX	Operational Expenditures (Custo Operacional)
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
ROI	Return on Investment (Retorno sobre Investimento)
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
TCO	Total Cost of Ownership (Custo Total de Propriedade)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère (unidade de corrente elétrica)
C _{dif}	Custo diferencial entre o sistema com microinversores e o sistema <i>string</i>
C(kWh)	Custo por Energia Gerada
Δt	Variação do tempo
E	Energia (geralmente medida em kWh, J, ou Wh)
E_{cc}	Energia em Corrente Contínua
G _{adicion}	Geração adicional anual ou diário
G%	Ganho Percentual
I	Corrente elétrica
kW	Quilowatt (unidade de potência)
kWh	Quilowatt-hora (unidade de energia)
kWh/kWp	Quilowatt-hora por quilowatt-pico, produtividade específica
kWh/m ² /dia	Quilowatt-hora por metro quadrado por dia (indicador de irradiação solar)
m ²	Metro quadrado (unidade de área)
min	Minuto (unidade de tempo)
P_{cc}	Potência em Corrente Contínua
P	Potência elétrica
R\$	Real (moeda brasileira)
T	Temperatura
V	Volt (Tensão elétrica)
W	Watt, unidade de potência
Wp	Watt-pico, potência de pico do módulo fotovoltaico
Y _f	Produtividade específica do sistema fotovoltaico
γ	Coefficiente de temperatura da potência
η	Eficiência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	19
2 OBJETIVOS.....	21
2.1 OBJETIVO GERAL	21
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	22
3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	22
• 3.1.1 O EFEITO FOTOVOLTAICO	22
• 3.1.2 A CÉLULA FOTOVOLTAICA E MÓDULOS.....	23
3.2 PARÂMETROS DE DESEMPENHO FOTOVOLTAICO	24
• 3.2.1 O RECURSO SOLAR: IRRADIÂNCIA E INSOLAÇÃO.....	25
• 3.2.2 POTENCIAL SOLAR EM ALAGOAS (MACEIÓ).....	26
• 3.2.3 CURVA I-V, PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPP) E TEMPERATURA	27
3.3 TOPOLOGIAS DE INVERSORES PARA MICROGERAÇÃO	29
• 3.3.1 INVERSOR <i>STRING</i> (CENTRALIZADO)	30
• 3.3.2 O FENÔMENO DO <i>MISMATCH</i> (DESCASAMENTO).....	31
• 3.3.3 MICROINVERSOR (DISTRIBUÍDO).....	32
3.4 OTIMIZAÇÃO E LIMITES DO SISTEMA.....	34
• 3.4.1 FATOR DE DIMENSIONAMENTO (OVERSIZING) E EFEITO CLIPPING	34
3.5 FIGURAS DE MÉRITO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO.....	36

• 3.5.1 ENERGIA GERADA EM CORRENTE CONTÍNUA.....	36
• 3.5.2 PRODUTIVIDADE (YF)	37
• 3.5.3 GANHO PERCENTUAL DE GERAÇÃO	38
• 3.5.4 ÍNDICE RELATIVO DE GERAÇÃO	38
• 3.5.5 CUSTO POR ENERGIA GERADA $CkWh$	39
4. METODOLOGIA	40
4.1 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA.....	40
4.2 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE ESTUDO	41
• 4.2.1 SISTEMA 1 (INVERSOR <i>STRING</i>)	41
• 4.2.2. SISTEMA 2 (MICROINVERSOR):.....	43
4.3 COLETA E TRATAMENTO DE DADOS	45
4.4 CÁLCULO DA ENERGIA GERADA.	46
4.5 INDICADORES DE COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS	47
4.6 PARÂMETROS DE ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO.	47
5. RESULTADOS E DISCUSSÃO	50
5.1 ANÁLISE QUANTITATIVA DA EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO CC	50
5.2. ANÁLISE COMPORTAMENTAL DA POTÊNCIA (ESTUDOS DE CASO DIÁRIOS)...	52
• 5.2.1. ESTUDO DE CASO 1: DIA DE ALTO IMPACTO (09/10) - EFEITO <i>MISMATCH</i> 52	
• 5.2.2. ESTUDO DE CASO 2: DIA DE SOMBREAMENTO MODERADO (10/10/2025) 53	
• 5.2.3. ESTUDO DE CASO 3: DIA DE CÉU CLARO (11/10) - OTIMIZAÇÃO FINA... 54	
• 5.2.4. ESTUDO DE CASO 4: DIA DE ALTA NEBULOSIDADE (12/10) - CONDIÇÕES	

NIVELADAS.....	55
• 5.2.5. ESTUDO DE CASO 5: ESTUDO DE CASO 5: DIA VARIÁVEL (13/10/2025)	56
• 5.2.6. ESTUDO DE CASO 6: ESTUDO DE CASO 6: DIA MUITO NUBLADO (14/10/2025)	56
• 5.2.7. ESTUDO DE CASO 7: DIA CLARO COM VARIABILIDADE (15/10/2025)...	57
• 5.2.8. ESTUDO DE CASO 8: DIA VARIÁVEL FINAL (16/10/2025)	58
• 5.2.9. ESTUDO DE CASO 9: DIA VARIÁVEL FINAL (07/01/2026)	58
• 5.2.10. ESTUDO DE CASO 10: DIA VARIÁVEL FINAL (08/01/2026)	59
• 5.2.11. ESTUDO DE CASO 11: DIA VARIÁVEL FINAL (09/01/2026)	60
• 5.2.12. ESTUDO DE CASO 12: DIA VARIÁVEL FINAL (10/01/2026)	61
• 5.2.13. ESTUDO DE CASO 13: DIA VARIÁVEL FINAL (11/01/2026)	61
• 5.2.14. ESTUDO DE CASO 14: DIA VARIÁVEL FINAL (12/01/2026)	62
• 5.2.15. ESTUDO DE CASO 15: DIA VARIÁVEL FINAL (13/01/2026)	63
• 5.2.16. ESTUDO DE CASO 16: DIA VARIÁVEL FINAL (14/01/2026)	63
• 5.2.17. ESTUDO DE CASO 17: DIA VARIÁVEL FINAL (15/01/2026)	64
• 5.2.18. ESTUDO DE CASO 18: DIA VARIÁVEL FINAL (16/01/2026)	65
• 5.2.19. ESTUDO DE CASO 19: DIA VARIÁVEL FINAL (17/01/2026)	65
• 5.2.20. ESTUDO DE CASO 20: DIA VARIÁVEL FINAL (18/01/2026)	66
• 5.2.21. ESTUDO DE CASO 21: DIA VARIÁVEL FINAL (19/01/2026)	67
• 5.2.22. ESTUDO DE CASO 22: DIA VARIÁVEL FINAL (20/01/2026)	68
• 5.2.23. ESTUDO DE CASO 23: DIA VARIÁVEL FINAL (21/01/2026)	69
5.3 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS COM A BASE DE OUTUBRO E JANEIRO	69

5.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE (TCO)	71
• 5.4.1. DETALHAMENTO DE CUSTOS (BASE: MAIO DE 2026)	71
• 5.4.2. ANÁLISE DE CAPEX E PAYBACK DIFERENCIAL	72
FONTE: O AUTOR	73
• 5.4.3. CICLO DE VIDA E SUBSTITUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS (TCO)	74
• 5.4.4. CENÁRIO HIPOTÉTICO DE EXPANSÃO: ESCALABILIDADE PARA 15 KWP 75	
• 5.4.5 CONSOLIDAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RISCO E DURABILIDADE	76
6. CONCLUSÃO	78
6.1 TRABALHOS FUTUROS	79
REFERÊNCIAS	81
ANEXOS	84
ANEXO - A	84
ANEXO - B	85
ANEXO - C	86
ANEXO - D	87
ANEXO - E	88
ANEXO - F	89

1 INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com os impactos ambientais decorrentes da utilização de fontes fósseis de energia tem intensificado, em escala mundial, a busca por alternativas energéticas renováveis, limpas e tecnicamente viáveis. Nesse contexto, a transição energética assume papel estratégico, pois envolve não apenas a redução das emissões de gases de efeito estufa, mas também a diversificação da matriz elétrica, o aumento da segurança energética e a descentralização da geração de eletricidade.

No Brasil, a energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma das principais tecnologias associadas à expansão das fontes renováveis. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética, a geração solar fotovoltaica brasileira, considerando a geração centralizada e a micro e minigeração distribuída, atingiu 70,7 TWh em 2024, com capacidade instalada de 48.468 MW, representando crescimento expressivo em relação ao ano anterior (EPE, 2025). Além disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica registrou acréscimo de 8,84 GW em sistemas de micro e minigeração distribuída no ano de 2024, com predominância quase absoluta da fonte solar fotovoltaica (ANEEL, 2025). Esses dados evidenciam a consolidação da energia solar como uma alternativa relevante para o setor elétrico brasileiro.

A Região Nordeste apresenta condições particularmente favoráveis para a geração solar fotovoltaica, devido aos elevados índices de irradiação ao longo do ano. O Atlas Brasileiro de Energia Solar, desenvolvido pelo INPE/LABREN, demonstra o alto potencial solar do território brasileiro, especialmente em regiões de menor latitude e maior disponibilidade de radiação solar (PEREIRA et al., 2017). Ferramentas técnicas como o SunData, do CRESESB/CEPEL, também permitem estimar a irradiação solar diária média mensal para diferentes localidades brasileiras, sendo amplamente utilizadas em estudos e projetos de sistemas fotovoltaicos (CRESESB, 2018). Dessa forma, o município de Maceió-AL apresenta condições favoráveis para a implantação de sistemas de microgeração fotovoltaica, tornando-se um ambiente adequado para estudos comparativos de desempenho entre diferentes arquiteturas de conversão de energia.

Embora o recurso solar seja um fator determinante para a produção de energia, o desempenho final de um sistema fotovoltaico não depende apenas da irradiação disponível. Aspectos como orientação dos módulos, inclinação, temperatura de operação, sujeira, sombreamento parcial, características elétricas dos módulos, qualidade do rastreamento do ponto de máxima potência e topologia do inversor influenciam diretamente a energia

efetivamente gerada. Em sistemas conectados à rede, o inversor é responsável por converter a energia em corrente contínua produzida pelos módulos em corrente alternada compatível com a rede elétrica, além de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido como MPPT.

Este Trabalho de Conclusão de Curso propõe uma análise comparativa entre duas topologias de microgeração fotovoltaica: um sistema com inversor *string* e um sistema com microinversores. Ambos os sistemas possuem potência instalada equivalente de 3,15 kWp, composta por cinco módulos fotovoltaicos de 630 Wp, instalados em localidades próximas na cidade de Maceió-AL e submetidos a condições ambientais semelhantes. A comparação é realizada com base na geração em corrente contínua, pois essa grandeza permite avaliar de forma mais direta a eficiência da colheita energética e o impacto do rastreamento MPPT antes das perdas associadas à conversão para corrente alternada.

Inicialmente, o estudo considerava o período de 09 a 16 de outubro, utilizado para análise detalhada do comportamento diário das curvas de potência e identificação de situações de sombreamento, *mismatch* e variabilidade climática. Nessa etapa, os resultados indicaram vantagem do sistema com microinversores, especialmente em dias com maior descasamento entre módulos. Com a ampliação da base experimental, este trabalho passa também a incorporar uma segunda janela de monitoramento, referente ao período de 07 a 21 de janeiro.

Assim, a pesquisa busca avaliar não apenas qual sistema gera mais energia, mas também em quais condições essa diferença se torna mais significativa e como essa vantagem energética se relaciona com o investimento inicial. Para isso, são analisados indicadores como energia diária gerada, ganho percentual do microinversor sobre o inversor *string*, produtividade específica em kWh/kWp, custo por energia gerada, retorno do investimento adicional, segurança operacional, durabilidade e escalabilidade. Dessa forma, o estudo pretende contribuir para a tomada de decisão técnica e econômica em projetos de microgeração fotovoltaica em ambientes urbanos, especialmente em regiões de elevado potencial solar, como Maceió-AL.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Analisar comparativamente, sob as perspectivas técnico-operacional e econômico-financeira, as topologias de microinversor e inversor *string* aplicadas à microgeração fotovoltaica em Maceió-AL, avaliando a eficiência de geração em corrente contínua, o comportamento da potência ao longo do dia e o custo-benefício de cada arquitetura, a fim de identificar a solução mais vantajosa para sistemas fotovoltaicos de microgeração operando em condições reais de ambiente urbano.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar tecnicamente os dois sistemas fotovoltaicos analisados, considerando potência instalada, quantidade e modelo dos módulos, topologia de inversão, configuração elétrica, sistema de monitoramento e condições de instalação.
- Coletar, organizar e tratar os dados de geração em corrente contínua dos sistemas com inversor *string* e microinversores, padronizando os horários de medição e respeitando os diferentes intervalos de amostragem de cada plataforma de monitoramento.
- Quantificar a energia diária e total gerada em corrente contínua por cada sistema, a partir da integração da potência medida ao longo do tempo.
- Comparar a potência instantânea e a energia gerada pelos dois sistemas nas janelas de monitoramento analisadas, incluindo o período inicial de outubro e janeiro.
- Avaliar a produtividade específica dos sistemas, em kWh/kWp, de modo a normalizar a geração pela potência instalada e permitir uma comparação técnica mais adequada entre as arquiteturas.
- Analisar o comportamento das curvas diárias de potência, identificando situações de sombreamento parcial, variabilidade de irradiância, possível *mismatch* e diferenças de resposta entre o MPPT centralizado do inversor *string* e o MPPT distribuído dos microinversores.
- Avaliar comparativamente os sistemas quanto aos parâmetros de custo-benefício, considerando investimento inicial, custo por energia gerada, retorno do investimento adicional, durabilidade, segurança operacional e capacidade de expansão.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica consiste na conversão direta da radiação solar em energia elétrica por meio de dispositivos semicondutores denominados células fotovoltaicas. Essa tecnologia destaca-se por sua modularidade, baixa emissão de poluentes durante a operação, ausência de partes móveis e possibilidade de aplicação em diferentes escalas, desde pequenos sistemas residenciais até usinas solares de grande porte.

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, a energia inicialmente produzida pelos módulos ocorre em corrente contínua (CC). Posteriormente, essa energia é condicionada por inversores, que realizam a conversão para corrente alternada (CA), permitindo sua utilização pelas cargas locais ou sua injeção na rede de distribuição. Além da conversão elétrica, o inversor também desempenha papel fundamental no rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido como MPPT, buscando extrair dos módulos a maior potência possível em função das condições instantâneas de irradiância e temperatura.

A geração fotovoltaica depende diretamente da disponibilidade do recurso solar e das características elétricas dos módulos utilizados. Entretanto, em sistemas reais de operação, a energia efetivamente entregue também é influenciada por fatores como temperatura de operação, sujeira, sombreamento parcial, orientação, inclinação, perdas elétricas, configuração dos arranjos e topologia do inversor. Dessa forma, a análise do desempenho fotovoltaico não deve considerar apenas a potência nominal dos módulos em condições padrão de teste, mas também o comportamento do sistema sob condições reais de operação.

- **3.1.1 O EFEITO FOTOVOLTAICO**

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico responsável pela conversão da energia luminosa em energia elétrica. Esse processo ocorre em materiais semicondutores, geralmente constituídos por silício, quando fótons provenientes da radiação solar incidem sobre a célula fotovoltaica e transferem energia suficiente para liberar elétrons da estrutura atômica do material.

Uma célula fotovoltaica convencional é formada por uma junção semicondutora do tipo

p-n. A região tipo-p apresenta predominância de lacunas, enquanto a região tipo-n possui maior concentração de elétrons livres. Na interface entre essas duas regiões forma-se um campo elétrico interno, responsável por separar as cargas elétricas geradas pela incidência da luz. Assim, os elétrons são direcionados para um lado da junção e as lacunas para o lado oposto, estabelecendo uma diferença de potencial elétrico entre os terminais da célula.

Quando os terminais da célula são conectados a uma carga externa, essa diferença de potencial permite a circulação de corrente elétrica, resultando na produção de potência elétrica em corrente contínua. Esse comportamento pode ser descrito pela relação básica entre potência, tensão e corrente:

Em que P representa a potência elétrica, V a tensão e I a corrente elétrica. Essa relação é essencial para a análise deste trabalho, pois os dados de monitoramento dos sistemas estudados são compostos por valores de tensão, corrente e potência em corrente contínua. Dessa forma, a compreensão do efeito fotovoltaico permite fundamentar a análise posterior da energia gerada pelos sistemas com inversor *string* e microinversores.

O desempenho da célula fotovoltaica varia de acordo com a intensidade da radiação incidente e com a temperatura de operação. Em geral, o aumento da irradiância tende a elevar a corrente gerada, enquanto o aumento da temperatura da célula tende a reduzir a tensão de operação e, consequentemente, a potência máxima disponível. Por esse motivo, a geração fotovoltaica em campo apresenta variações ao longo do dia, refletindo as mudanças ambientais e operacionais às quais os módulos estão submetidos.

• 3.1.2 A CÉLULA FOTOVOLTAICA E MÓDULOS

A célula fotovoltaica é a menor unidade funcional de conversão da energia solar em eletricidade. Como uma única célula produz valores relativamente baixos de tensão e potência, diversas células são conectadas eletricamente em série e/ou em paralelo para formar um módulo fotovoltaico. A conexão em série permite elevar a tensão de saída, enquanto a conexão em paralelo contribui para o aumento da corrente elétrica disponível.

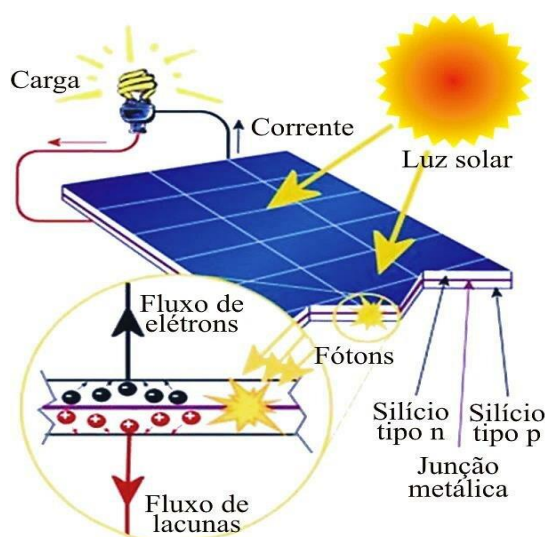
O módulo fotovoltaico é composto por células encapsuladas e protegidas por materiais que garantem resistência mecânica, isolamento elétrico e proteção contra agentes ambientais. Em geral, sua estrutura inclui vidro frontal, material encapsulam-te, células fotovoltaicas,

camada posterior, moldura de alumínio e caixa de junção. Esses componentes permitem que o módulo opere em condições externas por longos períodos, mantendo desempenho compatível com sua vida útil projetada.

Os módulos utilizados neste estudo são de silício monocristalino, tecnologia caracterizada por maior uniformidade cristalina e boa eficiência de conversão quando comparada a tecnologias convencionais de menor pureza. Cada sistema analisado neste trabalho é composto por cinco módulos fotovoltaicos de 630 Wp, totalizando uma potência instalada de 3,15 kWp. Essa equivalência de potência instalada entre os sistemas é fundamental para garantir a comparabilidade dos resultados, pois permite que a diferença de desempenho observada seja atribuída principalmente à topologia de inversão e ao método de rastreamento do ponto de máxima potência.

Em sistemas com inversor *string*, os módulos são conectados em série, formando uma única cadeia elétrica. Nesse tipo de configuração, a corrente da *string* tende a ser limitada pelo módulo de menor desempenho, o que pode causar perdas em situações de sombreamento parcial, sujeira localizada ou diferenças individuais entre módulos. Já em sistemas com microinversores, os módulos são monitorados e otimizados de maneira individual ou por entrada independente, reduzindo o impacto do descasamento elétrico entre eles.

Figura 1 - Diagrama de funcionamento de um painel solar fotovoltaico



Autor: Voudoukis-2018

3.2 PARÂMETROS DE DESEMPENHO FOTOVOLTAICO

O desempenho de um sistema fotovoltaico é determinado pela interação entre as características elétricas dos módulos, as condições ambientais e a configuração dos equipamentos responsáveis pela conversão e controle da energia gerada. Embora a potência nominal dos módulos seja definida em condições padronizadas de ensaio, conhecidas como STC (Standard Test Conditions), a operação real de um sistema fotovoltaico ocorre sob variações constantes de irradiância, temperatura, sombreamento, sujeira, vento e outros fatores ambientais.

Dessa forma, a energia efetivamente gerada por um sistema fotovoltaico ao longo do dia depende da potência instantânea produzida em cada intervalo de tempo. Em termos práticos, a energia pode ser obtida pela integração da curva de potência ao longo do período analisado. No presente trabalho, esse conceito é fundamental, pois a comparação entre as topologias de inversor *string* e microinversor é realizada com base nos dados de potência em corrente contínua registrados pelas plataformas de monitoramento dos fabricantes.

