

Validação metrológica do desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede em clima tropical segundo a norma do *International Electrotechnical Commission* (IEC 61724-1:2021) e, a *International Standard Organization* (ISO/IEC Guide 98-3:2008 – GUM)

Metrological evaluation of the performance of a grid-connected system in a tropical climate according to IEC 61724-1;2021 and ISO/IEC guide 98-3:2008 (GUM)

Evaluación metrológica del desempeño de un sistema fotovoltaico conectado a la red en un clima tropical, de acuerdo con la norma IEC 61724-1:2021 y la guía ISO/IEC 98-3:2008 (GUM)

Recebido: 26/03/2026 | Aceito: 01/04/2026 | Publicado: 02/04/2026

Francisco Eduardo Fideles Dutra¹

ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-0640-3994>
Universidade Estadual do Ceará, Brasil
E-mail: eduardo.fideles@aluno.uece.br

Lutero Carmo de Lima²

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7313-729X>
Universidade Estadual do Ceará, Brasil
E-mail: lutero.lima@uece.br

Daniel Silveira Serra³

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5172-582X>
Universidade Estadual do Ceará, Brasil
E-mail: daniel.silveira@uece.br

Elissandro Monteiro do Sacramento⁴

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4808-7224>
Instituto Federal do Ceará, Brasil
E-mail: elissandro.monteiro@ifce.edu.br

Resumo

O objetivo do presente estudo é estabelecer uma referência técnica para estimativas de geração fotovoltaica em climas tropicais de baixa latitude. Para isso, conduz-se uma avaliação metrológica completa do desempenho energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede de 4,41 kW_p, monitorado entre junho de 2013 e maio de 2014 em conformidade integral com a IEC 61724-1:2021 e o ISO/IEC Guide 98-3. Esse enquadramento normativo assegura rastreabilidade metrológica e consistência estatística nas grandezas analisadas. O Performance Ratio (PR), o Fator de Capacidade (CF) e o Rendimento Final (*Yield Final* (Yf)) são tratados como indicadores sintéticos das perdas ópticas, térmicas e elétricas do sistema. A literatura raramente incorpora incertezas a essas métricas, o que limita comparações internacionais e reduz a confiabilidade inferencial. Este estudo aplica o tratamento completo das incertezas associadas, ampliando a robustez estatística das estimativas de desempenho. Os resultados mostram Performance Ratio anual de $0,864 \pm 0,054$ ($k = 2$; 95% de confiança), com variação entre 0,789 e 0,940. O Fator de Capacidade médio atinge 19,2%, e o Yield Final alcança 4,61 kWh/kW_p-dia, valores superiores às faixas típicas reportadas para sistemas equivalentes em regiões tropicais. Os achados evidenciam elevado aproveitamento do recurso solar e confirmam a viabilidade técnica da tecnologia fotovoltaica em baixa latitude. O estudo consolida uma base metrológica sólida para comparações intersistêmicas e para validação de modelos de desempenho em ambientes tropicais.

Palavras-chave: Análise de bancabilidade; Incerteza de medição; *Performance ratio*; Rastreabilidade metrológica; Recurso solar tropical.

Abstract

This study establishes a technical benchmark for photovoltaic (PV) generation estimates in low-latitude tropical

¹ Mestrando do Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas, Universidade Estadual do Ceará (UECE), Fortaleza, Ceará, Brasil.

² Coordenador do Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas, Universidade Estadual do Ceará (UECE), Fortaleza, Ceará, Brasil.

³ Professor Visitante do Mestrado Acadêmico em Ciências Físicas Aplicadas, Universidade Estadual do Ceará (UECE), Fortaleza, Ceará, Brasil.