A análise dos parâmetros de desempenho permite compreender por que dois sistemas com mesma potência instalada podem apresentar resultados distintos em condições reais de operação. Essa diferença pode estar associada ao recurso solar disponível, à resposta elétrica dos módulos, ao rastreamento do ponto de máxima potência, à temperatura de operação e à ocorrência de perdas por descasamento elétrico entre módulos.

• 3.2.1 O RECURSO SOLAR: IRRADIÂNCIA E INSOLAÇÃO

Sendo o principal insumo energético de um sistema fotovoltaico. Para avaliá-lo corretamente, é necessário diferenciar duas grandezas frequentemente utilizadas em estudos e projetos fotovoltaicos: a irradiância e a.

- Irradiância: representa a potência da radiação solar incidente sobre uma superfície por unidade de área em determinado instante. Sua unidade usual é watt por metro quadrado (W/m^2). Trata-se, portanto, de uma grandeza instantânea, que varia ao longo do dia em função da posição solar, da nebulosidade, da presença de sombras e das condições atmosféricas.

- Irradiação solar: refere-se a energia solar acumulada por unidade de área durante um determinado período geralmente expressa em quilowatt-hora por metro quadrado (kWh/m^2). Quando avaliada em base diária, é comum utilizar a unidade ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$). Grandeza é especialmente importante para estimar o potencial de geração de energia de um sistema fotovoltaico em determinado local.

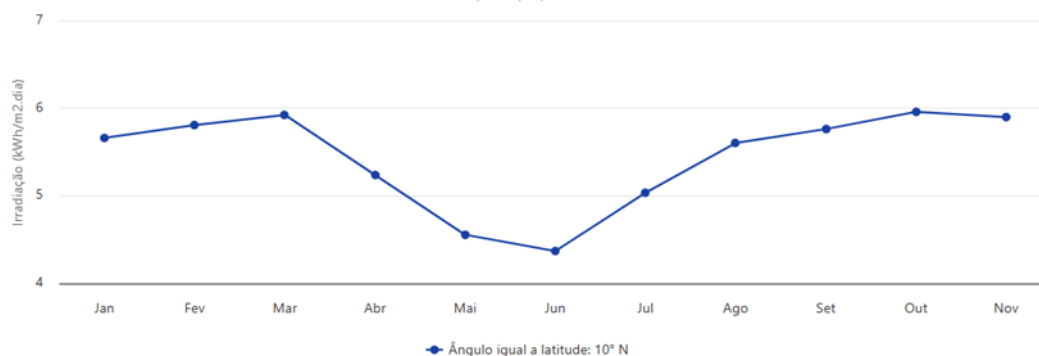
Em sistemas fotovoltaicos, a variação da irradiância ao longo do dia afeta diretamente a corrente elétrica produzida pelos módulos. Em geral, quanto maior a irradiância incidente, maior tende a ser a corrente gerada. Entretanto, a potência final também depende da tensão de operação do módulo, da temperatura da célula, das perdas elétricas e do comportamento do sistema de rastreamento do ponto de máxima potência. Em dias nublados ou com sombreamento parcial, a curva tende a apresentar oscilações, quedas abruptas e picos momentâneos, permitindo avaliar como cada topologia de inversor responde a essas variações.

A análise do recurso solar também é importante para interpretar os resultados de geração. Diferenças entre o desempenho do sistema com inversor *string* e do sistema com microinversores podem estar associadas não apenas à quantidade total de radiação disponível, mas também à forma como essa radiação se distribui ao longo do dia e à presença de condições localizadas de sombreamento ou descasamento entre módulos.

• 3.2.2 POTENCIAL SOLAR EM ALAGOAS (MACEIÓ)

O Brasil possui um dos maiores potenciais solares do mundo, especialmente na Região Nordeste. A cidade de Maceió-AL, local deste estudo experimental, apresenta uma Irradiação Solar Global Horizontal média anual de $5,35 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$. Estudos locais confirmam que, em dias de céu claro, a irradiação solar na região pode variar de $5,3 \text{ kWh/m}^2$ a $7,7 \text{ kWh/m}^2$. Quando comparados a países líderes em energia fotovoltaica, como Alemanha e Japão, que apresentam valores médios anuais de $3,0$ a $3,6 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, observa-se que o potencial solar de Alagoas e do Nordeste brasileiro é até 60% superior (WIRTH, 2024; GLOBAL SOLAR ATLAS, 2023). Este valor confirma o alto potencial e a viabilidade técnica de projetos fotovoltaicos na região. Sendo no mês de outubro, onde temos uma irradiação solar no plano inclinado igual a latitude 10° N , média ($5,63 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$), CRESESB.

Gráfico 1 - Irradiação solar diária média mensal [$\text{kWh/m}^2.\text{dia}$]



Fonte: CRESESB

Para este trabalho, o potencial solar de Maceió justifica a escolha da região como ambiente de estudo, pois permite avaliar o desempenho de duas topologias de inversão em uma localidade com boa disponibilidade de recurso solar. Entretanto, mesmo em regiões de alto potencial, o desempenho real dos sistemas pode variar devido a fatores como temperatura, sombreamento parcial, orientação dos módulos, inclinação, sujeira e diferenças na arquitetura elétrica dos sistemas.

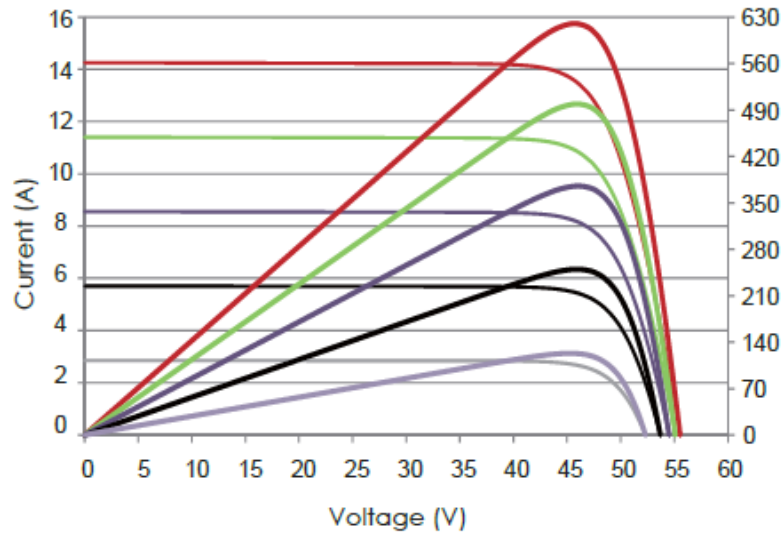
Dessa forma, a análise comparativa entre microinversor e inversor *string* em Maceió-AL não se limita a verificar a viabilidade da energia solar na região, mas busca compreender como diferentes topologias de conversão e rastreamento de potência se comportam sob condições reais de operação urbana.

• 3.2.3 CURVA I-V, PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA (MPP) E TEMPERATURA

O desempenho de um módulo é descrito por sua curva característica I-V (Corrente-Tensão), como visto no Gráfico 2. A potência de saída em Corrente Contínua P_{cc} , que é o insumo direto analisado neste trabalho, é dada pela Equação 1. Em qualquer condição de irradiância e temperatura, existe um ponto único nesta curva onde o produto de tensão e corrente resulta na maior potência possível. Este é o Ponto de Máxima Potência (MPP). A principal função de um inversor é rastrear continuamente este ponto (MPPT) para extrair a máxima energia.

$$P_{cc} = V * I \quad (\text{Eq.1})$$

Gráfico 2 - curva I-V (Corrente-Tensão) e curva P-V (potência-tensão) do modulo



Fonte: Datasheet modulo 630w Pulling Energy - PU630SNM102

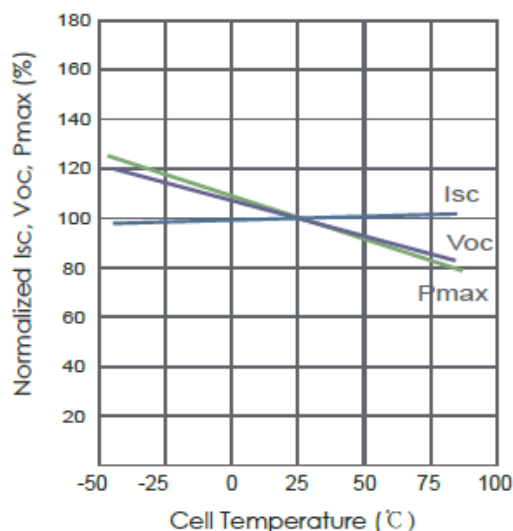
A temperatura é um fator crítico, o aumento da temperatura da célula reduz a tensão de saída e, conseqüentemente, a potência máxima gerada. Os fabricantes especificam esse impacto através do "Coeficiente de Temperatura de Potência". Para os módulos de 630Wp utilizados neste estudo, esse coeficiente é de $-0,30\%/^{\circ}\text{C}$, conforme o Gráfico 3, porém a potência no MPP em uma dada temperatura ($T_{\text{célula}}$) pode ser estimada pela Equação 2.

$$P_{MPP}(T) = P_{MPP}(STC) * [1 + \gamma * (T_{\text{célula}} - T_{STC})] \quad (\text{Eq. 2})$$

Onde:

- $P_{MPP}(STC)$ é a potência máxima nas Condições Padrão ($T_{STC} = 25^{\circ}\text{C}$);
- $P_{MPP}(T)$ é a potência máxima do módulo na temperatura de operação;
- γ é o coeficiente de temperatura de potência (dado pelo fabricante);
- $T_{\text{célula}}$ é a temperatura de operação da célula;

Gráfico 3 - impacto da temperatura da célula na corrente de curto-circuito (I_{sc}), na tensão de circuito aberto (V_{oc}) e na potência máxima (P_{max}) do painel.



Fonte: Datasheet modulo 630w Pulling Energy - PU630SNM102

No presente estudo, a temperatura não é analisada como variável isolada, mas deve ser reconhecida como um fator operacional que afeta os dois sistemas. Como ambos utilizam módulos de mesma potência e tecnologia, instalados em condições semelhantes, os efeitos térmicos tendem a influenciar ambos os arranjos. Entretanto, diferenças localizadas de aquecimento, sujeira, sombreamento e orientação podem provocar descasamento entre módulos, afetando de forma mais significativa o sistema com inversor *string*, devido à sua arquitetura de operação em série.

Dessa forma, a compreensão das curvas I-V e P-V, do ponto de máxima potência e do efeito da temperatura é essencial para interpretar os resultados experimentais deste trabalho. Esses conceitos explicam por que a topologia com microinversores pode apresentar maior capacidade de aproveitamento energético em condições reais de operação, especialmente quando há variações entre os módulos ou sombreamento parcial.

3.3 TOPOLOGIAS DE INVERSORES PARA MICROGERAÇÃO

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, o inversor é um dos componentes mais relevantes para o desempenho global da instalação. Sua função principal é converter a energia elétrica produzida pelos módulos em corrente contínua (cc) para corrente alternada (ca), compatível com a rede elétrica e com as cargas consumidoras. Além dessa função de conversão, o inversor também realiza o rastreamento do ponto de máxima potência, conhecido como mppt

(maximum power point tracking), ajustando a operação elétrica do arranjo fotovoltaico para maximizar a potência extraída dos módulos.

A escolha da topologia de inversão influencia diretamente a eficiência de colheita de energia, a segurança elétrica, o custo inicial, a manutenção, a escalabilidade e o comportamento do sistema diante de condições não ideais de operação. Em sistemas de microgeração, as topologias mais comuns incluem inversores *string*, microinversores e, em alguns casos, otimizadores de potência associados a inversores centrais. Neste trabalho, a análise concentra-se nas topologias com inversor *string* e microinversor, por representarem duas arquiteturas distintas de operação: uma centralizada e outra distribuída.

A diferença fundamental entre essas topologias está na forma como os módulos são conectados e como o rastreamento do ponto de máxima potência é realizado. No inversor *string*, vários módulos são conectados em série e operam de forma conjunta em uma mesma entrada MPPT. Já no sistema com microinversores, o rastreamento é feito de maneira individualizada por módulo ou por entrada independente, reduzindo o impacto de perdas localizadas. Essa distinção é essencial para o presente estudo, pois permite investigar como a arquitetura do inversor influencia a geração em corrente contínua em condições reais de operação urbana.

• 3.3.1 INVERSOR *STRING* (CENTRALIZADO)

O inversor *string* é uma das topologias mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, especialmente devido à sua simplicidade, menor custo inicial e ampla disponibilidade comercial. Nessa configuração, os módulos fotovoltaicos são conectados eletricamente em série, formando uma ou mais *strings*. A tensão total do arranjo corresponde à soma das tensões individuais dos módulos, enquanto a corrente elétrica que circula na *string* é comum a todos eles.

Essa característica torna a topologia *string* adequada para sistemas de diferentes portes, desde instalações residenciais até sistemas comerciais e usinas de maior capacidade. Em aplicações de maior potência, inversores *string* podem operar com múltiplas entradas MPPT e faixas elevadas de tensão em corrente contínua, permitindo o agrupamento de diversos arranjos fotovoltaicos. No caso específico deste trabalho, o sistema com inversor *string* utiliza cinco módulos fotovoltaicos conectados em série, formando uma única *string* associada ao MPPT 3 do inversor Solis.

A principal vantagem do inversor *string* está relacionada ao seu custo inicial geralmente inferior, à instalação mais simples e à centralização dos equipamentos de conversão. Como há apenas um inversor responsável por processar a energia do conjunto, a quantidade de equipamentos eletrônicos distribuídos no telhado é reduzida, o que pode simplificar o projeto e a manutenção.

Entretanto, a operação em série também impõe limitações importantes. Como a corrente é a mesma em todos os módulos da *string*, o desempenho do conjunto tende a ser condicionado pelo módulo de menor geração. Assim, quando ocorre sombreamento parcial, sujeira localizada, diferença de temperatura, degradação desigual ou variação entre módulos, a potência total do arranjo pode ser reduzida. Essa limitação está diretamente associada ao fenômeno do *mismatch*, discutido na seção seguinte.

Do ponto de vista da segurança, sistemas com inversores *string* operam com níveis mais elevados de tensão em corrente contínua, uma vez que as tensões dos módulos são somadas na conexão em série. Essa característica exige maior atenção no dimensionamento dos dispositivos de proteção, no seccionamento em corrente contínua, no cabeamento e nos procedimentos de instalação e manutenção.

• 3.3.2 O FENÔMENO DO *MISMATCH* (DESCASAMENTO)

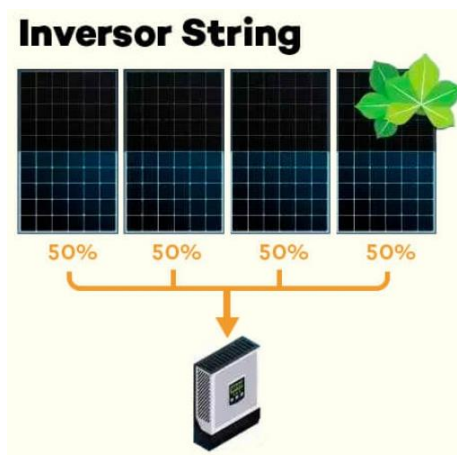
O desempenho de um arranjo fotovoltaico pode ser severamente degradado pelo fenômeno do descasamento elétrico, comumente referido pelo termo em inglês *mismatch*. Esse efeito ocorre quando módulos conectados eletricamente no mesmo circuito apresentam diferentes curvas I-V simultaneamente (MESSENGER; VENTRE, 2004).

Nas instalações centralizadas convencionais, os painéis são conectados em série (formando uma *string*). Pela Lei de Kirchhoff das Tensões e Correntes, a corrente elétrica em um circuito série deve ser a mesma em todos os componentes ($I(\text{total}) = I(1) = I(2) = \dots = I(n)$). Consequentemente, se um único módulo sofrer sombreamento parcial (causado por chaminés, nuvens, postes ou árvores) ou acúmulo irregular de sujeira (*soiling*), a sua capacidade de conduzir corrente cai. Isso força todo o arranjo a operar na corrente do módulo "pior" ou aciona os diodos de bypass do painel afetado, cortando uma fração considerável da tensão total do circuito.

Esse fenômeno é especialmente relevante em ambientes urbanos, nos quais é comum a presença de sombras parciais causadas por edificações próximas, caixas d'água, antenas, árvores, sujeira localizada ou nuvens passageiras. Mesmo pequenas interferências sobre parte do arranjo podem provocar perdas significativas de potência, principalmente em sistemas que dependem de um único ponto de rastreamento MPPT para vários módulos.

Além da redução direta da potência, o *mismatch* pode alterar o formato da curva I-V do arranjo fotovoltaico, criando múltiplos pontos locais de máxima potência. Nesses casos, o algoritmo de MPPT do inversor pode ter maior dificuldade para identificar o ponto global de máxima potência, reduzindo a eficiência de colheita energética. Essa condição é mais crítica em topologias centralizadas, pois o inversor precisa buscar um único ponto ótimo para um conjunto de módulos que podem estar operando sob condições diferentes.

Figura 2 - sombreamento inversor *String*



Fonte: NeoSolar

• 3.3.3 MICROINVERSOR (DISTRIBUÍDO)

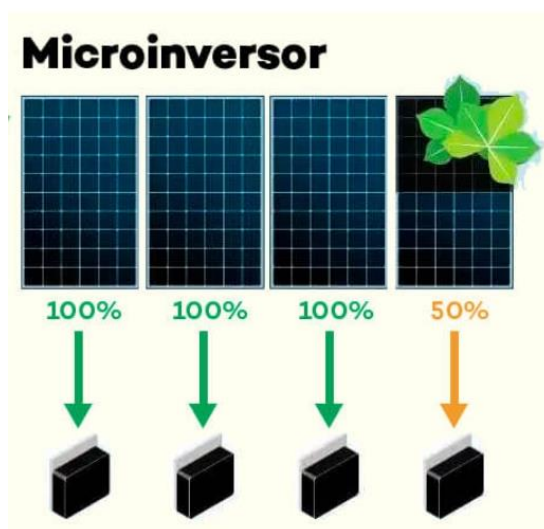
A topologia com Microinversores adota uma arquitetura de MPPT distribuído, em que a etapa de condicionamento da energia e o rastreamento do ponto de máxima potência são realizados de forma individualizada por módulo ou por entrada independente. Diferentemente do inversor *string*, que processa a energia de um conjunto de módulos conectados em série, o microinversor permite que cada módulo opere de maneira mais autônoma em relação aos demais.

Essa característica proporciona uma vantagem técnica importante em situações de *mismatch*. Quando um módulo sofre sombreamento parcial, sujeira localizada ou qualquer redução temporária de desempenho, os demais módulos continuam operando próximos de seus próprios pontos de máxima potência. Com isso, as perdas ficam mais restritas ao módulo afetado, sem comprometer de forma proporcional a geração de todo o conjunto.

Do ponto de vista da segurança, sistemas com microinversores geralmente operam com menores níveis de tensão em corrente contínua, pois não há necessidade de formar longas séries de módulos para alimentar um inversor central.

Como visto na Figura 3, o sombreamento em um módulo não afeta o desempenho dos demais, que continuam a gerar sua potência máxima. Além disso, esta arquitetura opera em baixa tensão CC (faixa de 16-60V), o que aumenta intrinsecamente a segurança da instalação contra arcos elétricos (GODOI et al., 2018).

Figura 3 – sombreamento microinversor



Fonte: NeoSolar

No presente estudo, o sistema com microinversores é composto por dois equipamentos Hoymiles HMS-2000DW-4T, operando com cinco módulos fotovoltaicos de 630 Wp. Um dos microinversores gerencia quatro módulos, um por porta, enquanto o segundo equipamento opera um módulo conectado à porta 4, totalizando cinco entradas MPPT monitoradas individualmente. Essa configuração permite comparar a topologia distribuída com o sistema *string* de mesma potência instalada, avaliando o efeito da otimização individual sobre a geração em corrente contínua.

3.4 OTIMIZAÇÃO E LIMITES DO SISTEMA

O desempenho de um sistema fotovoltaico não depende apenas da potência nominal dos módulos ou da disponibilidade do recurso solar. A forma como os componentes são dimensionados e integrados também influencia diretamente a energia efetivamente aproveitada ao longo do tempo. Nesse contexto, parâmetros como o fator de dimensionamento do inversor, o sobredimensionamento do gerador fotovoltaico e a ocorrência de clipping são importantes para compreender os limites operacionais de um sistema conectado à rede.

Em projetos fotovoltaicos, é comum que a potência de pico dos módulos seja comparada com a potência nominal do inversor. Essa relação permite avaliar se o sistema está subdimensionado, adequadamente dimensionado ou sobredimensionado em relação à capacidade de conversão do inversor. O dimensionamento inadequado pode provocar perdas de energia, limitação de potência ou operação distante da faixa ótima de eficiência do equipamento.

Embora o presente trabalho tenha como foco principal a comparação entre as topologias de inversor *string* e microinversor, especialmente quanto à eficiência de colheita de energia em corrente contínua e aos efeitos do *mismatch*, a compreensão dos limites de operação do inversor é relevante para interpretar possíveis restrições de potência. Assim, o fator de dimensionamento e o clipping são abordados como conceitos complementares à análise de desempenho.

• 3.4.1 FATOR DE DIMENSIONAMENTO (OVERSIZING) E EFEITO CLIPPING

Um conceito importante no dimensionamento de SFCR é o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), definido como a razão entre a potência nominal CA do inversor (P_{INV}) e a potência de pico CC do gerador fotovoltaico (P_{FV}) (MELO, 2020).

$$FDI = \frac{P_{INV}}{P_{FV}} \quad (\text{Eq.3})$$

Em que:

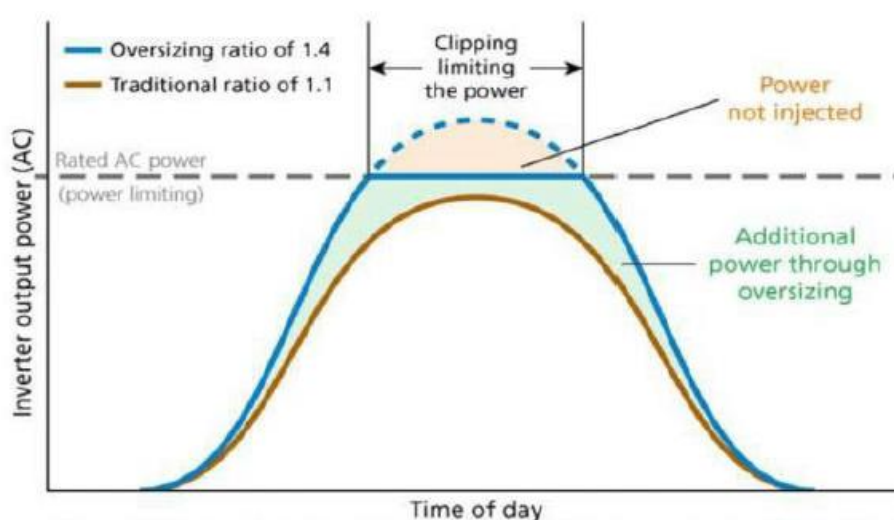
- FDI é o fator de dimensionamento do inversor;
- P_{INV} é a potência nominal em corrente alternada do inversor;
- P_{FV} é a potência de pico do gerador fotovoltaico.

Quando a potência dos módulos fotovoltaicos é superior à potência nominal do inversor, ocorre o chamado *Oversizing* (sobredimensionamento), é a prática de instalar uma potência de módulos (kWp) superior à potência nominal do inversor (kW), resultando em um FDI baixo. Isso é feito porque os módulos raramente operam em sua potência máxima nominal devido à temperatura elevada, sujidade, baixa irradiância e ângulo de incidência solar, fazem com que a potência real de operação, na maior parte do tempo, seja inferior à potência de pico especificada em condições padrão de teste.

O oversizing pode ser vantajoso quando bem dimensionado, pois permite aumentar a geração em períodos de menor irradiância, como início da manhã, final da tarde ou dias parcialmente nublados. No entanto, em momentos de alta irradiância e baixa temperatura, a potência CC gerada pode exceder a capacidade máxima de entrada do inversor. Nesses casos, o inversor protege a si mesmo "cortando" ou "ceifando" o excesso de energia. Esse fenômeno é chamado de clipping. A otimização do FDI busca um equilíbrio onde o ganho de geração em dias normais supera as pequenas perdas por clipping em dias de pico.

O clipping pode ser entendido como uma limitação operacional da potência disponível. Em uma curva diária de geração, ele aparece como um “achatamento” no topo da curva, indicando que o sistema poderia produzir mais energia naquele instante, mas a potência foi limitada pelo inversor. Portanto, a ocorrência de clipping representa uma perda energética associada ao dimensionamento entre o gerador fotovoltaico e o inversor.

Gráfico 4 - Curva de Geração Diária com Efeito Clipping



Fonte: Adaptado de Melo (2020)

A análise do clipping deve ser tratada com cautela. O objetivo principal da pesquisa não é avaliar perdas por limitação de potência do inversor, mas sim comparar a eficiência de colheita de energia em corrente contínua entre uma arquitetura com mppt centralizado, representada pelo inversor *string*, e uma arquitetura com mppt distribuído, representada pelos microinversores. Dessa forma, a discussão sobre clipping serve para contextualizar os limites operacionais dos sistemas fotovoltaicos, mas não substitui a análise central sobre *mismatch* e rastreamento do ponto de máxima potência.

3.5 FIGURAS DE MÉRITO PARA AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO

A avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos requer o uso de indicadores técnicos capazes de representar, de forma quantitativa, a energia gerada, a eficiência de aproveitamento do recurso solar e a comparação entre diferentes configurações de sistema. Esses indicadores são conhecidos como figuras de mérito e permitem comparar sistemas de diferentes tamanhos, tecnologias e condições de operação.

No presente trabalho, as figuras de mérito são utilizadas para comparar duas topologias de microgeração fotovoltaica: o sistema com inversor *string* e o sistema com microinversores. Como ambos os sistemas possuem a mesma potência instalada, composta por cinco módulos de 630 Wp, totalizando 3,15 kWp, a comparação direta da energia gerada em corrente contínua já fornece uma indicação relevante do desempenho de cada topologia. Entretanto, para tornar a análise mais robusta e academicamente adequada, também são considerados indicadores normalizados e relativos, como a produtividade específica, o ganho percentual e o índice relativo de geração.

Essas figuras de mérito são aplicadas às janelas de monitoramento analisadas no estudo, incluindo o período inicial de outubro e a base complementar de janeiro. Dessa forma, os indicadores permitem avaliar não apenas o desempenho pontual em dias específicos, mas também a consistência da vantagem energética de uma topologia sobre a outra ao longo de diferentes períodos de operação.

- 3.5.1 ENERGIA GERADA EM CORRENTE CONTÍNUA

A energia gerada em corrente contínua representa a quantidade de energia produzida pelos módulos fotovoltaicos antes da etapa de conversão para corrente alternada. Essa grandeza é fundamental para este trabalho, pois permite avaliar diretamente a eficiência de colheita energética associada ao arranjo fotovoltaico e ao rastreamento do ponto de máxima potência.

A energia diária em corrente contínua pode ser obtida pela integração da curva de potência ao longo do tempo. Em termos discretos, considerando os dados de monitoramento registrados em intervalos definidos, a energia pode ser calculada:

$$E_{diária} = \sum_{i=1}^n \left(P_i * \frac{\Delta t_i}{60} \right) * \frac{1}{1000} \quad (\text{Eq.4})$$

Em que:

- E_{CC} é a energia gerada em corrente contínua, em kWh;
- $P_i(t)$ é a potência em corrente contínua medida no instante t , em W;
- Δt é o intervalo de tempo entre medições, em 1 hora;
- 1000 é o fator de conversão de Wh para kWh.
- 60 é o fator de conversão para transformar minutos em horas (60 minutos = 1 hora).
- n número de amostras/leituras.

No caso deste estudo, os dados do sistema com inversor *string* foram registrados em intervalos de aproximadamente 5 minutos, enquanto os dados do sistema com microinversores foram registrados em intervalos de aproximadamente 15 minutos. Essa diferença de amostragem foi considerada no cálculo da energia, utilizando-se o respectivo intervalo de tempo de cada sistema. A metodologia atual do TCC já reconhece essa diferença de intervalos de medição entre os sistemas, sendo 5 minutos para o Sistema 1 e 15 minutos para o Sistema 2.

• 3.5.2 PRODUTIVIDADE (Y_f)

A Produtividade (Y_f) é o indicador mais comum para comparar a eficiência de geração. Ela normaliza a energia total gerada (E_{Gerada}) pela potência de pico instalada do gerador P_{FV} , resultando em uma métrica de kWh/kWp. Isso permite comparar diretamente um sistema de 3 kWp com um de 5 kWp.

$$Y_f = \frac{E_{Gerada}(kWh)}{P_{FV}(kWp)} \quad (\text{Eq.5})$$

Em que:

- Y_f é a produtividade específica, em kWh/kWp;
- E_{gerada} é a energia gerada no período analisado, em kWh;
- P_{FV} é a potência de pico instalada do gerador fotovoltaico, em kWp.

Embora os dois sistemas analisados neste trabalho possuam a mesma potência instalada de 3,15 kWp, o uso da produtividade específica é importante porque normaliza a geração e permite expressar o desempenho em termos de energia produzida por unidade de potência instalada. Assim, além de comparar a energia total gerada, torna-se possível avaliar qual topologia apresentou melhor aproveitamento relativo do gerador fotovoltaico.

• 3.5.3 GANHO PERCENTUAL DE GERAÇÃO

Permite quantificar, em termos relativos, quanto o sistema com microinversores gerou a mais ou a menos em relação ao sistema com inversor *string*. Esse indicador é essencial para avaliar a vantagem energética da topologia distribuída, especialmente em situações de sombreamento parcial, *mismatch* ou variações não uniformes entre módulos.

$$G\% = \frac{E_{cc,micro} - E_{cc,string}}{E_{cc,string}} * 100 \quad (\text{Eq.6})$$

Em que:

- $G\%$ é o ganho percentual do sistema com microinversores;
- E_{micro} é a energia gerada pelo sistema com microinversores, em kWh;
- E_{string} é a energia gerada pelo sistema com inversor *string*, em kWh.

Quando $G\% > 0$, o sistema com microinversores apresentou maior geração que o sistema *string*. Quando $G\% = 0$, os sistemas tiveram desempenho equivalente. Quando $G\% < 0$, o sistema *string* apresentou maior geração. Esse indicador será utilizado para comparar tanto os resultados diários quanto os resultados acumulados dos períodos analisados.

• 3.5.4 ÍNDICE RELATIVO DE GERAÇÃO

Além do ganho percentual, pode-se utilizar o índice relativo de geração para comparar diretamente o desempenho entre as topologias. Esse índice é definido como a razão entre a energia gerada pelo sistema com microinversores e a energia gerada pelo sistema com inversor *string*.

$$IR = \frac{E_{(micro)}}{E_{(string)}} \quad (\text{Eq.7})$$

Em que:

- IR índice relativo de geração;
- E_{micro} É a energia gerada pelo sistema com microinversores;
- E_{string} É a energia gerada pelo sistema com inversor *string*.

A interpretação desse índice é direta:

- $IR > 1$: microinversor gerou mais energia que o *string*;
- $IR = 1$: sistemas apresentaram geração equivalente;
- $IR < 1$: *string* gerou mais energia que o microinversor.

• 3.5.5 CUSTO POR ENERGIA GERADA (C_{kWh})

A avaliação de desempenho técnico deve ser complementada por uma análise econômica, especialmente quando as topologias comparadas apresentam diferenças de investimento inicial. Em geral, sistemas com microinversores possuem maior capex, enquanto sistemas *string* tendem a apresentar menor custo inicial. Portanto, a comparação entre as arquiteturas deve considerar se o ganho de energia obtido compensa o investimento adicional.

O custo por energia gerada, representado por C_{kWh} , relaciona o investimento inicial do sistema com a energia produzida no período analisado.

$$C_{kWh} = \frac{CAPEX_{sistema}}{E_{cc,total}} \quad (\text{Eq.8})$$

- é o custo por energia gerada, em R\$/kWh;
- $CAPEX_{sistema}$ é o investimento inicial do sistema, em reais;
- $E_{cc,total}$ é a energia total gerada no período analisado, em kWh.

4. METODOLOGIA

4.1 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA

O presente trabalho configura-se como um estudo de caso comparativo, de natureza quantitativa-experimental. A abordagem quantitativa é empregada na coleta e análise de dados de geração em Corrente Contínua (Potência CC, Tensão CC e Corrente CC). A abordagem experimental se fundamenta na comparação direta de duas topologias de inversores (Sistema 1 e Sistema 2) operando sob condições reais, controladas e idênticas de irradiação, localização próxima e configuração de módulos, na cidade de Maceió-AL.

O estudo compara duas arquiteturas aplicadas à microgeração fotovoltaica: um sistema com inversor *string* e um sistema com microinversores. Ambos os sistemas possuem a mesma potência instalada, composta por cinco módulos fotovoltaicos de 630 Wp, totalizando 3,15

kWp. Essa equivalência entre os sistemas é fundamental para reduzir interferências na comparação e permitir que a topologia de inversão seja considerada a principal variável de análise.

A pesquisa foi conduzida com base em dados reais de operação, obtidos por meio das plataformas de monitoramento dos fabricantes dos equipamentos. Foram analisadas duas janelas temporais de monitoramento: a primeira referente ao período de 09 a 16 de outubro de 2025, utilizada na análise inicial do comportamento dos sistemas, e a segunda referente ao período de 07 a 21 de janeiro de 2026, incorporada posteriormente com o objetivo de ampliar a base experimental e verificar a consistência dos resultados em outro intervalo de operação.

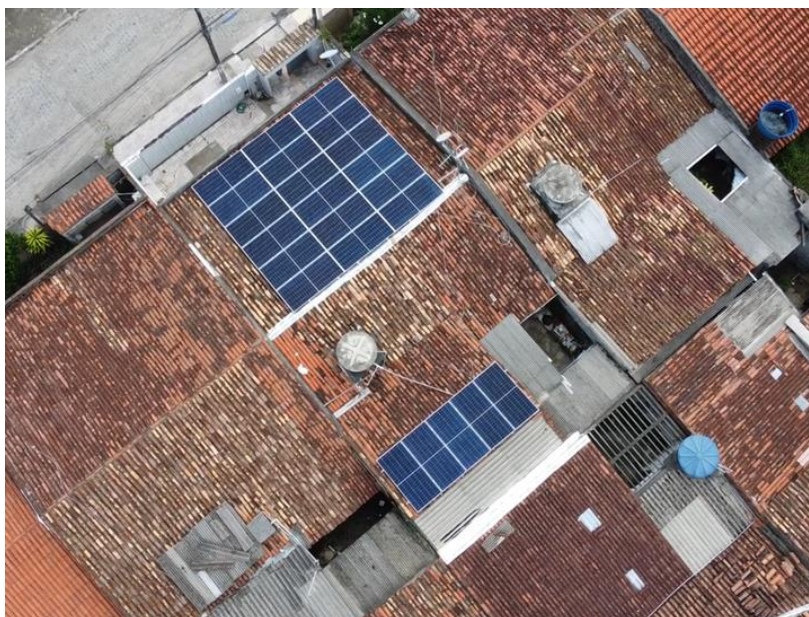
A escolha de dois períodos distintos permite avaliar o comportamento das topologias sob diferentes condições de irradiância, nebulosidade e sombreamento parcial, aumentando a robustez da análise. Dessa forma, a metodologia busca identificar não apenas qual sistema apresentou maior geração, mas também em quais condições a diferença de desempenho entre inversor *string* e microinversor se tornou mais significativa.

4.2 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE ESTUDO

Para a análise comparativa, foram monitorados dois sistemas fotovoltaicos reais. Ambos utilizam a mesma marca, modelo e quantidade de módulos fotovoltaicos, instalados com a mesma orientação e inclinação, permitindo uma comparação direta da eficiência de colheita de dados de geração CC.

- 4.2.1 SISTEMA 1 (INVERSOR *STRING*)
 - Localização: R. Luzinete U Frangoso 70, CJ Salvador Lyra, Maceió-AL.
 - Coordenadas: 9° 36' 53.953" S, 35° 44' 4.981" W.
 - Instalação: Orientação Noroeste, inclinação ~9°.
 - Módulos: 5 x Módulos PULLING ENERGY 630Wp Monocristalino (Modelo PU630SNM102).
 - Potência de Pico Total: 3,15 kWp.
 - Inversor: 1 x Solis S5-GR1P10K (10kW).
 - Configuração: 1 *string* única com 5 módulos em série, conectada a uma única entrada MPPT do inversor. No caso no MPPT 3 do sistema
 - Monitoramento: Plataforma SolisCloud.

Figura 4 - Sistema 1: Vista aérea do sistema



Fonte: o Autor

Figura 5 – Sistema 1: inversor *String*



Fonte: o Autor

Figura 6 - Monitoramento do sistema via site do fabricante Solis



Fonte: O autor

- 4.2.2. SISTEMA 2 (MICROINVERSOR):
 - Localização: RUA ELOI DE LEMOS FRANÇA, 69, Gruta de Lourdes, Maceió-AL.
 - Coordenadas: 9° 36' 54.0"S, 35° 44' 05.2"W.
 - Módulos: 5 x Módulos PULLING ENERGY 630W Monocristalino (Total 3,15 kWp).
 - Inversores: 2 x Hoymiles HMS-2000DW-4T.
 - Instalação: Orientação Nor-Noroeste, inclinação ~9°.
 - Configuração: 1 microinversor (ID 122295102987) com 4 módulos (1 por porta); e 1 microinversor (ID 122295102536) com 1 módulo (na porta 4), totalizando 5 MPPTs individuais.
 - Monitoramento: Plataforma S-Miles Cloud (Hoymiles)

Figura 7 – Sistema 2: vista aérea do sistema



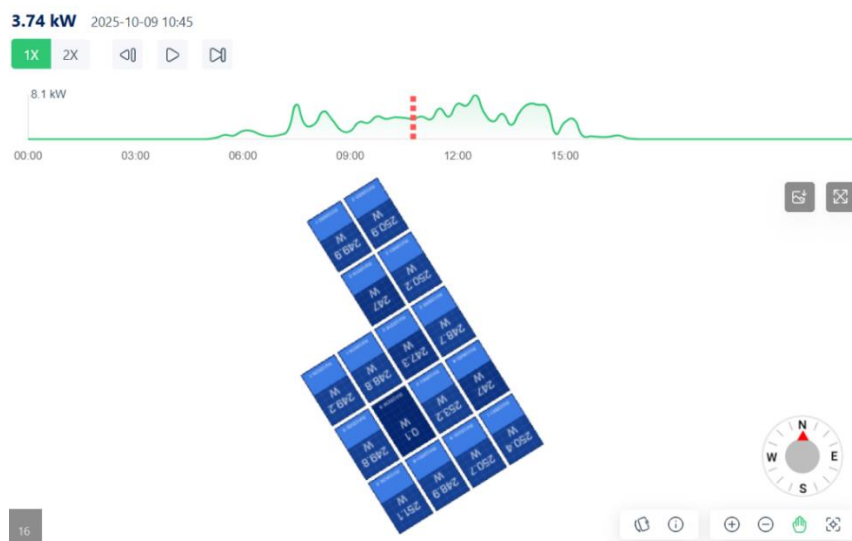
Fonte: O autor

Figura 8 – Sistema 2: vista da instalação de um dos microinversores



Fonte: o autor

Figura 9 - Sistema 2: –Monitoramento do sistema via site do fabricante Hoymiles



Fonte: o autor

A validade da comparação é assegurada pela extrema proximidade geográfica dos sistemas (ambos em $9^{\circ}36'S$, $35^{\circ}44'W$), garantindo que ambos foram submetidos a perfis de irradiação solar idênticos, conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017). A utilização dos mesmos módulos, na mesma quantidade, orientação e inclinação, isola a topologia do inversor como a principal variável do estudo.

4.3 COLETA E TRATAMENTO DE DADOS

A coleta de dados foi realizada a partir das plataformas de monitoramento online dos respectivos fabricantes: SolisCloud para o sistema com inversor *string* e S-Miles Cloud/Hoymiles para o sistema com microinversores. As variáveis extraídas compreenderam potência em corrente contínua, tensão em corrente contínua, corrente em corrente contínua e horários de medição.

Foram analisadas duas bases de dados:

- **Base 1 — Outubro:** período de 09/10/2025 a 16/10/2025;
- **Base 2 — Janeiro:** período de 07/01/2026 a 21/01/2026.

No sistema com inversor *string*, os dados foram extraídos a partir da potência CC do MPPT 3, correspondente à *string* composta pelos cinco módulos analisados. No sistema com microinversores, foram considerados apenas os dados referentes aos seguintes canais:

- SN 122295102536 — porta 4;

- SN 122295102987 — porta 1;
- SN 122295102987 — porta 2;
- SN 122295102987 — porta 3;
- SN 122295102987 — porta 4.