⁴ Professor do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Fortaleza, Ceará, Brasil.

climates. To this end, a comprehensive metrological evaluation was conducted on a 4.41 kWp grid-connected PV system, monitored from June 2013 to May 2014 in strict compliance with IEC 61724-1:2021 and the ISO/IEC Guide 98-3 (GUM). This normative framework ensures metrological traceability and statistical consistency across the analyzed quantities. The Performance Ratio (PR), Capacity Factor (CF), and Final Yield (Yf) serve as synthetic indicators of the system's optical, thermal, and electrical losses. Literature seldom incorporates measurement uncertainties into these metrics, which constrains international comparisons and diminishes inferential reliability. This study applies a full uncertainty treatment, enhancing the statistical robustness of performance estimates. Results indicate an annual Performance Ratio of 0.864 ± 0.054 ($k = 2$; 95% confidence level), with variations ranging from 0.789 to 0.940. The average Capacity Factor reached 19.2%, while the Final Yield achieved 4.61 kWh/kWp·day—values exceeding typical ranges reported for equivalent systems in tropical regions. The findings demonstrate high solar resource exploitation and confirm the technical viability of PV technology at low latitudes. This study consolidates a solid metrological foundation for inter-system comparisons and for the validation of performance models in tropical environments.

Keywords: Bankability analysis; Measurement uncertainty; Performance ratio; Metrological traceability; Tropical solar resource.

Resumen

Este estudio establece una referencia técnica para las estimaciones de generación fotovoltaica (FV) en climas tropicales de baja latitud. Para ello, se llevó a cabo una evaluación metrológica integral del desempeño energético de un sistema fotovoltaico de 4,41 kWp conectado a la red, monitoreado entre junio de 2013 y mayo de 2014 en estricta conformidad con la norma IEC 61724-1:2021 y la Guía ISO/IEC 98-3 (GUM). Este marco normativo garantiza la trazabilidad metrológica y la consistencia estadística de las magnitudes analizadas. El Performance Ratio (PR), el Factor de Capacidad (FC) y el Rendimiento Final (Yf) actúan como indicadores sintéticos de las pérdidas ópticas, térmicas y eléctricas del sistema. La literatura científica raramente incorpora incertidumbres de medida en estas métricas, lo que limita las comparaciones internacionales y reduce la confiabilidad inferencial. Este estudio aplica un tratamiento completo de incertidumbres, ampliando la robustez estadística de las estimaciones de desempeño. Los resultados indican un Performance Ratio anual de $0,864 \pm 0,054$ ($k=2$; nivel de confianza del 95%), con variaciones entre 0,789 e 0,940. El Factor de Capacidad promedio alcanzó el 19,2%, mientras que el Rendimiento Final llegó a 4,61 kWh/kWp·día, valores superiores a los rangos típicos reportados para sistemas equivalentes en regiones tropicales. Los hallazgos evidencian un elevado aprovechamiento del recurso solar y confirman la viabilidad técnica de la tecnología fotovoltaica en bajas latitudes. El estudio consolida una base metrológica sólida para comparaciones intersistémicas y para la validación de modelos de desempeño en ambientes tropicales.

Palabras clave: Análisis de bancabilidad; Incertidumbre de medición; Performance ratio; Trazabilidad metrológica; Recurso solar tropical.

1. Introdução

A integração de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) cresce rapidamente na matriz elétrica global e exige métodos mais rigorosos de avaliação de desempenho (Coppitters et al., 2020; Pearsall et al., 2018; Pillai et al., 2020). No Brasil, a expansão de aplicações distribuídas e rurais intensifica a demanda por protocolos de monitoramento confiáveis (Mariano et al., 2023). Tal cenário exige métricas robustas para assegurar a viabilidade técnica e econômica dos investimentos. Grande parte da literatura concentra-se em climas temperados, cujas condições operacionais não representam ambientes tropicais de baixa latitude (Femin et al., 2025; Lal & Singh, 2017; Lima et al., 2017; Sayed et al., 2019; Tahri et al., 2018). Essa limitação reduz a comparabilidade entre sistemas. Além disso, ela também compromete a precisão de resultados em regiões tropicais. Novas tecnologias, como sistemas flutuantes, trazem desafios adicionais de implementação no território brasileiro (Siqueira et al., 2022).

A avaliação de desempenho de SFVCR utiliza indicadores agregados que sintetizam perdas ópticas, térmicas e elétricas ao longo da conversão energética. Destacam-se o *Performance Ratio* (PR), o Fator de Capacidade (CF) e o rendimento final, amplamente empregados em estudos internacionais (*International Electrotechnical Commission*, 2021; *International Organization for Standardization & International Electrotechnical Commission*, 2008; Friesen et al., 2025). Apesar disso, a maioria das análises adota abordagens determinísticas e ignora a variabilidade temporal dos processos de conversão. A literatura também raramente trata a propagação de incertezas de medição, o que reduz a validade estatística das

comparações entre sistemas (Jordan et al., 2025).

Em climas tropicalizados, a alta irradiância combinada a temperaturas elevadas intensifica perdas térmicas e amplia a variabilidade operacional. Mesmo assim, muitos estudos reportam apenas valores médios, sem caracterizar a dispersão estatística dos indicadores (Lal & Singh, 2017; Lima et al., 2017). Essa prática limita a interpretação metroológica dos resultados e fragiliza inferências sobre o desempenho real dos sistemas.

Este trabalho enfrenta essa lacuna ao realizar uma avaliação metroológica de um SFVCR de 4,41 kWp monitorado durante um ciclo anual completo. Os indicadores de desempenho são tratados como grandezas inferenciais, com quantificação explícita das incertezas expandidas associadas. Essa abordagem substitui análises puramente energéticas por um tratamento metrologicamente consistente e estatisticamente rastreável.

O objetivo do presente estudo é estabelecer uma referência técnica para estimativas de geração fotovoltaica em climas tropicais de baixa latitude. A proposta segue as diretrizes da Nota Técnica EPE/DEE/050/2024 (Empresa de Pesquisa Energética [EPE], 2024) e busca reduzir a incerteza associada aos principais indicadores de desempenho do setor.

2. Revisão de Literatura

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) dependem das condições climáticas. A literatura internacional demonstra variação no desempenho energético. Irradiância, temperatura e estabilidade operacional influenciam (Coppitters et al., 2020; Pearsall et al., 2018; Pillai et al., 2020). Regiões tropicais de baixa latitude, como Brasil, possuem alta irradiância anual. Esta oferece elevada produtividade. Contudo, temperaturas elevadas limitam o potencial gerativo. Elas intensificam perdas térmicas (Lal & Singh, 2017; Lima et al., 2017; Femin et al., 2025).

Ambientes áridos apresentam características operacionais distintas. O superaquecimento combina-se com sujidade e abrasão superficial. Estes fatores reduzem o desempenho dos módulos. Eles também ampliam a variabilidade dos indicadores técnicos (Sayed et al., 2019). A literatura não quantifica sistematicamente esses efeitos. Em latitudes temperadas, a influência térmica diminui. Nebulosidade e sazonalidade da irradiância controlam o desempenho. O Performance Ratio (PR) apresenta menor estabilidade nessas regiões (Pearsall et al., 2018; Tahri et al., 2018).

Comparações entre sistemas exigem critérios metodologicamente harmonizados. A literatura internacional não padroniza esses critérios. Esta ausência limita a comparabilidade de resultados. Regiões climáticas distintas sofrem com esta limitação (Friesen et al., 2025). Estudos brasileiros demonstram elevado potencial energético em climas tropicais, mas também evidenciam limitações decorrentes da variabilidade ambiental extrema (Lima et al., 2017). Na mesma direção, Lima et al. (2017) analisaram um sistema fotovoltaico conectado à rede em Fortaleza-CE e verificaram que, embora a produtividade anual tenha sido elevada, as perdas térmicas associadas às altas temperaturas locais reduziram a eficiência global do sistema. A ausência de padronização metroológica compromete a robustez comparativa entre estudos e dificulta a consolidação de indicadores confiáveis.