A seleção desses canais foi necessária para garantir que fossem analisados somente os cinco módulos correspondentes ao sistema de 3,15 kWp. Após a filtragem, os dados foram organizados em planilhas, padronizando a coluna de tempo para exibir apenas o horário de medição e mantendo a ordem dos canais conforme o padrão apresentados dos numero de series escolhidos. O tratamento dos dados consistiu nas seguintes etapas:

- importação das planilhas brutas;
- identificação das colunas de tempo, código do microinversor, porta, tensão, corrente e potência;
- filtragem dos canais correspondentes aos módulos analisados;
- padronização da coluna de tempo;
- agregação da potência das cinco portas do microinversor por horário;
- identificação da potência CC do MPPT 3 do sistema *string*;
- cálculo da energia diária de cada sistema;
- consolidação dos resultados por dia e por período;
- cálculo da diferença de geração, ganho percentual e índice relativo entre as topologias.

Como os sistemas possuem plataformas de monitoramento diferentes, os intervalos de amostragem também são distintos. Para o sistema *string*, os dados foram registrados em intervalos aproximados de 5 minutos. Para o sistema com microinversores, os dados foram registrados em intervalos aproximados de 15 minutos. Essa diferença foi considerada no cálculo da energia, utilizando-se o intervalo real de medição de cada sistema.

4.4 CÁLCULO DA ENERGIA GERADA.

A energia diária em corrente contínua foi calculada por meio da integração discreta da potência ao longo do tempo. Como os dados foram obtidos em intervalos regulares de monitoramento, a energia foi calculada pela soma da potência registrada em cada intervalo multiplicada pelo respectivo intervalo de tempo; sendo a equação 4, usada como base para

estimar os sistemas e fazer a devida comparação das gerações diárias.

Para tratativa dos dados usamos o intervalo do sistema *string*: $\delta t = 5\text{min} = 0,08333\text{h}$; e no sistema com microinversor o intervalo utilizado foi de $\delta t = 15\text{min} = 0,25\text{h}$, no caso do sistema com microinversores a potência total em cada horário foi obtida pela soma das potências das cinco portas filtradas usando $P_{\text{micro,total}}(t) = p1(t) + p2(t) + p3(t) + p4(t) + p5(t)$, em seguida aplicamos o resultante na equação 4 para cada dia.

4.5 INDICADORES DE COMPARAÇÃO ENTRE OS SISTEMAS

Após o cálculo da energia diária, os sistemas foram comparados por meio de indicadores técnicos e econômicos. O primeiro indicador utilizado foi a diferença absoluta de geração:

$$\Delta E = E_{\text{micro}} - E_{\text{string}} \quad (\text{Eq } 9)$$

- ΔE é a diferença de energia entre os sistemas, em kWh;
- E_{micro} é a energia gerada pelo sistema com microinversores;
- E_{string} é a energia gerada pelo sistema com inversor *string*.

Através dos resultados do primeiro indicador conseguimos analisar o ganho percentual (G%) através da equação 6, também conseguimos analisar o índice relativo da geração (IR), com a equação 7. E a produtividade específica (Y_f), com a equação 5, sendo a produtividade específica, que permite normalizar a geração pela potência instalada, reforçando a comparação técnica entre as topologias.

4.6 PARÂMETROS DE ANÁLISE DE CUSTO-BENEFÍCIO.

Os dados energéticos utilizados na análise correspondem às janelas de monitoramento de 09/10/2025 a 16/10/2025 e de 07/01/2026 a 21/01/2026. Já os dados financeiros foram obtidos a partir de levantamento comercial realizado em maio de 2026, sendo aplicados aos resultados experimentais obtidos nos períodos monitorados. Essa separação é necessária porque a geração analisada corresponde aos períodos reais de operação dos sistemas, enquanto os valores financeiros representam os custos atualizados disponíveis no momento da consolidação do estudo.

Tabela 1- Premissas financeiras utilizadas na análise de custo-benefício

Parâmetro	Sistema String	Sistema com Microinversores
Potência instalada	3,15 kWp	3,15 kWp
CAPEX considerado	R\$ 5.298,00	R\$ 5.969,44
Diferença de investimento	—	R\$ 671,44
Tarifa de energia considerada	R\$ 1,11/kWh	R\$ 1,11/kWh
Data-base dos custos	Maio de 2026	Maio de 2026

Fonte: o Autor

$$C_{dif} = CAPEX_{micro} - CAPEX_{string} \quad (\text{Eq. 10})$$

- C_{dif} : Sendo o custo adicional do sistema com microinversores, em reais;
- $CAPEX_{micro}$: é o investimento inicial do sistema com microinversores;
- $CAPEX_{string}$: é o investimento inicial do sistema com inversor *string*.

Através dessas informações é possível verificar o custo por energia gerada que foi calculado pela relação entre o investimento inicial do sistema e a energia total gerada nos períodos monitorados. Esse indicador permite comparar a relação entre investimento inicial e energia produzida por cada topologia. No entanto, ressalta-se que o C_{kWh} utilizado neste trabalho representa um indicador comparativo simplificado, calculado apenas com base no período monitorado. Portanto, ele não deve ser interpretado como custo nivelado de energia ao longo da vida útil do sistema, pois não considera taxa de desconto, degradação anual dos módulos, manutenção, substituição futura de equipamentos, reajustes tarifários ou variações climáticas anuais.

Também foi calculado o payback diferencial, utilizado para estimar o tempo necessário para que a geração adicional do sistema com microinversores compense o maior investimento inicial em relação ao sistema *string*. Para isso, foi considerada a geração adicional média diária observada nos períodos monitorados e a tarifa de energia adotada na análise. Baseado na equação 6, considerando os dois períodos analisados, o sistema com microinversores gerou 46,892 kWh a mais que o sistema *string* em 23 dias de monitoramento. Dessa forma, a geração

adicional média diária foi aproximada para 2,05 kWh/dia.

A projeção anual da geração adicional foi calculada pela geração adicional estimada anualmente que se resume a geração diária adicional multiplicado por 365 dias dando uma resultante de 748 kWh/ano, multiplicado pela tarifa da distribuidora equatorial alagoas de 2026 que chega até maio a R\$ 1,11 dando uma média de R\$ 830,28 por ano, e por fim o payback diferencial, sendo C_{dif} sobre a economia anual sendo aproximadamente 0,81 anos ou 9,7 meses. Sendo com base apenas nos dados que foi utilizado como referencial do projeto, não levando em consideração a variação climática ao longo do ano, consequentemente variação da incidência de irradiação.

Dessa forma, o payback diferencial do sistema com microinversores foi estimado em aproximadamente 9,7 meses, considerando a geração adicional média observada nos períodos monitorados, os valores comerciais levantados em maio de 2026 e a tarifa de referência de R\$ 1,11/kWh. Além dos indicadores quantitativos, a análise de custo-benefício também considerou aspectos qualitativos relevantes, como segurança operacional, durabilidade dos equipamentos, monitoramento individualizado, tolerância ao *mismatch* e possibilidade de expansão futura. Esses fatores foram avaliados de forma complementar, pois influenciam a tomada de decisão em projetos de microgeração fotovoltaica, especialmente em ambientes urbanos sujeitos a sombreamento parcial e restrições físicas de instalação.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados apresentados nesta seção foram obtidos a partir do tratamento dos dados de geração em corrente contínua dos dois sistemas fotovoltaicos analisados: o Sistema 1, composto por inversor *string*, e o Sistema 2, composto por microinversores. A comparação foi realizada considerando a potência em corrente contínua registrada ao longo do tempo e a energia diária calculada por integração discreta da curva de potência.

Inicialmente, o estudo foi desenvolvido com base no período de 09 de outubro de 2025 a 16 de outubro de 2025, utilizado para análise detalhada do comportamento diário dos sistemas e identificação de efeitos relacionados ao *mismatch*, sombreamento parcial e variações de irradiância. Posteriormente, foi incorporada uma segunda janela de monitoramento, referente ao período de 07 de janeiro de 2026 a 21 de janeiro de 2026, com o objetivo de ampliar a base experimental e verificar se a tendência observada no período inicial se mantinha em outro intervalo de operação.

A análise dos resultados foi organizada em três níveis. Primeiramente, foram comparadas as gerações diárias de cada sistema. Em seguida, foram avaliados os ganhos percentuais do microinversor em relação ao inversor *string*. Por fim, os dados foram consolidados por período, permitindo uma análise comparativa mais robusta entre as topologias.

5.1 ANÁLISE QUANTITATIVA DA EFICIÊNCIA DE GERAÇÃO CC

O principal indicador de desempenho para este estudo é a energia total em Corrente Contínua (E_{cc}) gerada por cada sistema, medida em quilowatt-hora (kWh). Esta métrica foi selecionada por representar o insumo energético bruto colhido pelos módulos, antes de qualquer perda de conversão CA, sendo a medida mais precisa para avaliar a eficácia do MPPT e o impacto do *mismatch*.

O monitoramento foi realizado durante 23 dias consecutivos, de 09 de outubro de 2025 a 16 de outubro de 2025 e 07 de janeiro de 2026 a 21 de janeiro de 2026. Os dados de potência

CC instantânea (W) foram integrados ao longo do dia para obter a energia total gerada. A Tabela 1 e 2 consolida os resultados do período.

Tabela 2 - Os resultados diários e o total consolidado do período de 09/10/2025 a 16/10/2025

Data	Sistema 1 (kWh)	Sistema 2 (kWh)	Ganho do Micro (kWh)	Ganho do Micro(%)	Condição Provável do Dia
09/10/25	9,46	15,02	5,56	+58,8%	Sombreamento Parcial Forte
10/10/25	12,48	16,16	3,68	+29,5%	Sombreamento Leve/Moderado
11/10/25	15,05	18,76	3,71	+24,6%	Dia Claro
12/10/25	13,61	13,88	0,27	+2,0%	Dia Muito Nublado/Variável
13/10/25	14,05	15,77	1,72	+12,2%	Dia Nublado/Variável
14/10/25	14,76	15,58	0,82	+5,6%	Dia Muito Nublado/Variável
15/10/25	15,73	17,54	1,81	+11,5%	Dia Claro com Variabilidade
16/10/25	13,58	15,06	1,48	+10,9%	Dia Nublado/Variável
Total	108,72	127,77	19,05	+17,5% (Média Semanal)	

Fonte: O autor (2025)

Conforme a Tabela 1, a análise dos 8 dias de monitoramento revela uma diferença substancial no desempenho das duas topologias. O Sistema 1 (Inversor *String*) gerou um total de 108,72 kWh em Corrente Contínua. No mesmo período e sob as mesmas condições de irradiação, o Sistema 2 (Microinversor) gerou 127,77 kWh. Este resultado representa um ganho de produção de 17,5% em favor do sistema com microinversores. Esse ganho de 19,05 kWh é a energia que o sistema *string* falhou em colher devido às suas limitações de arquitetura, como o *mismatch* (descasamento) entre os módulos, que será detalhado na seção seguinte.

Tabela 3 - Os resultados diários e o total consolidado do período de 07/01/2026 a 21/01/2026

Data	Sistema 1: Inversor String (kWh)	Sistema 2: Microinversor (kWh)	Ganho Absoluto (kWh)	Ganho Relativo (%)	Perfil de Geração / Condição Climática Inferida
07/01/2026	15,44	16,06	0,62	4,02%	Céu predominantemente claro; estabilidade térmica.
08/01/2026	12,27	13,16	0,89	7,25%	Variabilidade moderada; leve nebulosidade.
09/01/2026	14,81	15,08	0,27	1,82%	Condição de nivelamento; ausência de mismatch.
10/01/2026	12,56	16,07	3,51	27,95%	Sombreamento parcial severo; nuvens de evolução.
11/01/2026	15,82	18,46	2,64	16,69%	Céu claro com aquecimento diferencial dos módulos.
12/01/2026	13,8	17,08	3,28	23,77%	Alta instabilidade climática; passagens intermitentes.
13/01/2026	11,63	15,06	3,43	29,49%	Pico de mismatch de verão; estrangulamento da string.
14/01/2026	14,91	15,43	0,52	3,49%	Céu claro; desempenho linear de ambas as usinas.
15/01/2026	17,22	18,86	1,64	9,52%	Alta irradiação contínua ao longo do arco solar.
16/01/2026	15,89	19,48	3,59	22,59%	Instabilidade vespertina afetando a topologia em série.
17/01/2026	17,04	19,7	2,66	15,61%	Pico absoluto de irradiação de verão; geração máxima.
18/01/2026	15,35	17,06	1,71	11,14%	Alta irradiação com flutuações térmicas moderadas.
19/01/2026	13,08	14,27	1,19	9,10%	Nebulosidade dispersa; queda homogênea de eficiência.
20/01/2026	10,21	11,1	0,89	8,72%	Menor irradiação da série amostral; precipitação isolada.
21/01/2026	15,67	16,78	1,11	7,08%	Retomada de céu claro; dissipação térmica eficiente.
TOTAL	215,70 kWh	243,65 kWh	+ 27,95 kWh	12,96% (Média)	-

Fonte: O autor (2026)

Os dados de janeiro reforçam a tendência observada no período de outubro. Durante os 15 dias analisados, o sistema com microinversores também apresentou maior geração diária em todos os dias monitorados. No acumulado do período, o microinversor gerou 243,632 kWh, enquanto o sistema *string* gerou 215,701 kWh, resultando em uma diferença de 27,931 kWh.

O ganho percentual acumulado do microinversor em janeiro foi de 12,95%. Embora esse valor seja inferior ao ganho observado em outubro, ele confirma que a topologia distribuída manteve vantagem energética mesmo em uma segunda janela de operação. Essa redução percentual pode indicar que as condições de janeiro apresentaram menor intensidade de *mismatch* em alguns dias, ou que os sistemas operaram sob condições mais equilibradas em parte do período.

Considerando os dois períodos monitorados, o sistema com microinversores gerou um total de 371,405 kWh, enquanto o sistema com inversor *string* gerou 324,513 kWh. A diferença acumulada foi de 46,892 kWh, correspondente a um ganho geral de 14,45% em favor do microinversor. Esse resultado é relevante porque demonstra que a vantagem da topologia com microinversores não ocorreu apenas em uma semana isolada de monitoramento. A inclusão da base de janeiro ampliou a quantidade de dias analisados e confirmou a tendência de maior geração do sistema com MPPT distribuído.

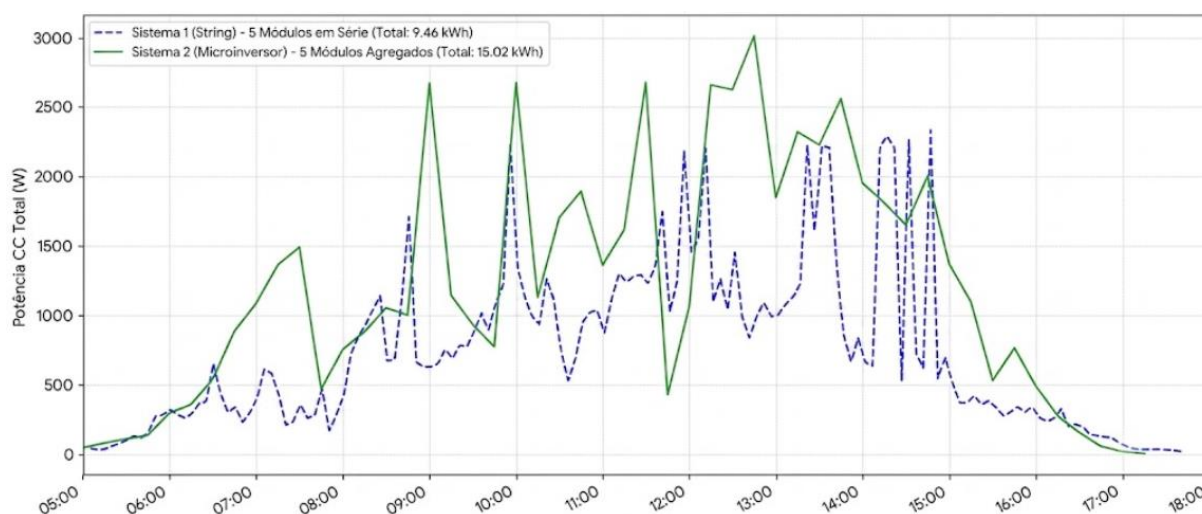
Do ponto de vista técnico, esse comportamento está associado à capacidade dos microinversores de reduzir perdas por *mismatch*, permitindo que cada módulo ou entrada opere de forma mais próxima ao seu ponto de máxima potência. Já no sistema *string*, a conexão em série torna o arranjo mais sensível a diferenças de desempenho entre módulos, principalmente em condições de sombreamento parcial, sujeira localizada, aquecimento desigual ou variações de irradiância.

5.2. ANÁLISE COMPORTAMENTAL DA POTÊNCIA (ESTUDOS DE CASO DIÁRIOS)

A variação diária do ganho (de 2,0% a 58,8%) sugere que o desempenho é altamente dependente das condições climáticas e de sombreamento de cada dia. As seções seguintes analisarão dias específicos para detalhar o comportamento de cada topologia.

- 5.2.1. ESTUDO DE CASO 1: DIA DE ALTO IMPACTO (09/10) - EFEITO *MISMATCH*

Gráfico 5 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 09/10/2025

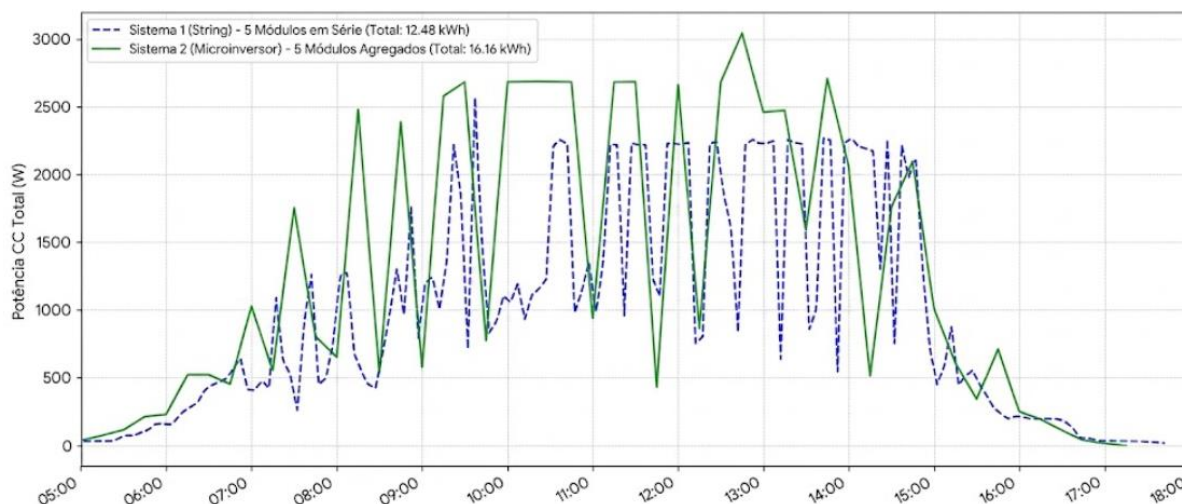


Fonte: O autor

O dia 09/10/2025 apresentou a maior discrepância de desempenho, com o microinversor registrando um ganho de +58,8% (15,02 kWh contra 9,46 kWh da *string*). O gráfico 4, comparativo de potência dos sistemas ilustra a causa. A curva do Sistema 2 (Microinversor) demonstra um comportamento ideal, formando um pico de potência agregada de 3013,60 W, muito próximo da potência nominal total dos módulos (3150 Wp), podendo ter sido limitado devido a fatores que não estamos levando em consideração, como, temperatura da célula, resistividade do cabeamento, eficiência do mppt, orientação do modulo, tudo isso pode ser levado para possíveis otimizações futuras para uma melhor eficiência do sistema; Em contrapartida, a curva do Sistema 1 (*String*) é altamente irregular, com um pico de apenas 2335,00 W. Este comportamento é um sintoma clássico do fenômeno do *mismatch*. No sistema *string*, basta que um único módulo tenha seu desempenho reduzido (por sombreamento parcial de nuvens ou sujeira) para que ele limite a corrente de todo o conjunto. O microinversor evita isso, pois cada módulo opera em seu próprio MPPT, permitindo que os módulos não sombreados continuem em sua potência máxima (SILVA, 2022).