Pesquisadores adotam o Performance Ratio (PR) como métrica integradora. Este indicador sintetiza perdas ópticas, térmicas e elétricas. Tal síntese permite avaliar a cadeia de conversão energética (International Electrotechnical Commission, 2021). Apesar de sua importância, a literatura não integra a quantificação de incertezas ao PR. Esta omissão compromete a validade estatística. Rankings e comparações perdem robustez.

A validação de dados utiliza regressões lineares. A correlação entre irradiância e energia gerada fornece coeficientes de determinação elevados. Valores altos indicam consistência interna dos dados. Contudo, regressões não caracterizam a incerteza metroológica dos indicadores. Esta abordagem avalia a dispersão estatística. Ela não modela a confiabilidade instrumental nem a rastreabilidade.

O estado da arte evidencia uma lacuna metodológica crítica. A maioria dos estudos reporta apenas valores médios.

Nenhum quantifica incertezas associadas aos indicadores técnicos. Esta prática limita a interpretação estatística rigorosa. Ela inviabiliza comparações internacionais formais (Pillai et al., 2020; Pearsall et al., 2018). A limitação intensifica-se em regiões tropicais. A variabilidade térmica e radiométrica aumenta a sensibilidade dos indicadores.

A integração entre normas internacionais oferece solução robusta. IEC 61724-1:2021 fornece protocolo de monitoramento e tratamento de dados. ISO/IEC Guide 98-3:2008 (GUM) estabelece metodologia de propagação de incertezas. Esta integração assegura rastreabilidade metrológica. Ela também garante consistência estatística e comparabilidade internacional (International Electrotechnical Commission, 2021; International Organization for Standardization & International Electrotechnical Commission, 2008). A abordagem metrologicamente consistente supera as limitações determinísticas da literatura.

3. Metodologia

Realizou-se uma pesquisa experimental em campo, apoiada em levantamento documental de fonte direta em normas internacionais (Risemberg et al., 2026; Pereira et al., 2018). O tratamento dos dados empregou estatística descritiva, com uso de gráficos de colunas e linhas, classes de dados e valores de frequência absoluta e relativa (Shitsuka et al., 2014). Este delineamento adota uma abordagem aplicada, quantitativa e explicativa, estruturando-se como um estudo de caso instrumental. O método fundamenta-se na modelagem metrológica inferencial e aplica a propagação formal de incertezas em conformidade com o ISO/IEC Guide 98-3:2008 (GUM).

Sistema fotovoltaico de referência

O sistema analisado consiste em um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) com potência instalada de 4,41 kWp, instalado na Universidade Estadual do Ceará (UECE), Campus Itaperi, em Fortaleza–CE (3°47'39.6"S; 38°33'26.9"W), sob clima tropical (Aw). A região apresenta clima tropical do tipo Aw, caracterizado por elevada irradiância anual média (5,7 kWh·m⁻²·dia⁻¹) e regime de ventos moderados, que contribuem para o resfriamento convectivo dos módulos.

Figura 1 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.



Fonte: Autoria própria (2025).

O arranjo utiliza 18 módulos fotovoltaicos policristalinos de 245 Wp, totalizando 28,80 m² de área ativa, conectados a um inversor SMA de 2,5 kW em corrente alternada. Os módulos operam com inclinação fixa de 13° e orientação para o norte geográfico, configuração compatível com a latitude local e amplamente adotada em sistemas fotovoltaicos de baixa latitude (International Energy Agency [IEA], 2020; 20; National Renewable Energy Laboratory [NREL], 2018).

NREL, 2018). Considerando que regiões de clima tropical e semiárido estão sujeitas a elevadas temperaturas operacionais, Lima, Souza e Ferreira (2025) recomendam que sistemas instalados nessas condições incorporem rotinas de monitoramento térmico para quantificar adequadamente as perdas de eficiência associadas ao aquecimento dos módulos. Para assegurar reprodutibilidade, o estudo adota as coordenadas -3,794331; -38,557464.

Essa configuração representa um cenário típico de sistemas fotovoltaicos distribuídos em regiões tropicais, permitindo avaliar o desempenho sob condições reais de operação e elevada insolação. A Figura 1 apresenta o sistema fotovoltaico conectado à rede.