- 5.2.2. ESTUDO DE CASO 2: DIA DE SOMBREAMENTO MODERADO (10/10/2025)

Gráfico 6 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 10/10/2025

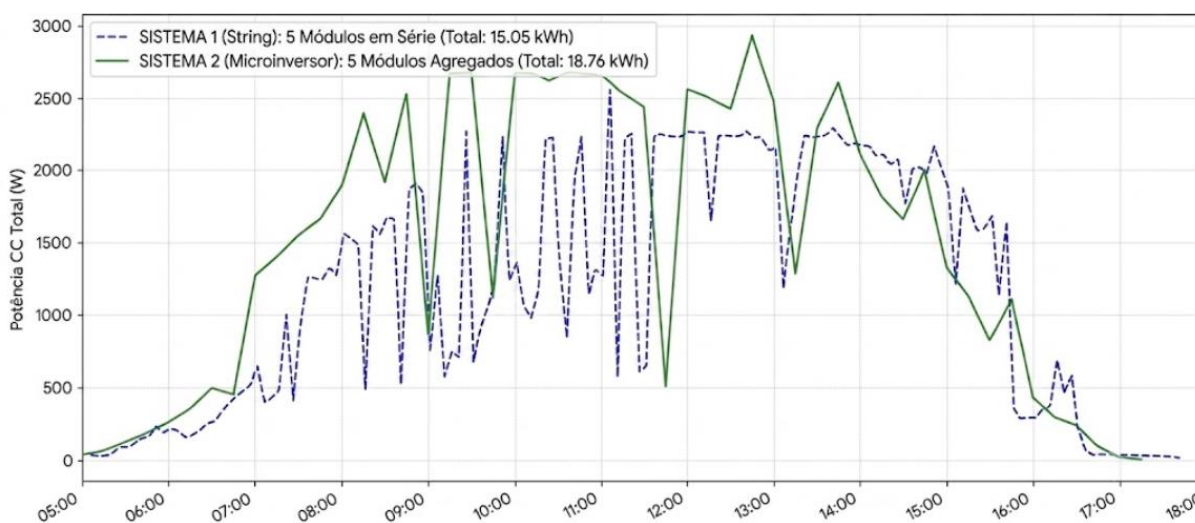


Fonte: O autor

O dia 10/10/2025 apresentou um ganho de +29,5% (16,16 kWh vs. 12,48 kWh) para o microinversor. O gráfico deste dia mostra um comportamento muito claro: o pico de potência do microinversor (3042,70 W) foi significativamente maior que o do *string* (2563,00 W). A curva do *string* (azul) apresenta "achatamentos" e quedas abruptas que não são vistas na curva do microinversor (verde), indicando perdas por *mismatch* devido a sombreamento leve ou nuvens passageiras, que foram mitigadas pela otimização individual.

• 5.2.3. ESTUDO DE CASO 3: DIA DE CÉU CLARO (11/10) - OTIMIZAÇÃO FINA

Gráfico 7 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 11/10/2025

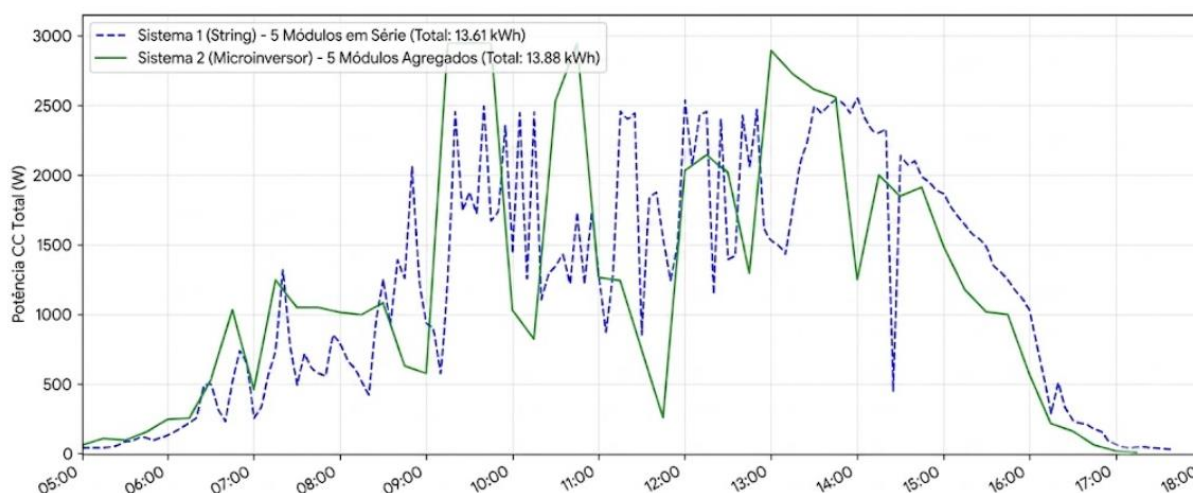


Fonte: O autor

Este resultado é particularmente relevante. A literatura, muitas vezes baseada em simulações, sugere que em dias de céu claro (sem sombreamento) a vantagem do microinversor é mínima, na faixa de 1% a 4% (CHEPP; KRENZINGER, 2018; GODOI et al., 2018). O ganho de +24,6% observado nestes dados experimentais sugere que mesmo em um "dia perfeito", pequenas variações inevitáveis entre os módulos (como aquecimento diferencial, poeira mínima ou degradação leve) são suficientes para criar um *mismatch* que prejudica a eficiência do *string*. O microinversor, ao otimizar cada módulo, captura essa energia que seria perdida.

- 5.2.4. ESTUDO DE CASO 4: DIA DE ALTA NEBULOSIDADE (12/10) - CONDIÇÕES NIVELADAS

Gráfico 8 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 12/10/2025

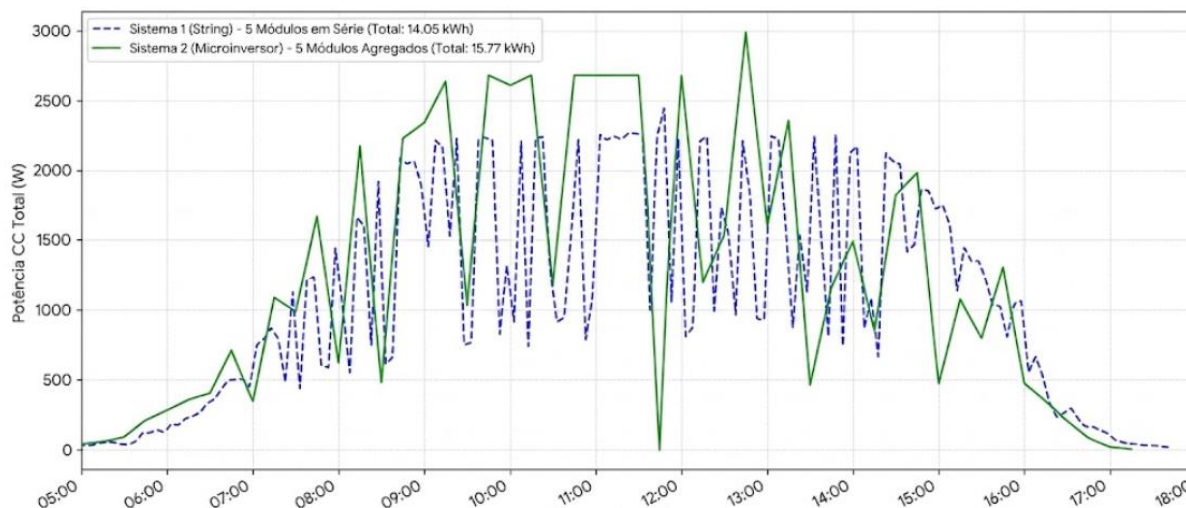


Fonte: O autor

O dia 12/10/2025 apresentou o menor ganho, com o microinversor gerando apenas +2,0% a mais que o *string* (13,88 kWh vs. 13,61 kWh). O gráfico mostra curvas de potência muito baixas e irregulares para ambos os sistemas, indicando um dia de alta nebulosidade onde a irradiação foi baixa, mas uniforme. Neste cenário, o *mismatch* é mínimo, pois todos os módulos estão operando em baixa performance simultaneamente. Consequentemente, a vantagem do MPPT individual é reduzida, e o desempenho de ambas as topologias se nivela, comprovando a tese de que a vantagem do microinversor é maximizada em condições de *mismatch* (sombreamento parcial) e não em condições de baixa irradiação uniforme..

- 5.2.5. ESTUDO DE CASO 5: ESTUDO DE CASO 5: DIA VARIÁVEL (13/10/2025)

Gráfico 9 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 13/10/2025

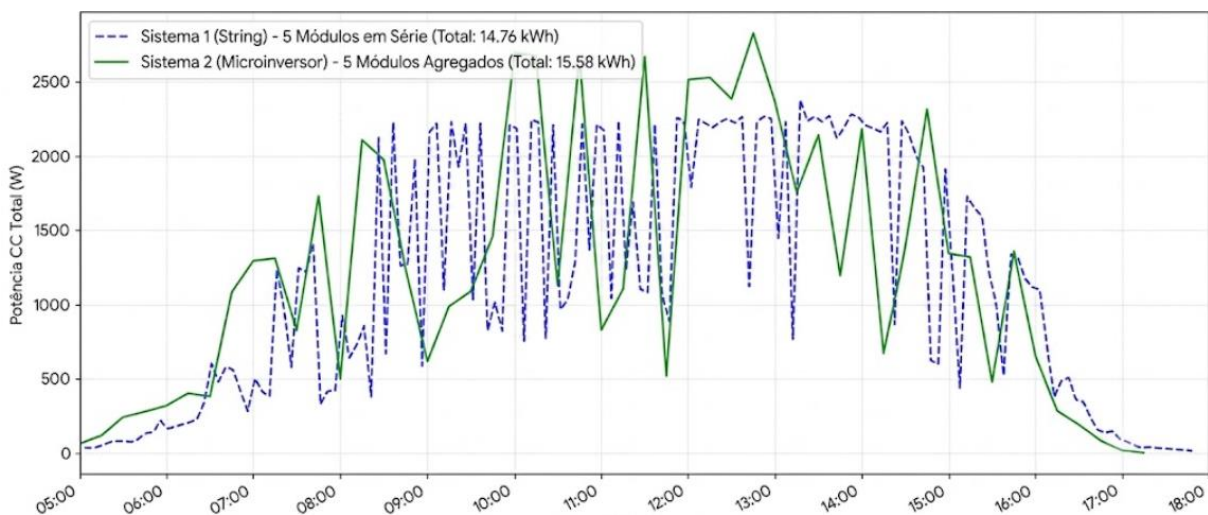


Fonte: O autor

Neste dia, o ganho do microinversor foi de +12,2% (15,77 kWh vs. 14,05 kWh). Ambas as curvas mostram alta variabilidade, sugerindo nuvens intermitentes. O pico de potência do microinversor (2990,20 W) foi 22% superior ao pico do *string* (2443,00 W). Isso demonstra que, mesmo em dias instáveis, a capacidade do microinversor de otimizar cada módulo permite que ele se recupere mais rapidamente das quedas e alcance picos mais altos, resultando em maior colheita de energia.

- 5.2.6. ESTUDO DE CASO 6: ESTUDO DE CASO 6: DIA MUITO NUBLADO (14/10/2025)

Gráfico 10 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 14/10/2025

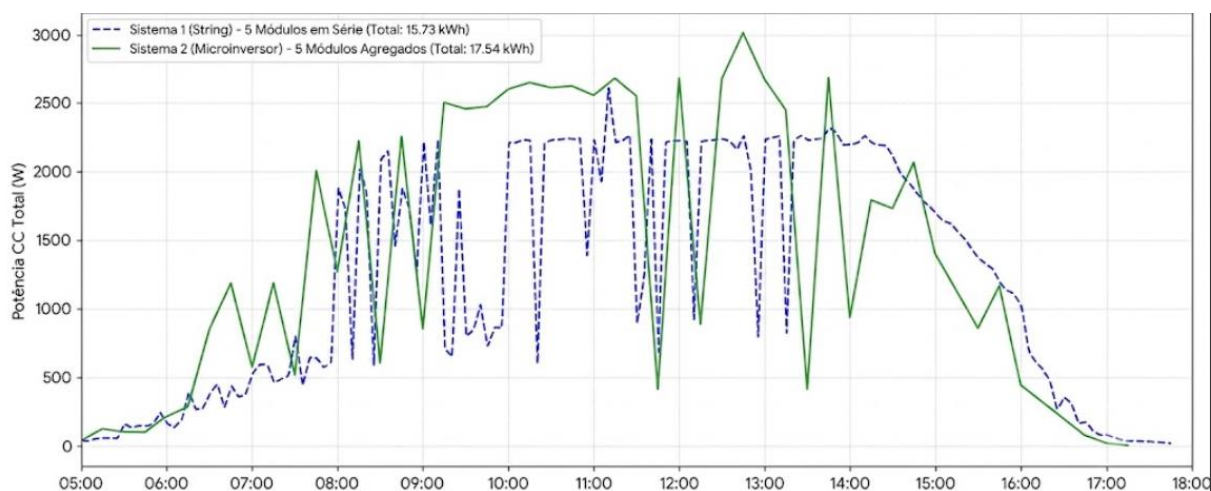


Fonte: O autor

No dia 14/10/2025 teve um ganho modesto de +5,6% do sistema com microinversor comparado o inversor string (15,58 kWh vs. 14,76 kWh). Bastante similar ao dia 12/10, sendo este dia de baixa performance geral, com curvas muito irregulares. O ganho percentual é pequeno, mas o pico de potência do microinversor (2832,50 W) ainda foi 19% maior que o do *string* (2378,00 W), mostrando que a otimização individual captura energia de picos momentâneos que o *string* perde.

• 5.2.7. ESTUDO DE CASO 7: DIA CLARO COM VARIABILIDADE (15/10/2025)

Gráfico 11 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 15/10/2025

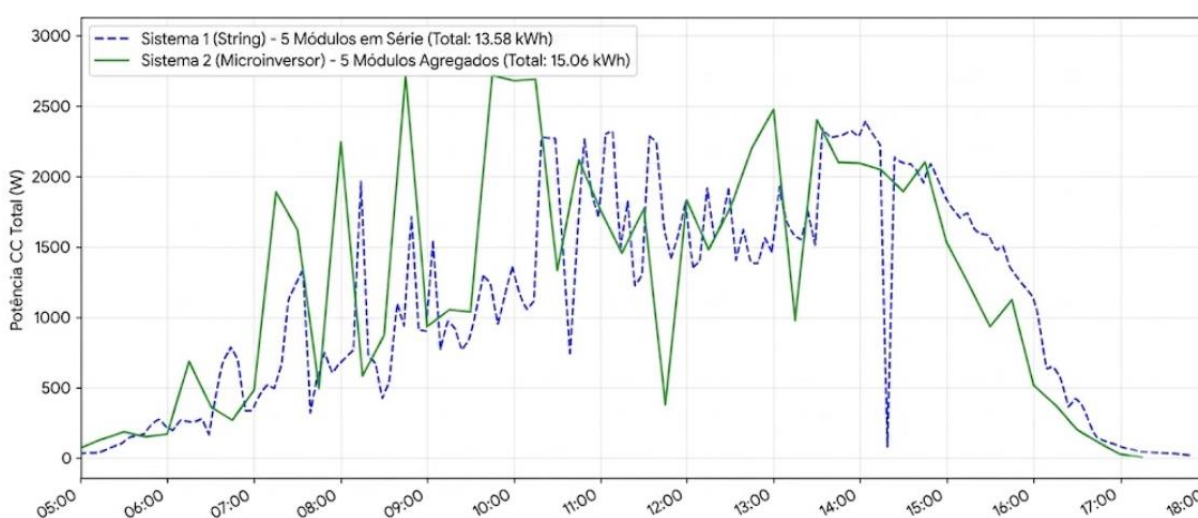


Fonte: O autor

Neste dia, o ganho do microinversor foi de +11,5% (17,54 kWh vs. 15,73 kWh). O gráfico mostra um dia predominantemente claro, mas com alguma variabilidade. A curva do microinversor manteve-se consistentemente acima da curva do *string* durante todo o período de pico (09:00 às 15:00), atingindo um pico de 3013,50 W contra 2609,00 W do *string*.

- 5.2.8. ESTUDO DE CASO 8: DIA VARIÁVEL FINAL (16/10/2025)

Gráfico 12 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 16/10/2025



Fonte: O autor

No último dia de análise, o ganho do microinversor foi de +10,9% (15,06 kWh vs. 13,58 kWh). Assim como nos dias 13/10 e 14/10, o gráfico mostra um dia instável. O sistema de microinversor (verde) manteve uma vantagem de geração sobre o sistema *string* (azul), confirmando o padrão de maior eficiência em condições reais e variáveis.

- 5.2.9. ESTUDO DE CASO 9: DIA VARIÁVEL FINAL (07/01/2026)

Gráfico 13 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 07/01/2026

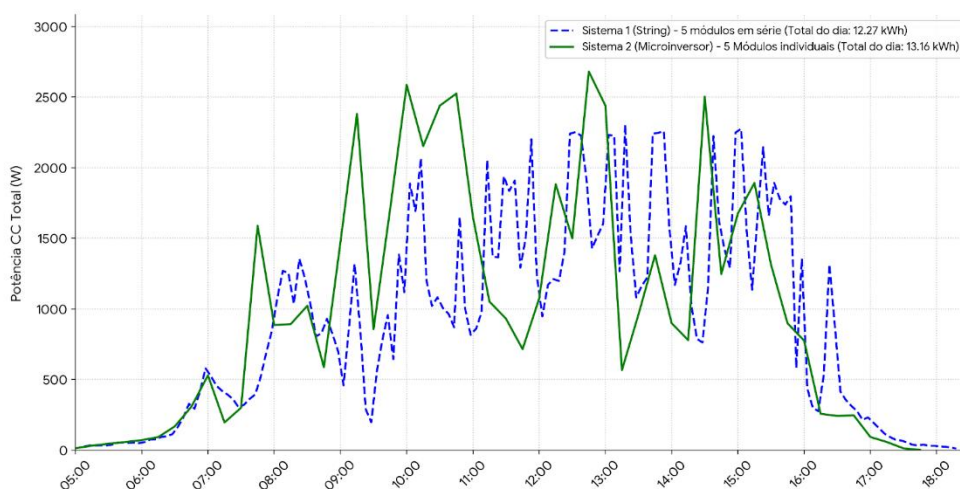


Fonte: O autor

Sendo o primeiro dia de análise dos sistemas em janeiro, pode ser verificado uma leve vantagem do sistema com microinversor, em relação ao sistema *string*, similar com o que ocorreu no mês de outubro 2025, porém, devido ao dia possui uma menor predominância de nuvens, foi possível verificar que o inversor *string*, quase se igualou em geração com microinversor, sendo 15.44 kWh vs 16.06 kWh, demonstrando que em dia com irradiação predominantemente maior e com pouco desvio o sistema convencional *string* pode ser bem viável.

• 5.2.10. ESTUDO DE CASO 10: DIA VARIÁVEL FINAL (08/01/2026)

Gráfico 14 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 08/01/2026

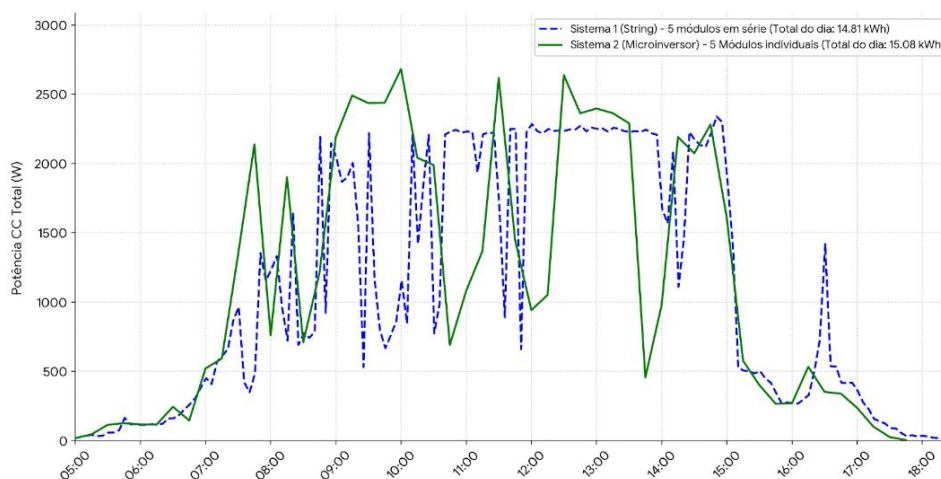


Fonte: O autor

O dia 08 de janeiro ilustra um cenário típico de transição climática no verão alagoano, caracterizado por nuvens intermitentes de menor densidade. O inversor *string* totalizou 12,27 kWh, enquanto o sistema distribuído com microinversor, registrou 13,16 kWh, configurando um ganho relativo de 7,25% a favor da topologia com microinversores. Durante a manhã entre as 8h e 10h30, observa-se que a linha verde do microinversor atinge picos de potência significativamente maiores próximos a 2500 W nos curtos intervalos de céu aberto, ao passo que o inversor *string*, linha azul tracejada demonstra dificuldade em rastrear essa retomada rápida de irradiação, limitando seus picos a valores em torno de 2000 W.