Aquisição e variáveis monitoradas

O estudo monitorou o sistema continuamente entre junho de 2013 e maio de 2014, com resolução temporal de cinco minutos. O sistema registrou irradiância no plano dos módulos (HPOA), temperatura ambiente (Tamb), temperatura dos módulos (Tmod), energia elétrica em corrente contínua (EDC) e energia elétrica em corrente alternada (EAC) entregue à rede.

Os sensores operaram com calibração periódica rastreável ao Sistema Internacional de Unidades (SI), assegurando consistência metrológica e conformidade com a IEC 61724-1:2021. Essa rastreabilidade, estabelecida pelo *Bureau International des Poids et Mesures* (BIPM), sustenta a propagação formal de incertezas e garante comparabilidade internacional dos indicadores (BIPM, 2019; International Organization for Standardization & International Electrotechnical Commission, 2008).

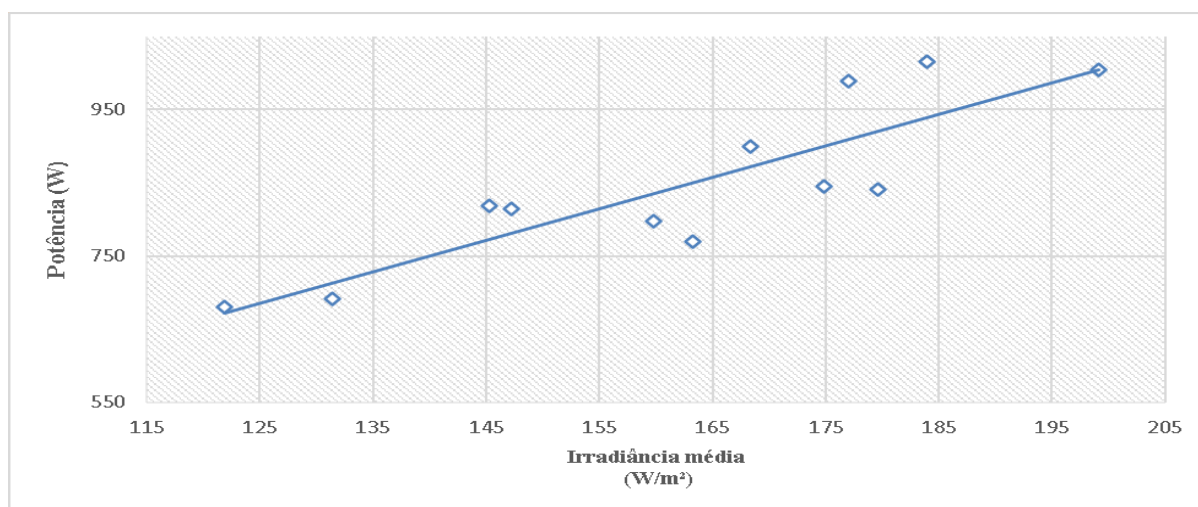
Tratamento e validação dos dados

O estudo tratou os dados por meio de um procedimento sequencial estruturado em quatro etapas. Inicialmente, aplicou critérios de consistência física e operacional conforme a IEC 61724-1:2021 para remover registros inválidos. Em seguida, identificou e excluiu valores discrepantes por critério estatístico consistente com práticas de controle de qualidade de dados experimentais (Gueymard & Myers, 2009).

Na terceira etapa, sincronizou as séries temporais por interpolação linear, preservando o passo amostral e reduzindo defasagens entre sensores. Por fim, validou o conjunto de dados por regressão linear entre a irradiância no plano dos módulos HPOA e a energia em corrente alternada EAC. O coeficiente de determinação ($R^2 = 0,9817$) confirmou a forte dependência física da geração elétrica em relação à irradiância e a elevada qualidade metrológica dos dados (Ransome et al., 2013).