- 5.2.11. ESTUDO DE CASO 11: DIA VARIÁVEL FINAL (09/01/2026)

Gráfico 15 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 09/01/2026

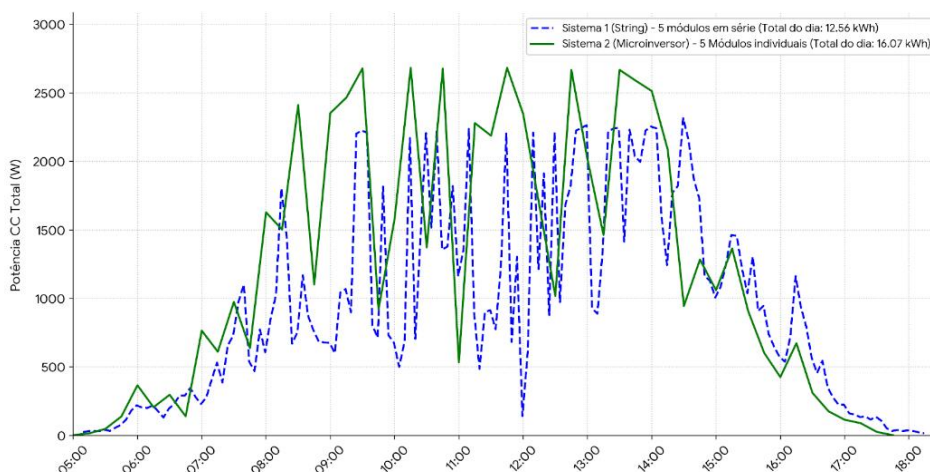


Fonte: O autor

O dia 09 de janeiro representa um dos momentos mais importantes para a validação do método desta pesquisa. Diferente dos dias de alta variabilidade, nesta data os dois sistemas apresentaram um rendimento praticamente equivalente: 14,81 kWh para a topologia centralizada e 15,08 kWh para a topologia distribuída. Isso resulta em um ganho técnico residual de apenas 1,82%. Grande parte do dia foi marcada por passagens de nuvens espessas que cobriram ambos os sistemas. Quando um sombreamento atinge todos os módulos com a mesma intensidade, não há descasamento elétrico (*mismatch*). Sem o desequilíbrio de corrente entre os painéis, o algoritmo MPPT do inversor *string* conseguiu acompanhar as subidas e descidas de potência com a mesma eficiência do sistema MLPE. As linhas chegam a se sobrepor em alguns momentos.

- 5.2.12. ESTUDO DE CASO 12: DIA VARIÁVEL FINAL (10/01/2026)

Gráfico 16 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 10/01/2026



Fonte: O autor

O dia 10 de janeiro ilustra de forma magistral o comportamento das duas tecnologias frente à instabilidade climática extrema, com a passagem de espessas nuvens. Neste cenário, a topologia centralizada sistema 1 totalizou apenas 12,56 kWh, enquanto o sistema distribuído sistema 2 atingiu 16,07 kWh. Essa diferença resulta em um expressivo ganho relativo de 27,95% a favor do microinversor. A análise das curvas de potência revela o impacto drástico do fenômeno do *mismatch*. Essas quedas ocorrem porque, ao sombrear um ou dois módulos da série, a corrente de todo o circuito é estrangulada, e o inversor tem dificuldade de reposicionar seu único rastreador (MPPT) de forma eficiente.

Em contrapartida, o microinversor demonstra uma resistência maior. Embora também sofra reduções de potência devido à falta de luz solar na passagem da nuvem, os declínios são muito mais suaves e a retomada quase que imediato. Como a Eletrônica de Potência em Nível de Módulo (MLPE) garante um canal isolado para cada painel, a queda de rendimento do painel sombreado não afetou a geração máxima dos outros módulos adjacentes que permaneceram iluminados.

- 5.2.13. ESTUDO DE CASO 13: DIA VARIÁVEL FINAL (11/01/2026)

Gráfico 17 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 11/01/2026

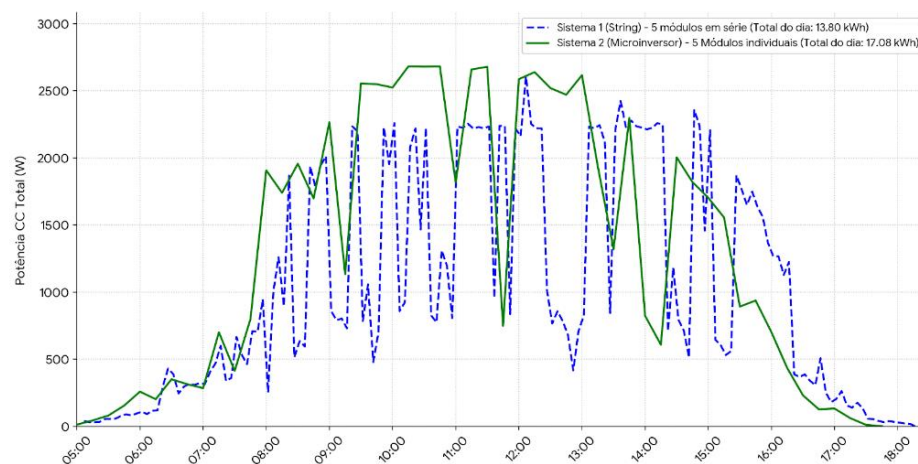


Fonte: O autor

O dia 11 de janeiro caracteriza-se por um céu predominantemente limpo com episódios muito curtos de flutuação de irradiação, resultando em um perfil de geração que se aproxima do clássico formato de sino. A usina *string* (Sistema 1) totalizou 15,82 kWh. O sistema MLPE (Sistema 2), por sua vez, atingiu expressivos 18,46 kWh. Este resultado configura um ganho relativo de 16,69%. Como o aumento da temperatura reduz a tensão da célula fotovoltaica (conforme o coeficiente de temperatura de $-0,30\%/^{\circ}\text{C}$ do módulo), no sistema *string*, o painel mais quente limita a eficiência dos demais.

• 5.2.14. ESTUDO DE CASO 14: DIA VARIÁVEL FINAL (12/01/2026)

Gráfico 18 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 12/01/2026



Fonte: O autor

O dia 12 de janeiro representa um cenário de clima extremamente dinâmico no verão de Maceió, marcado pela passagem sucessiva de nuvens e grandes flutuações de irradiação, clima típico de (*start-stop*). Sob essas condições desafiadoras, o inversor *string* contabilizou 13,80 kWh, enquanto a rede de microinversores atingiu 17,08 kWh. Isso consolidou um ganho expressivo de 23,77%. O gráfico é dominado por picos intensos seguidos imediatamente por vales profundos. Isso ocorre porque o sombreamento de um único painel dispara os diodos de *bypass* da placa, o que cria uma curva de potência distorcida com múltiplos picos de tensão. O MPPT único do inversor tradicional "se perde" nessa deformação, achatando toda a série.

- 5.2.15. ESTUDO DE CASO 15: DIA VARIÁVEL FINAL (13/01/2026)

Gráfico 19 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 13/01/2026



Fonte: O autor

A rápida adaptação individual de cada porta MPPT permitiu que os módulos que não estavam sob a sombra da nuvem continuassem operando em sua capacidade máxima. Essa variação da linha verde durante os vales de sombra e a rápida subida nos picos de sol permitiram uma colheita de energia otimizada em cada janela de irradiação, acumulando uma impressionante diferença de 3,43 kWh ao fim do dia. O sistema *string* foi severamente penalizado pela intermitência climática, fechando com apenas 11,63 kWh. O sistema MLPE, por sua vez, demonstrou alta resiliência e entregou 15,06 kWh. Essa diferença consolidou o maior ganho percentual diário do mês de janeiro: 29,49%.

- 5.2.16. ESTUDO DE CASO 16: DIA VARIÁVEL FINAL (14/01/2026)

Gráfico 20 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 14/01/2026

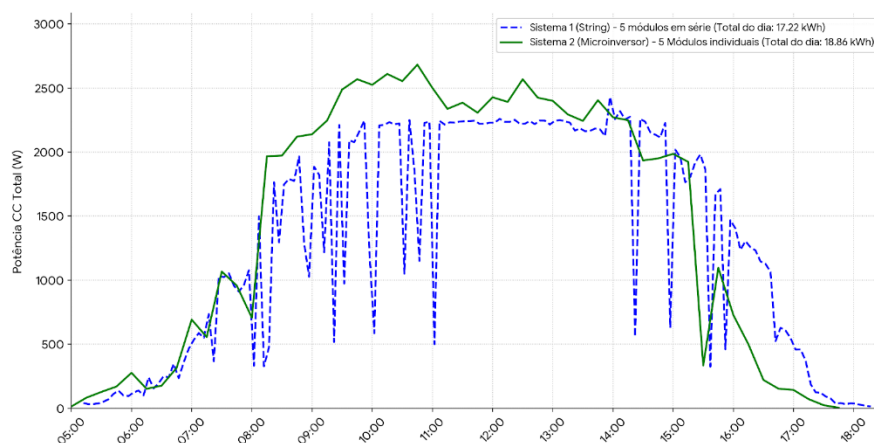


Fonte: O autor

O sistema *String* registrou 14,91 kWh e o sistema Microinversor registrou 15,43 kWh. Elas confirmam que, mesmo em um dia que parecia mais limpo, tivemos quedas de produção causadas pela passagem de nuvens. O microinversor consegue contornar essas quedas de forma mais ágil, mantendo uma curva de geração mais "robusta" nos momentos de pico de irradiação, o que justifica a diferença acumulada de 0,52 kWh ao final do dia.

- 5.2.17. ESTUDO DE CASO 17: DIA VARIÁVEL FINAL (15/01/2026)

Gráfico 21 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 15/01/2026



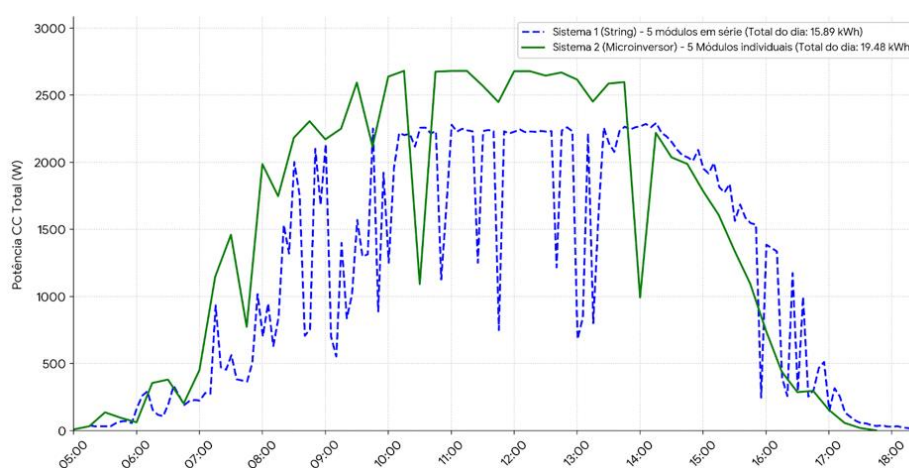
Fonte: O autor

No dia 15 de janeiro demonstrou uma produção robusta para ambas as tecnologias, com o sistema 1 totalizando 17,22 kWh e o sistema 2 atingindo 18,86 kWh, resultando em um ganho

relativo de 9,52%. Durante o período de maior irradiação das 10h às 14h, a linha azul (Sistema 1) mantém um patamar de potência bastante estável, mas "achatado" em relação à linha verde. Isso demonstra que o inversor *string* atingiu o seu limite operacional e de conversão, enquanto o sistema de microinversores continuou a processar picos de potência mais elevados (próximos a 2600 W).

- 5.2.18. ESTUDO DE CASO 18: DIA VARIÁVEL FINAL (16/01/2026)

Gráfico 22 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 16/01/2026

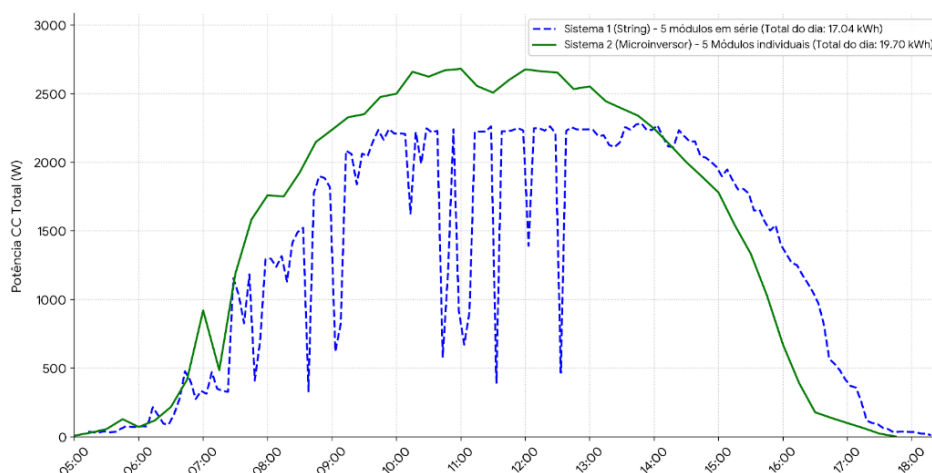


Fonte: O autor

O ponto de maior interesse neste gráfico ocorre entre as 08:00 e as 12:00. Importante observar como a linha azul (Sistema 1) apresenta uma sucessão de quedas profundas e quase verticais, que ocorrem em momentos onde a linha verde (Sistema 2) ainda sustenta uma potência muito mais elevada. Isso indica que, durante a passagem das nuvens naquele período, o sombreamento atingiu módulos específicos da série, derrubando a corrente de todo o arranjo, enquanto o sistema de microinversores conseguiu manter a produção nas placas não sombreadas.

- 5.2.19. ESTUDO DE CASO 19: DIA VARIÁVEL FINAL (17/01/2026)

Gráfico 23 - - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 17/01/2026



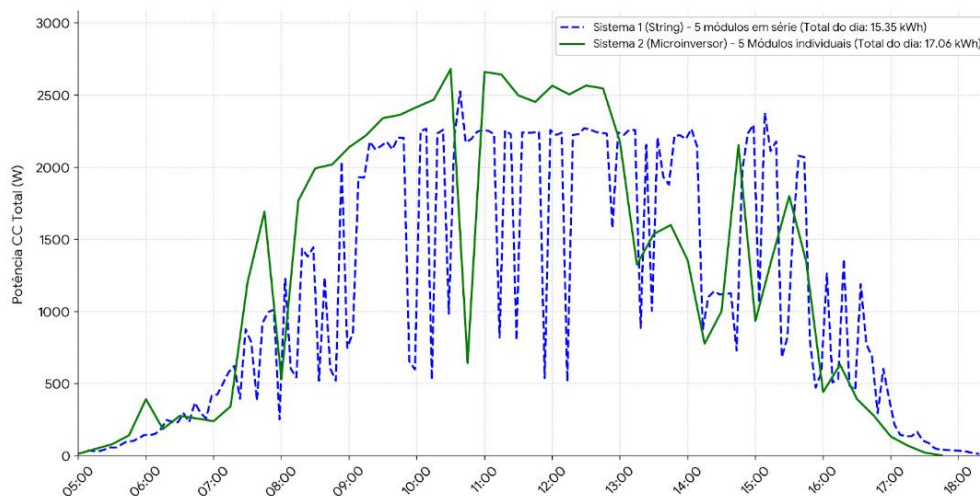
Fonte: O autor

Para o dia 17/01/2026, os dados coletados revelam um cenário de produtividade máxima, sendo um dos dias mais produtivos de toda a série monitorada. Dia de céu límpido e irradiação solar intensa em Maceió-AL, o sistema *String* atingiu 17,04 kWh, enquanto o sistema com Microinversores registrou 19,70 kWh. Este resultado representa um ganho relativo de 15,61% em favor da tecnologia MLPE, mesmo sob condições meteorológicas ideais.

Enquanto o inversor centralizado limitou o teto de produção do sistema próximo ao meio-dia, o sistema de microinversores conseguiu extrair picos de potência mais elevados, por uma variação de tempo maior por se tratar de monitoramento a nível de modulo, operando mais próximo da capacidade nominal dos painéis em variações maiores de horários. Sob o sol forte do verão, a temperatura da superfície das placas atinge níveis elevados. O microinversor, ao monitorar e otimizar cada painel individualmente, gerencia de forma mais eficiente o coeficiente de temperatura (perda de tensão conforme a placa esquentada). No sistema *string*, a placa que estiver mais quente (ou com menor ventilação) dita o ritmo de toda a série, o que limita o desempenho máximo que a usina poderia alcançar.

- 5.2.20. ESTUDO DE CASO 20: DIA VARIÁVEL FINAL (18/01/2026)

Gráfico 24 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 18/01/2026

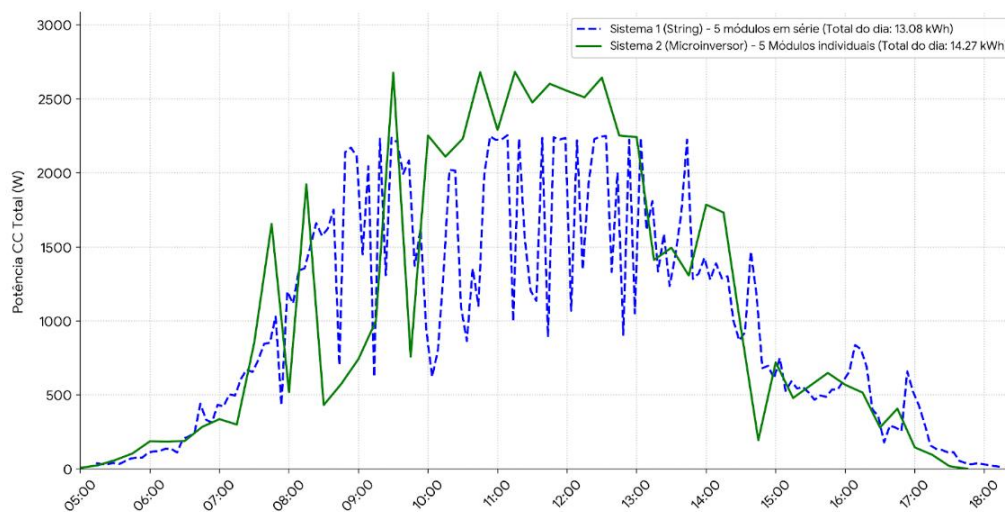


Fonte: O autor

O dia 18 de janeiro apresentou uma leve quebra na estabilidade climática observada no dia anterior, introduzindo passagens esparsas de nuvens. Neste cenário, o inversor *string* ou (Sistema 1) contabilizou 15,35 kWh, e o sistema de microinversores ou (Sistema 2) atingiu 17,06 kWh. Este panorama resultou em um ganho relativo de 11,14% para a arquitetura descentralizada.

- 5.2.21. ESTUDO DE CASO 21: DIA VARIÁVEL FINAL (19/01/2026)

Gráfico 25 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 19/01/2026

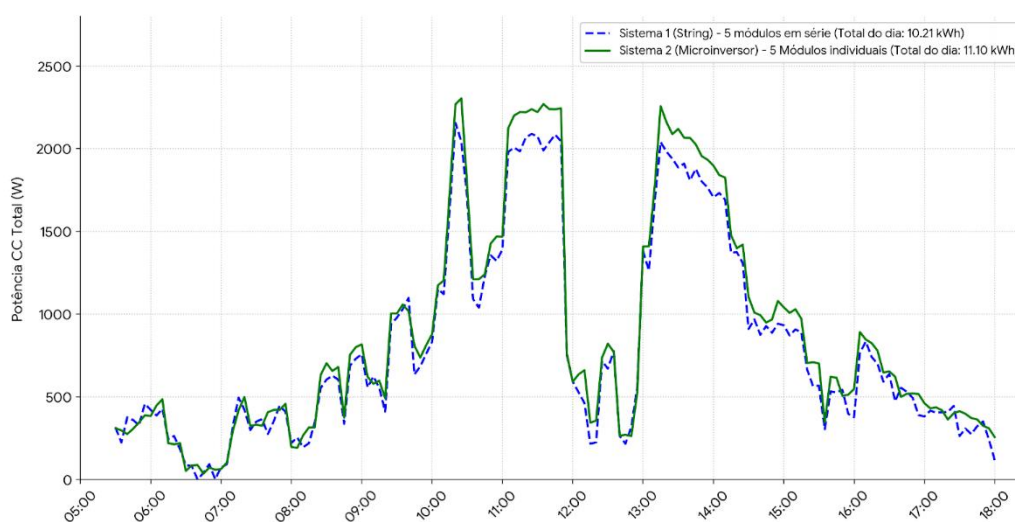


Fonte: O autor

Os dados do dia 19 de janeiro foi marcado por uma queda geral na irradiação solar disponível, reflexo de uma cobertura de nuvens mais densa e persistente. Neste cenário, a geração de ambas as usinas diminuiu. A topologia *string* produziu 13,08 kWh, enquanto a topologia com microinversores atingiu 14,27 kWh. Esta configuração resultou num ganho de 9,10%. No horário da manhã podemos observar varios picos e quedas em ambas as curvas dos sistemas, que caracteriza o clássico "estrangulamento" causado pelo *mismatch*: a cada passagem de nuvem, a corrente de todo o sistema cai para acompanhar o painel mais sombreado.