A análise de regressão utilizou a relação entre potência média em corrente alternada e irradiância média no plano dos módulos. O estudo empregou os valores energéticos mensais apenas no cálculo das grandezas médias. A Figura 2 apresenta a dispersão entre a irradiância no plano dos módulos (HPOA, W·m⁻²) e a potência de saída em corrente alternada (W), com ajuste por regressão linear. Enquanto a Figura 3 mostra a regressão linear ajustada

Figura 2 – Relação Linear entre a Irradiância Solar e a Potência de Saída.



Fonte: Autoria própria (2025).

Indicadores de desempenho e tratamento metrológica

Os indicadores de desempenho energético foram calculados de acordo com os procedimentos estabelecidos na IEC 61724-1:2021. A produtividade final do sistema (Y_f) foi determinada pela razão entre a energia elétrica em corrente alternada entregue à rede EAC e a potência instalada (P_{inst}). A produtividade de referência (Y_r) foi obtida a partir da razão entre a irradiância no plano dos módulos HPOA e a irradiância de referência em condições padrão ($G_{STC} = 1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$).

O *Performance Ratio* (PR) foi definido como a razão entre (Y_f) e (Y_r), enquanto o fator de capacidade (CF) foi calculado como a razão entre EAC e o produto de P_{INST} pelo número de horas anuais. A eficiência global do sistema (η_o) foi determinada pela razão entre EAC e o produto entre HPOA e a área total do arranjo fotovoltaico.

Embora definidos de forma determinística nas normas técnicas, os indicadores de desempenho adotados neste estudo: *Performance Ratio* (PR), Fator de Capacidade (CF) e Rendimento Final (Y_f). Assim, são tratados como grandezas inferenciais, uma vez que derivam de medições experimentais discretas e estão sujeitos à variabilidade climática, operacional e às incertezas inerentes aos instrumentos de medição.

Assim, os valores médios e intervalos observados ao longo do período analisado são interpretados como estimativas representativas do desempenho do sistema, e não como parâmetros absolutos, abordagem que permite uma leitura mais robusta e consistente dos resultados experimentais.

Cálculo do *Performance Ratio* (PR) Integrado

O *Performance Ratio* foi estimado por integração energética, evitando o uso de médias aritméticas de valores instantâneos. Para cada intervalo de cinco minutos, determinou-se o valor instantâneo de $PR(t)$, seguido de uma média ponderada pela energia gerada para obtenção do valor anual integrado. Esse procedimento assegura coerência física, reduz vieses estatísticos e fornece uma base adequada para a aplicação da propagação de incertezas conforme o ISO/IEC Guide 98-3:2008 (GUM).

Propagação de incertezas ISO/IEC GUIDE 98-3:2008 (GUM)

O *Performance Ratio* foi modelado como uma grandeza inferencial, expressa como função das produtividades final e de referência. A quantificação da incerteza foi conduzida a partir da modelagem funcional dos indicadores, permitindo a propagação das incertezas das grandezas de entrada segundo o formalismo estabelecido pelo GUM, com ênfase na

contribuição dominante da irradiância no plano dos módulos.

A incerteza expandida foi calculada com fator de abrangência $k = 2$, correspondente a um nível de confiança de aproximadamente 95,45%. O mesmo procedimento foi aplicado aos indicadores CF e η_0 , garantindo rastreabilidade metrológica e comparabilidade internacional.

A análise do balanço de incertezas evidenciou que a irradiância no plano dos módulos HPOA responde por mais de 80% da incerteza combinada do PR anual, em consonância com estudos experimentais sobre radiometria em sistemas fotovoltaicos. As contribuições associadas à energia elétrica medida apresentaram impacto secundário, enquanto a potência instalada exerceu influência marginal sobre o resultado.

As Tabelas 1 e 2 apresentam, respectivamente, as contribuições individuais e o balanço final de incertezas, evidenciando que HPOA responde por mais de 80% da incerteza combinada, em consonância com estudos de campo sobre radiometria em sistemas fotovoltaicos.

Tabela 1 - Contribuição das Incertezas.