- 5.2.22. ESTUDO DE CASO 22: DIA VARIÁVEL FINAL (20/01/2026)

Gráfico 26 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 20/01/2026

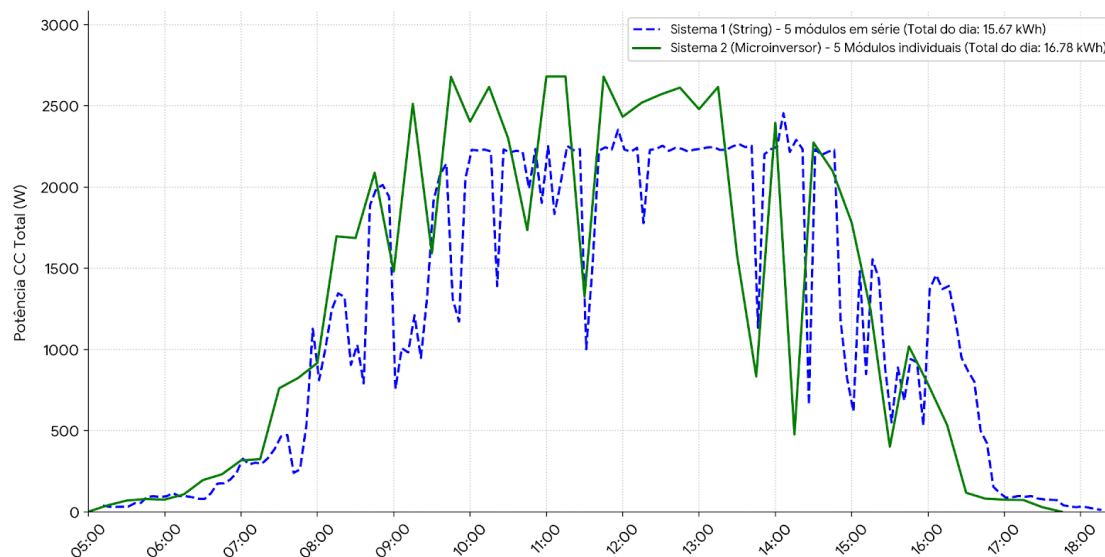


Fonte: O autor

Já no dia 20 de janeiro marcou o pior desempenho produtivo de todo o recorte de verão monitorado, caracterizado por densa cobertura de nuvens e precipitação isolada. Sob essas condições marginais de irradiação, a usina *string* gerou 10,21 kWh. O sistema conseguiu extrair 11,10 kWh. Este cenário resultou num ganho percentual de 8,72%. Em dias de muita nebulosidade e chuva, o sombreamento tende a ser muito homogêneo, o que reduz o efeito de descasamento severo (*mismatch* agudo). É por isso que, diferentemente dos dias com nuvens de transição rápida (onde a vantagem do microinversor chegou perto dos 30%), num dia de tempo fechado contínuo o ganho se estabiliza em torno dos 8% a 9%, refletindo puramente a eficiência superior de conversão e rastreamento da eletrônica modular em cenários de baixa luminosidade (*low-light performance*).

- 5.2.23. ESTUDO DE CASO 23: DIA VARIÁVEL FINAL (21/01/2026)

Gráfico 27 - Comparativo de potência CC – Sistema 1 x Sistema 2 - 21/01/2026



Fonte: O autor

Último dia do recorte de verão consolidou o ganho relativo do microinversor em 7,08%, fechando o dia com 16,78 kWh frente aos 15,67 kWh da usina *string*. Esse ruído na linha azul, na ausência de grandes nuvens de chuva, comprova a dificuldade do algoritmo centralizado (MPPT global) em estabilizar a tensão de rastreamento (*Tracking Efficiency*) enquanto as placas sofrem aquecimento desigual sob o sol forte de Maceió. Em contrapartida, a linha verde (microinversor) não apresenta essas microquedas de rastreamento de forma tão evidente. Ela não só atinge um patamar superior (acima de 2500 W), como desenha uma curva muito mais sólida. Esse detalhe na leitura real prova fisicamente que o gerenciamento a nível de módulo (MLPE) estabiliza a captação de energia e minimiza as perdas por descasamento térmico no calor extremo.

5.3 VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS COM A BASE DE OUTUBRO E JANEIRO

Com o objetivo de ampliar a análise comparativa, foi incorporada ao estudo uma segunda janela de monitoramento, referente ao período de 07/01/2026 a 21/01/2026. Essa nova

base de dados foi utilizada como etapa complementar de validação dos resultados obtidos inicialmente no período de outubro.

A inclusão dos dados de janeiro é relevante porque permite verificar se a superioridade de geração observada no sistema com microinversores se mantém em outro intervalo de operação. Dessa forma, reduz-se a dependência de conclusões baseadas exclusivamente em uma janela curta de monitoramento e aumenta-se a confiabilidade da análise experimental.

Assim como na análise de outubro, os dados de janeiro foram tratados separadamente para cada sistema. Para o sistema com microinversores, foram consideradas as cinco entradas correspondentes aos módulos analisados, sendo as potências somadas em cada horário de medição. Para o sistema com inversor *string*, foi utilizada a potência em corrente contínua registrada no MPPT 3. Em ambos os casos, a energia diária foi obtida pela integração discreta da potência ao longo do tempo.

Tabela 4 - Comparativo consolidado entre os períodos de outubro e janeiro total monitorado

Período	Microinversor (kWh)	String (kWh)	Diferença (kWh)	Ganho do Micro (%)
09/10 a 16/10	127,772	108,812	18,96	17,42%
07/01 a 21/01	243,632	215,701	27,931	12,95%
Total combinado	371,405	324,513	46,892	14,45%

Fonte: O autor

A análise consolidada mostra que, somando-se as duas janelas de monitoramento, o sistema com microinversores gerou 371,405 kWh, enquanto o sistema *string* gerou 324,513 kWh. A diferença acumulada foi de 46,892 kWh, resultando em ganho global de 14,45% para o microinversor. Sendo a critério de comparação, os dados de outubro indicava ganho de aproximadamente 17,5% no período de outubro, enquanto os dados de janeiro mostra que a vantagem do microinversor permanece mesmo em uma base experimental maior.

A diferença entre os ganhos percentuais de outubro e janeiro também contribui para uma análise mais equilibrada. O ganho de outubro foi maior, indicando maior presença de condições favoráveis ao aparecimento de *mismatch*. Já janeiro apresentou ganho percentual menor, porém ainda consistente, indicando que mesmo em um período com possível operação mais equilibrada, a topologia com microinversores continuou apresentando maior geração.

5.4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E CUSTO TOTAL DE PROPRIEDADE (TCO)

Tabela 5 - Produtividade específica e índice relativo dos sistemas

Período	(Yf) Microinversor (kWh/kWp)	(Yf) String (kWh/kWp)	Diferença (Yf) (kWh/kWp)	Índice relativo (IR)
09/10 a 16/10	40,563	34,543	6,019	1,174
07/01 a 21/01	77,344	68,477	8,867	1,129
Total combinado	117,906	103,02	14,886	1,144

Fonte: O autor

A análise técnica demonstrou que o sistema com microinversores apresentou maior geração em corrente contínua nas duas janelas de monitoramento avaliadas. Entretanto, a escolha de uma topologia fotovoltaica não deve considerar apenas o desempenho energético, mas também sua relação com o investimento inicial, o custo por energia gerada, o tempo de retorno do investimento adicional, a segurança operacional, a durabilidade e a escalabilidade do sistema.

Dessa forma, esta seção apresenta a análise de viabilidade econômica das topologias avaliadas, utilizando os dados financeiros levantados em maio de 2026 e aplicando-os aos resultados energéticos obtidos nos períodos de 09/10/2025 a 16/10/2025 e 07/01/2026 a 21/01/2026.

Os resultados energéticos consolidados demonstraram que, em 23 dias monitorados, o sistema com microinversores gerou 371,405 kWh, enquanto o sistema com inversor *string* gerou 324,513 kWh. A diferença acumulada foi de 46,892 kWh, equivalente a um ganho global de 14,45% em favor da topologia com microinversores.

• 5.4.1. DETALHAMENTO DE CUSTOS (BASE: MAIO DE 2026)

Para garantir a simetria da comparação, os orçamentos foram elaborados visando a equivalência técnica de um sistema com 5 módulos fotovoltaicos. O levantamento de preços foi estruturado com o suporte comercial da empresa integradora solução energia ltda, considerando descontos aplicáveis em negociações finais. Os custos unitários atualizados dos principais equipamentos

envolveram:

- Módulo fotovoltaico (630 w): R\$ 504,00 / unidade
- Microinversor (2 kw - 4 mppts): R\$ 999,82 / unidade
- Inversor *string* (3 kw): R\$ 1.428,00 / unidade (utilizado no modelo comparativo de 5 módulos)
- Inversor *string* (10 kw): R\$ 2.597,01 / unidade (utilizado em cenários de expansão com 50% de overload)
- Conectores mc4: R\$ 10,00 / unidade (a topologia mlpe exige conectores individuais por entrada mppt, enquanto a topologia centralizada exige conectores apenas para o fechamento da série)
- Estrutura de fixação: perfil de inox (2,36 m) a R\$ 60,00 e kit de fixação (4 módulos) a R\$ 120,00
- Cabeamento (cabo solar 4 mm²): R\$ 150,00 (estimativa de 5 metros por módulo)

Um fator crítico no dimensionamento do CAPEX da topologia MLPE neste estudo de caso é o limite de 4 módulos por equipamento. Como o arranjo experimental possui 5 módulos, fez-se necessária a aquisição de um segundo microinversor, penalizando o custo inicial do sistema 2, mas garantindo a escalabilidade futura.

• 5.4.2. ANÁLISE DE CAPEX E PAYBACK DIFERENCIAL

Tabela 6 - Composição de custos de capital (CAPEX) - 5 módulos

Componente	Sistema 1 (Inversor String 3kW)	Sistema 2 (Microinversor 2kW x2)
Custo do Kit Fotovoltaico	R\$ 4.798,00	R\$ 5.469,44
Custo de Instalação (Mão de obra)	R\$ 500,00	R\$ 500,00
Custo Total Inicial (CAPEX)	R\$ 5.298,00	R\$ 5.969,44

FONTE: O AUTOR

Observa-se que o sistema com microinversores apresentou investimento inicial R\$ 671,44 superior ao sistema com inversor *string*. Em termos percentuais, isso representa um acréscimo aproximado de 12,67% em relação ao sistema *string*. Esse maior custo inicial está associado à arquitetura distribuída dos microinversores, que exige maior quantidade de eletrônica de potência por módulo ou por entrada. Por outro lado, essa configuração permite rastreamento individualizado do ponto de máxima potência, melhor monitoramento, maior modularidade e maior tolerância a perdas por descasamento entre módulos. O custo por energia gerada foi calculado pela relação entre o CAPEX de cada sistema e a energia total produzida nos períodos monitorados. Esse indicador permite comparar, de forma simplificada, quanto custou cada kWh gerado durante a janela experimental analisada.

Tabela 7 - custo por energia gerada nos períodos monitorados

Sistema	CAPEX	Energia total monitorada	Custo por energia gerada
Inversor string	R\$ 5.298,00	324,513 kWh	R\$ 16,33/kWh
Microinversor	R\$ 5.969,44	371,405 kWh	R\$ 16,07/kWh

Fonte: O autor.

Mesmo com CAPEX superior, o sistema com microinversores apresentou menor custo por energia gerada no período monitorado. O custo foi de aproximadamente R\$ 16,07/kWh para o microinversor e R\$ 16,33/kWh para o sistema *string*. Portanto, considerando os custos atualizados de maio de 2026 e a energia total obtida nos períodos monitorados, o microinversor apresentou custo por energia gerada aproximadamente 1,59% menor que o sistema *string*. Reforçando que esse indicador não representa o custo nivelado de energia ao longo da vida útil do sistema. Trata-se de uma métrica comparativa simplificada, calculada com base no CAPEX e na energia gerada durante os períodos monitorados.

O payback diferencial foi calculado para estimar o tempo necessário para que a geração adicional do sistema com microinversores compense o maior investimento inicial em relação ao sistema *string*. Levando apenas em consideração os dados tratados nesse projeto, e apenas as informações oriundas do levantamento técnico dos equipamentos. Tivemos uma resultante de 9,7 meses aproximadamente, sendo assim teremos:

Tabela 8 - Payback diferencial

Indicador	Valor
Diferença de CAPEX	R\$ 671,44
Geração adicional observada	46,892 kWh
Período monitorado	23 dias
Geração adicional média	2,04 kWh/dia
Geração adicional anual estimada	aproximadamente 748 kWh/ano
Tarifa considerada	R\$ 1,11/kWh
Economia anual estimada	R\$ 830,28/ano
Payback diferencial	aproximadamente 9,7 meses

Fonte: O autor

• 5.4.3. CICLO DE VIDA E SUBSTITUIÇÃO DE EQUIPAMENTOS (TCO)

A atratividade econômica do sistema de microinversores torna-se ainda mais contundente ao se projetar o horizonte de 25 anos da usina. O custo total de propriedade deve contabilizar a obsolescência e os prazos de garantia impostos pelas fabricantes:

- **Sistema *String*:** A arquitetura centralizada concentra toda a dissipação térmica e conversão em um ponto único de falha, possuindo garantia padrão de fábrica de 5 anos (extensível a 10 anos mediante acréscimo no custo inicial). Em um horizonte de 25 anos, a usina exigirá obrigatoriamente entre uma e duas trocas integrais do inversor, adicionando um forte CAPEX de reposição que achata o lucro a longo prazo.
- **Sistema MLPE (Microinversor):** Projetado com encapsulamento próprio para operar em intempéries (junto aos módulos), apresenta garantia padrão de 12 anos. O estresse térmico é distribuído, dispensando refrigeração eletromecânica ativa e elevando a expectativa de vida útil.

Conclui-se que a adoção da tecnologia de microinversores em Maceió não se configura apenas como uma solução paliativa para sombreamentos residuais, mas como uma estratégia

financeira de alta performance. O excedente produtivo liquida o diferencial de custo em menos de 10 meses, e a robustez arquitetônica atua como um seguro contra reinvestimentos prematuros na segunda década do projeto.

- 5.4.4. CENÁRIO HIPOTÉTICO DE EXPANSÃO: ESCALABILIDADE PARA 15 KWP

Para validar a viabilidade comercial da topologia MLPE em escalas maiores, projetou-se um cenário hipotético de expansão utilizando como base o inversor centralizado de 10 kW. Aproveitando a capacidade técnica de overload de 50% deste equipamento, o arranjo fotovoltaico foi dimensionado para 15,12 kWp. Para atingir esta potência utilizando os módulos de 630 W orçados, faz-se necessária a instalação de 24 módulos fotovoltaicos ($24 \times 630\text{W} = 15.120\text{ Wp}$). Sendo assim teremos para escalonamento:

- **Módulos:** 24 unidades (R\$ 504,00 cada).
- **Estrutura de Fixação:** Para 24 módulos, são necessários 6 kits de fixação (R\$ 120,00 cada) e aproximadamente 12 perfis de inox (R\$ 60,00 cada). Total de estrutura = R\$ 1.440,00.
- **Cabeamento:** Considerando a estimativa fornecida de R\$ 150,00 para 25 metros (5 metros por módulo no arranjo base), o custo proporcional por módulo é de R\$ 30,00. Para 24 módulos: R\$ 720,00.
- **Microinversores:** Como cada microinversor de 2 kW suporta 4 placas, são necessárias exatas **6 unidades** (R\$ 999,82 cada).
- **Conectores MC4:** O sistema com microinversores exige conectores individuais por entrada ($24 \text{ unidades} \times \text{R\$ } 10,00 = \text{R\$ } 240,00$). O sistema *string* necessita de conectores apenas para o fechamento das séries no inversor (Estimado em 4 unidades = R\$ 40,00).

Tabela 9 - Estimativa de CAPEX para Sistema de 15,12 kWp (24 Módulos)

Componente	Sistema 1 (Inversor String 10 kW)	Sistema 2 (Microinversores 2 kW x 6)
Inversor(es)	R\$ 2.597,01 (1 unidade)	R\$ 5.998,92 (6 unidades)
Módulos (630 W)	R\$ 12.096,00 (24 unidades)	R\$ 12.096,00 (24 unidades)
Estrutura de Fixação	R\$ 1.440,00	R\$ 1.440,00
Cabeamento Solar (4 mm ²)	R\$ 720,00	R\$ 720,00
Conectores MC4	R\$ 40,00	R\$ 240,00
Custo Total do Kit (Estimado)	R\$ 16.893,01	R\$ 20.494,92

Fonte: o Autor, com base em orçamento (Sollar distribuidora, 2026).

Neste cenário de 15 kWp, a diferença de custo entre os kits (Delta CAPEX) sobe para R\$ 3.601,91. Isso ocorre porque o ganho de escala na fabricação de um inversor central de 10 kW torna o seu custo por Watt mais barato do que a soma de seis microinversores independentes. No entanto, o ganho de geração de energia também é multiplicado. Um sistema *string* de 15 kWp em Maceió gera aproximadamente 1.850 kWh/mês. Se aplicarmos a média conservadora de 8% de ganho de eficiência do sistema MLPE, o microinversor gerará cerca de 148 kWh excedentes por mês, ou 1.776 kWh a mais por ano. Multiplicando pela tarifa de R\$ 1,11/kWh, esse ganho representa uma economia extra de R\$ 1.971,36 ao ano para o cliente. Sendo assim temos um calculo do retorno diferencial de R\$ 3.601,91 Diferença de Preço /R\$ 1.971,36 (Ganho Anual) = 1,82 anos ou aproximadamente 22 meses.

Reforçando que nesse cenário não estamos levando em consideração os reajustes anual junto a distribuidora, e nem inflação, mais em tese, quanto maior o reajuste das tarifas maior e a economia referente a geração.

• 5.4.5 CONSOLIDAÇÃO DOS PARÂMETROS DE RISCO E DURABILIDADE

Tabela 10 - Comparação dos parâmetros de riscos, segurança e durabilidade

Parâmetro	Inversor string	Microinversor	Vantagem
CAPEX inicial	Menor	Maior	String
Geração CC monitorada	324,513 kWh	371,405 kWh	Microinversor
Ganho acumulado	Referência	14,45%	Microinversor
Custo por energia gerada	R\$ 16,33/kWh	R\$ 16,07/kWh	Microinversor
Payback diferencial	Não aplicável	9,7 meses	Microinversor
Monitoramento	Por inversor/MPPT	Por módulo ou entrada	Microinversor
Tolerância ao mismatch	Menor	Maior	Microinversor
Segurança em CC	Maior tensão CC	Menor tensão CC	Microinversor
Escalabilidade em maior porte	Menor CAPEX	Maior modularidade	String
Durabilidade/garantia	5 anos + 5 distribuidor	12 anos	Microinversor

Fonte: O autor

Além dos indicadores financeiros, a comparação entre as topologias também deve considerar fatores qualitativos que influenciam o custo total de propriedade do sistema ao longo da vida útil. A consolidação indica que o sistema *string* permanece mais atrativo quanto ao menor investimento inicial, especialmente em ampliações de maior porte. Entretanto, o sistema com microinversores apresentou melhor desempenho energético, menor custo por energia gerada no período monitorado, retorno financeiro inferior a um ano no sistema base e vantagens operacionais relacionadas à segurança, monitoramento e tolerância ao *mismatch*.

6. CONCLUSÃO

foram analisados dois sistemas reais de mesma potência instalada, ambos com cinco módulos de 630 Wp, totalizando 3,15 kWp, diferenciando-se principalmente pela arquitetura de conversão e rastreamento do ponto de máxima potência. A análise foi realizada com base em duas janelas de monitoramento: de 09/10/2025 a 16/10/2025 e de 07/01/2026 a 21/01/2026, totalizando 23 dias avaliados. A partir dos dados de potência em corrente contínua, foram calculadas as energias diárias e acumuladas dos dois sistemas.

No período de outubro, o sistema com microinversores gerou 127,772 kWh, enquanto o sistema com inversor *string* gerou 108,812 kWh, resultando em ganho de 17,42% para o microinversor. Já no período de janeiro, o microinversor gerou 243,632 kWh, contra 215,701 kWh do sistema *string*, obtendo ganho de 12,95%.

Considerando os dois períodos monitorados, o sistema com microinversores totalizou 371,405 kWh, enquanto o sistema com inversor *string* gerou 324,513 kWh. A diferença acumulada foi de 46,892 kWh, correspondente a um ganho global de 14,45% em favor da topologia com microinversores.

Os resultados demonstram que o sistema com microinversores apresentou melhor desempenho energético nas condições reais analisadas. Essa vantagem está relacionada à arquitetura de MPPT distribuído, que permite o rastreamento individualizado por módulo ou entrada, reduzindo perdas associadas a sombreamento parcial, sujeira localizada, variações de irradiância e descasamento elétrico entre módulos.

A análise comportamental das curvas de potência também confirmou que a vantagem do microinversor não é constante, mas depende das condições operacionais. Em dias com maior ocorrência de *mismatch* ou sombreamento parcial, como em 09/10, o ganho foi mais expressivo, chegando a 58,19%. Em dias com condições mais uniformes, como 12/10, a diferença entre os sistemas foi menor, com ganho de 2,04%.

Do ponto de vista econômico, foram utilizados dados financeiros atualizados de maio de 2026. O sistema com inversor *string* apresentou CAPEX de R\$ 5.298,00, enquanto o sistema com microinversores apresentou CAPEX de R\$ 5.969,44, resultando em investimento adicional de R\$ 671,44. Apesar do maior custo inicial, a geração adicional média estimada de

aproximadamente 2,05 kWh/dia, associada à tarifa de referência de R\$ 1,11/kWh, resultou em payback diferencial de aproximadamente 9,7 meses.

Dessa forma, conclui-se que, para o estudo de caso analisado, a topologia com microinversores apresentou melhor desempenho técnico e viabilidade econômica favorável em relação ao inversor *string*. Além da maior geração acumulada, o sistema com microinversores apresentou vantagens relacionadas ao monitoramento individualizado, maior tolerância ao *mismatch*, menor tensão em corrente contínua e maior flexibilidade em instalações urbanas sujeitas a sombreamento parcial.

Entretanto, os resultados não devem ser generalizados para todos os cenários. Em sistemas maiores, com arranjos uniformes, baixa ocorrência de sombreamento e prioridade no menor investimento inicial, o inversor *string* pode continuar sendo uma alternativa economicamente competitiva. Assim, a escolha entre as topologias deve considerar as características específicas de cada instalação, como perfil de sombreamento, custo dos equipamentos, segurança operacional, possibilidade de expansão e expectativa de geração ao longo da vida útil do sistema.

Por fim, ressalta-se que a análise financeira apresentada possui caráter comparativo e simplificado, baseada no CAPEX e na geração obtida nos períodos monitorados. Uma análise econômica mais completa exigiria considerar degradação dos módulos, custos de manutenção, substituição de equipamentos, reajustes tarifários, taxa de desconto e monitoramento ao longo de um ciclo anual completo.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Embora este trabalho tenha ampliado a base experimental em relação ao estudo inicial, incorporando dados de outubro e janeiro, algumas limitações ainda podem ser superadas em estudos futuros. Recomenda-se, inicialmente, a ampliação do período de monitoramento para um ciclo anual completo. A análise de 12 meses permitiria avaliar o comportamento dos sistemas em diferentes estações do ano, considerando variações sazonais de irradiância, temperatura, nebulosidade e sombreamento. Com isso, seria possível estimar com maior precisão a geração anual e a vantagem energética média da topologia com microinversores.

Também se recomenda a inclusão de dados meteorológicos medidos localmente, como irradiância no plano dos módulos, temperatura ambiente, temperatura de célula, velocidade do

vento e índice de nebulosidade. Esses dados permitiriam separar com maior precisão os efeitos climáticos dos efeitos associados à topologia dos inversores.

Além disso, recomenda-se avaliar outros cenários de expansão dos sistemas, considerando diferentes potências instaladas, diferentes marcas de inversores, uso de otimizadores de potência e arranjos com diferentes orientações e inclinações. Essa análise permitiria identificar em quais condições a topologia *string* permanece mais competitiva e em quais condições os microinversores apresentam maior vantagem técnica e econômica.

Por fim, estudos futuros também podem incluir uma análise de confiabilidade e manutenção ao longo do tempo, avaliando falhas, substituição de equipamentos, facilidade de diagnóstico e impacto da garantia dos fabricantes no custo total de propriedade do sistema.

REFERÊNCIAS

AGUIAR, J. A. N.; SILVA, F. L.; TORRES, I. C. Análise comparativa de um sistema de microgeração com microinversor e inversor *string*: Estudo de caso para o semiárido do Nordeste brasileiro. In: **ANÁLISE COMPARATIVA DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO**. Redenção: UNILAB, 2023. Disponível em: Acesso em: 11 out. 2025.

AGUIAR, Thainan Pinheiro. **Análise comparativa de desempenho e viabilidade econômica entre microinversores e inversores *string* em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias) - Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

CANAL SOLAR. **Compatibilidade de microinversores com módulos acima de 500W**. [S.l.], [s.d.]. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/compatibilidade-de-microinversores-com-modulos-acima-de-500w/>. Acesso em: 10 out. 2025.

CANAL SOLAR. **Diferenças entre microinversores e inversores *string***. [S.l.], [s.d.]. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/diferencas-entre-microinversores-e-inversores-string/>. Acesso em: 10 nov. 2025.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia Solar: Princípios e Aplicações**. Rio de Janeiro: CRESESB, [2014].

EIXOS. Microgeração solar atinge 21,3 GW no Brasil com 300 mil imóveis gerando créditos. **Eixos**, 2024. Disponível em: <https://eixos.com.br/solar/microgeracao-solar-atinge-213-gw-no-brasil-com-300-mil-imoveis-gerando-creditos/>. Acesso em: 16 out. 2025

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional 2024** (Ano base 2023). Rio de Janeiro: EPE, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Brasília: MME/EPE, 2024.

ENERGES. **Inversor Solar ou Microinversor: Qual a Melhor Escolha?** Disponível em: https://energes.com.br/inversor-solar/?srsltid=AfmBOormcmL0_5A0y21Bugiu-qGq3J_0QPpPWElcWJk_UJZPXajJNhoJ; Acesso em: 11 out. 2025.

GODOI, Luiz Fernando Pires de; et al. Estudo comparativo do uso de inversores *string* e microinversores em sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais [...]**. Gramado: [s.n.], 2018.

HOYMILES. Ficha técnica do microinversor **HMS-1600DW-4T / HMS-1800DW-4T / HMS-2000DW-4T**. [S.l.]: Hoymiles Power Electronics Inc., 2023.

LINO, E. C. **Energia solar fotovoltaica: viabilidade na geração de energia limpa no semiárido alagoano**. Delmiro Gouveia: UFAL, 2021.

MELO, R. O. G. **Avaliação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede através de figuras de mérito**. Rio Largo: UFAL, 2020.

NEOSOLAR. **Diferença Micro Inversor e Inversor *String***. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/diferenca-micro-inversor-inversor-string>; Acesso em: 12 out. 2025.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2ª Edição. São José dos Campos: INPE, 2017..

PORTAL SOLAR. **Microinversor ou inversor *string*: qual é a melhor escolha para o projeto solar?** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/materias/microinversor-ou-inversor-string-qual-e-a-melhor-escolha-para-o-projeto-solar> Acesso em: 12 out. 2025.

PULLING ENERGY. **PU630SNM102 Rated Power 630W**. [S.l.]: Pulling Energy Co., Ltd., [s.d.].

SILVA, A. F. L. **Análise comparativa de desempenho entre microinversores e inversores de *string*....** Fortaleza: UFC, 2022.

SOUZA, A. M. et al. Estudo comparativo do uso de inversor *string* e micro-inversores em sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. In: **VII CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR**. [S.l.: s.n.], 2018.

SOLIS. **S5-GR1P(7-10) K Inversores Solis monofásicos**. Ningbo: Ginlong Technologies Co., Ltd., [s.d.]..

TELES FILHO, A. L. V. **Impacto econômico da gestão da energia elétrica na Companhia de Saneamento de Alagoas (CASAL)**. Rio Largo: UFAL, 2024.

VEIGA, I. C. L. **Análise da aplicabilidade do gerenciamento pelo lado da demanda em unidades comerciais: um estudo de caso**. Rio Largo: UFAL, 2020.

VOUDOUKIS, Nikolaos. A Comprehensive Review of Photovoltaic Cells: Working Principles, Types, and Materials. **Energies**, v. 17, n. 21, p. 5063, 2024.

ANEXOS

ANEXO - A

PULLING
ENERGY

Monofacial

PU630SNM102

Rated Power 630W



N-Type MBB Cell

New circuit design N-type cells, can increase the output power of 10W-20W



Low Light Features

Higher performance under low light environment.



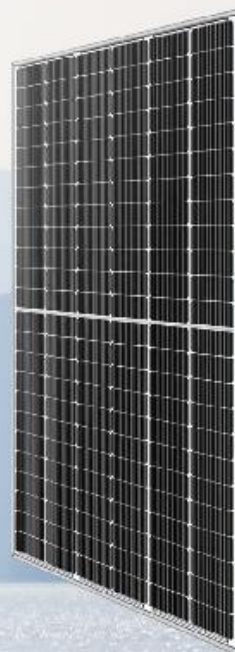
Higher Output Power

Module adopts 182*199mm half cells, the maximum power can reach 630W.



Load Capacity

Mechanical load tests including wind load 2400 Pa and snow load 5400 Pa done by TUV Nord.



CERTIFICATES



SUZHOU PULLING ENERGY CO., LTD

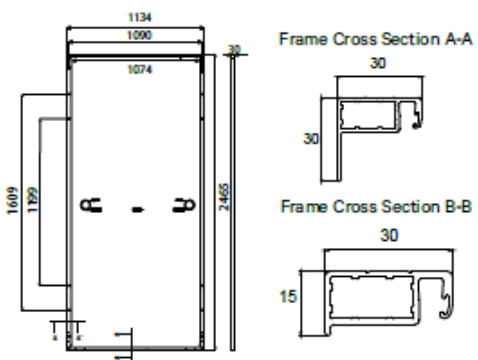
www.pullingenergy.com

info@pullingenergy.com

No. 2 Jilanye Road, High tech Industrial Park, Changshu Economic and Technological Development Zone, Changshu, Suzhou, China

ANEXO - B

MECHANICAL DIAGRAMS



Front View Dimensions: 1134mm (width), 1609mm (height), 1090mm (inner width), 1074mm (inner height), 30mm (frame thickness), 2465mm (total height including mounting bracket).

Frame Cross Section A-A: 30mm (top flange), 30mm (bottom flange).

Frame Cross Section B-B: 30mm (top flange), 15mm (bottom flange).

SPECIFICATIONS

Weight	29kg
Dimensions	2465mm*1134mm*30mm
Cell Dimensions	182*199mm
Cell Amount	72*2 pcs
Maximum System Voltage	1500V
Junction Box	IP68
Frame	Aluminum Alloy
Cable	4mm ² , N 1500mm/P 1500mm for Horizontal installation 4mm ² , N 300mm/P 300mm for Vertical installation
Connector	MC4 compatible
Application Level	Class A
Ex-tarifario	EX 961

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

Power	630W
Open Circuit Voltage	52.49V
Short Circuit Current	15.21A
Maximum Power Voltage	43.88V
Maximum Power Current	14.36A
Module Efficiency	22.54%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NMOT

Power	474W
Open Circuit Voltage	49.89V
Short Circuit Current	12.21A
Maximum Power Voltage	40.95V
Maximum Power Current	11.58A
Module Efficiency	16.96%

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

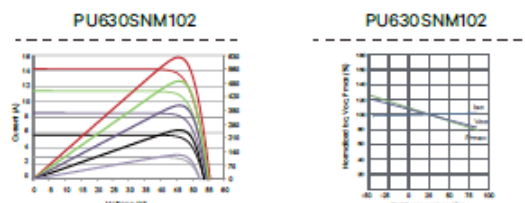
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

NMOT	41±3°C	Temp Coefficient of ISC	+0.046%/°C
Temp Coefficient of VOC	-0.25%/°C	Temp Coefficient of Pmax	-0.30%/°C

PACKING CONFIGURATION

Modules/Pallet	36 Pieces	Modules/40'Container	648 Pieces
Packing Description	18 Pallets, Total=(36+36)x9=648 Pieces		

CHARACTERISTICS



Left Graph: Current (A) vs Voltage (V) for PU630SNM102. The y-axis ranges from 0 to 16A, and the x-axis ranges from 0 to 60V. Multiple curves represent different temperatures, with the highest current at the lowest temperature.

Right Graph: Normalized Pmax (%) vs Cell Temperature (°C) for PU630SNM102. The y-axis ranges from 80 to 100%, and the x-axis ranges from -10 to 80°C. The curve shows a linear decrease in power efficiency as temperature increases.

MAXIMUM RATING

Output Tolerance	0~+5W
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Wind Load/Snow Load	2400pa/5400pa
Fuse Current	25A

15 years product warranty
30 years power warranty

SUZHOU PULLING ENERGY CO., LTD

No. 2 Jianye Road, High tech Industrial Park, Changshu Economic and Technological Development Zone, Changshu, Suzhou, China

www.pullingenenergy.com

Info@pullingenenergy.com

ANEXO - C



S5-GR1P(7-10)K

Inversores Solis monofásicos

**Características:**

- ▶ Eficiência máxima de 98,1%
- ▶ Corrente da string até **14A**
- ▶ Tecnologia de comutação de alta frequência
- ▶ Ampla faixa de tensão e baixa tensão de inicialização
- ▶ Design de 3 MPPT com algoritmo MPPT preciso
- ▶ Compacto e leve
- ▶ Conexão amigável e adaptável à rede elétrica

**Modelo:**

S5-GR1P7K S5-GR1P8K
S5-GR1P9K S5-GR1P10K

ANEXO - D

Folha de Dados

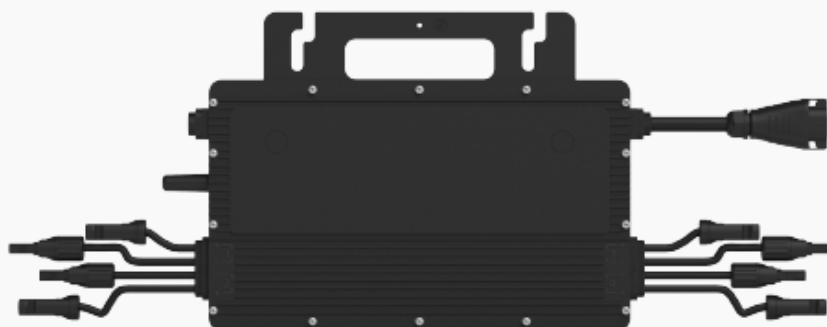
Modelo	S5-GR1P7K	S5-GR1P8K	S5-GR1P9K	S5-GR1P10K
Entrada CC				
Potência máxima de entrada	11.9 kW	13.6 kW	15.3 kW	17 kW
Tensão máx de entrada	600 V			
Tensão nominal	330 V			
Tensão de partida	120 V			
Intervalo de tensão MPPT	100-500 V			
Corrente máx de entrada	14 A / 14 A / 14 A			
Corrente máx de curto-circuito	22 A / 22 A / 22 A			
MPPTs / Número de Entradas	3/3			
Saída CA				
Potência nominal de saída ⁽¹⁾	7 kW	8 kW	9 kW	10 kW
Potência máx de saída aparente ⁽¹⁾	7.7kVA	8.8 kVA	9.9 kVA	10 kVA
Potência máx de saída ⁽¹⁾	7.7kW	8.8 kW	9.9 kW	10 kW
Tensão nominal da rede	1/N/PE, 220 V / 230 V			
Frequência nominal da rede	50 Hz / 60 Hz			
Corrente nominal de saída da rede	31.8 A / 30.4 A	36.4 A / 34.8 A	40.9 A / 39.1 A	45.5 A / 43.5 A
Corrente máx de saída	33.7 A	36.6 A	41.3 A	45.9 A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)			
Harmônicas (THDI)	<3%			
Eficiência				
Eficiência máxima	98.1%			
Eficiência EU	97.3%			
Eficiência MPPT	>99.5%			
Proteção				
Proteção contra Inversão de polaridade CC	Sim			
Proteção contra curto-circuito	Sim			
Proteção de sobrecorrente de saída	Sim			
Proteção contra sobretensão	Sim			
Monitoramento de rede	Sim			
Proteção de ilhamento	Sim			
Proteção de temperatura	Sim			
Interruptor CC Integrado	Opcional			
Dados gerais				
Dimensões (L*A*P)	333*573*249 mm			
Peso	18 kg			
Topologia	Sem Transformador			
Consumo próprio (noite)	<1 W			
Faixa de temperatura ambiente de operação	-25 ~ +60°C			
Umidade relativa	0-100%			
Grau de proteção (IP)	IP66			
Concelto de refrigeração	Convecção natural			
Altitude máx de operação	4000 m			
Certificados de padrão de conexão da rede	NBR 16149, NBR 16150, IEC 62116, IEC 61000-3-4/-5, IEC 61000-3-11/-12			
Padrão de segurança / EMC	IEC 62109-1/-2, IEC 61000-6-1/-2/-3/-4			
Características				
Conexão CC	Conectores MC4			
Conexão CA	Ficha de ligação rápida			
Tela	LCD			
Comunicação	RS485, Opcional: WI-FI, GPRS, USB			

(1) Inclui 40°C.

ANEXO - E



Energia Aberta para Todos



Ficha técnica do microinversor

HMS-1600DW-4T
HMS-1800DW-4T
HMS-2000DW-4T

Descrição

A nova geração de microinversores da série HMS-2000DW da Hoymiles foi criada para acomodar módulos fotovoltaicos de alta potência, com potência de saída máxima de até 2000 VA e corrente de entrada CC de até 16 A.

O inovador design com 4 entradas permite maior economia e mais rapidez na instalação, tornando a série HMS-2000DW uma opção com excelente custo-benefício.

O módulo Wi-Fi integrado facilita as comunicações e simplifica as configurações entre o microinversor e a plataforma inteligente S-Miles Cloud.

Características

- 01** O módulo Wi-Fi integrado garante mais facilidade e rapidez na instalação e no comissionamento
- 02** O módulo Wi-Fi de nível industrial proporciona mais confiabilidade ao microinversor
- 03** Com potência de saída de até 2000 VA, compatível com módulo fotovoltaico de 182 mm/210 mm

- 04** O design 4 em 1 permite maior economia e mais rapidez na instalação
- 05** Mais seguro para estações solares em telhados, com transformador isolado e em conformidade com os requisitos de desligamento rápido
- 06** Grau de proteção IP67 (NEMA 6), adaptado para uso externo

ANEXO - F

Especificações técnicas

Modelo	HMS-1600DW-4T				HMS-1800DW-4T				HMS-2000DW-4T			
Dados de entrada (CC)												
Potência do módulo normalmente usada (W)	320 a 540+				360 a 600+				400 a 670+			
Tensão de entrada máxima (V)	65											
Faixa de tensão MPPT (V)	16-60											
Tensão de arranque mínima/máxima (V)	22/60											
Corrente de entrada máxima (A)	4 × 14				4 × 15				4 × 16			
Corrente máxima da corrente de curto-circuito de entrada (A)	4 × 25											
Número de MPPTs	2											
Número de saídas por MPPT	2											
Dados de saída (CA)												
Potência máxima de saída contínua (VA)	1600				1800				2000			
Corrente máxima de saída contínua (A)	7,69	7,27	6,96	6,67	8,65	8,18	7,83	7,50	9,62	9,09	8,70	8,33
Tensão de saída nominal (V)	208	220	230	240	208	220	230	240	208	220	230	240
Tensão de saída faixa (V) ¹	180-275											
Frequência nominal/faixa (Hz) ¹	50/45 - 55 o 60/55 - 65											
Fator de potência (ajustável)	> 0,99 predeterminado 0,8 adelantado ... 0,8 atrasado											
Distorção harmônica total	< 3 %											
Unidades máximas por ramo de 10 AWG ²	4	4	4	4	3	3	4	4	3	3	3	3
Eficiência												
Eficiência CEC máxima	96,7%				96,5%				96,5%			
Eficiência nominal do MPPT	99,8%											
Consumo noturno de energia (mW)	< 50											
Dados mecânicos												
Faixa de temperatura ambiente (°C)	-40 a 65+											
Dimensões (L × A × P mm)	310 × 185 × 40,6											
Peso (kg)	4,5											
Classificação da carcaça	IP67 externa (NEMA 6)											
Arrefecimento	Convecção natural - Sem ventiladores											
Recursos												
Comunicação	Wi-Fi											
Tipo de isolamento	Transformador HF isolado galvanicamente											
Monitoramento	S-Miles Cloud ³											
Conformidade	UL 1741, ABNT NBR 16150:2013, ABNT NBR 16149:2013											
*1 A tensão nominal/faixa de frequência pode variar conforme os requisitos locais.												
*2 Consulte os requisitos locais para um número exato de microinversores por ramo.												
*3 Sistema de Monitoramento Hovmiles												

*1 A tensão nominal/faixa de frequência pode variar conforme os requisitos locais.

*2 Consulte os requisitos locais para um número exato de microinversores por ramo.

*3 Sistema de Monitoramento Hoymiles