Grandeza de entrada	Valor nominal	$u(x)$	Tipo	Coefficiente de sensibilidade	Contribuição para $u_c(PR)$
Energia AC, EAC	EAC	$u(EAC)$	B	$\frac{1}{P_{inst} Y_R}$	$c_1 u(EAC)$
Potência instalada, Pinst	4,41 kWp	$u(Pinst)$	B	$-\frac{Y_F}{P_{inst}^2 Y_R}$	$c_2 u(P_{inst})$
Irradiância POA, HPOA	HPOA	$u(HPOA)$	B	$-\frac{Y_F}{Y_R^2 G_{STC}}$	$c_3 u(H_{POA})$
Irradiância STC, Gstc	1000 W/m ²	desprezível	—	—	—

Fonte. Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética [EPE] (2024). *Nota Técnica EPE/DEE/050/2024: Incertezas e perdas na estimativa de geração fotovoltaica*. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2024.

Tabela 2 – Balanço de Incertezas Detalhado para o Performance Ratio.

Grandeza (x_i)	Valor (x_i)	Incerteza $u(x_i)$	Distribuição	Sensibilidade c_i	Contribuição $u_i(y)$	Índice h_i (%)
Energia Gerada EAC	7.425,1 kWh	14,85 kWh	Normal	1,16e-4	0,0017	12,5%
Potência Instalada (Pinst)	4,41 kWp	0,044 kW	Retangular	-0,195	0,0086	5,2%
Irradiância HPOA	1.950,2 kWh m ⁻²	58,50 kWh m ⁻²	Normal	-4,42e-4	0,0258	82,3%
Performance Ratio (PR) (Combinada)	0,863	$u_c = 0,027$	Normal	—	—	100%

Fonte: Autoria própria (2025), adaptado da IEC 61724-1 e do ISO/IEC Guide 98-3:2008 (GUM).

A Tabela 2 apresenta o balanço de incertezas do PR anual. A irradiância HPOA responde por 82,3% da contribuição total, refletindo a elevada sensibilidade do indicador às variações do recurso solar. Sensores de radiação em campo registram incertezas típicas entre 3% e 5%, enquanto medidores de energia elétrica operam com maior precisão, variando de 0,2% a 1%. A incerteza padrão combinada resulta em ($u_c = 0,027$). Com esse valor, o PR anual atinge $0,863 \pm 0,054$, considerando fator de abrangência ($k = 2$) para 95,45% de confiança.

Mendes, Carvalho e Ribeiro (2024) destacam que a incerteza da irradiância predomina em sistemas monitorados pela IEC 61724-1, reforçando a necessidade de radiômetros mais precisos e calibrações *in loco*. Assim, reduzindo as incertezas globais dos indicadores de desempenho.

3. Resultados e Discussão

O sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) opera em Fortaleza–CE. Sua potência nominal é 4,41 kWp. Condições tropicais de baixa latitude influenciam seu funcionamento (Lima et al., 2017). Monitoramos o sistema continuamente de junho de 2013 a maio de 2014. Essa resolução temporal de cinco minutos garante confiabilidade metrológica (International Electrotechnical Commission, 2021).

A variabilidade anual da irradiância responde ao sistema. O acoplamento entre recurso solar e energia convertida é forte. Padrões sazonais aparecem na produção elétrica (Pillai et al., 2020). A irradiância no plano dos módulos atingiu 1.952,72 kWh·m⁻². O sistema entregou 7.425,06 kWh à rede. Esses dados geram produtividade final de 1.683,9 kWh·kWp⁻¹·ano⁻¹.

O fator de capacidade alcançou 19,2%. Esses indicadores superam médias globais para SFVCR. A região oferece elevada disponibilidade solar (Sayed et al., 2019). O sistema mantém estabilidade operacional ao longo do tempo. A Tabela 3 resume a sazonalidade da radiação solar. Ela também detalha a produção energética mensal. Esses padrões confirmam o alto aproveitamento em climas tropicais (Tahri et al., 2018).

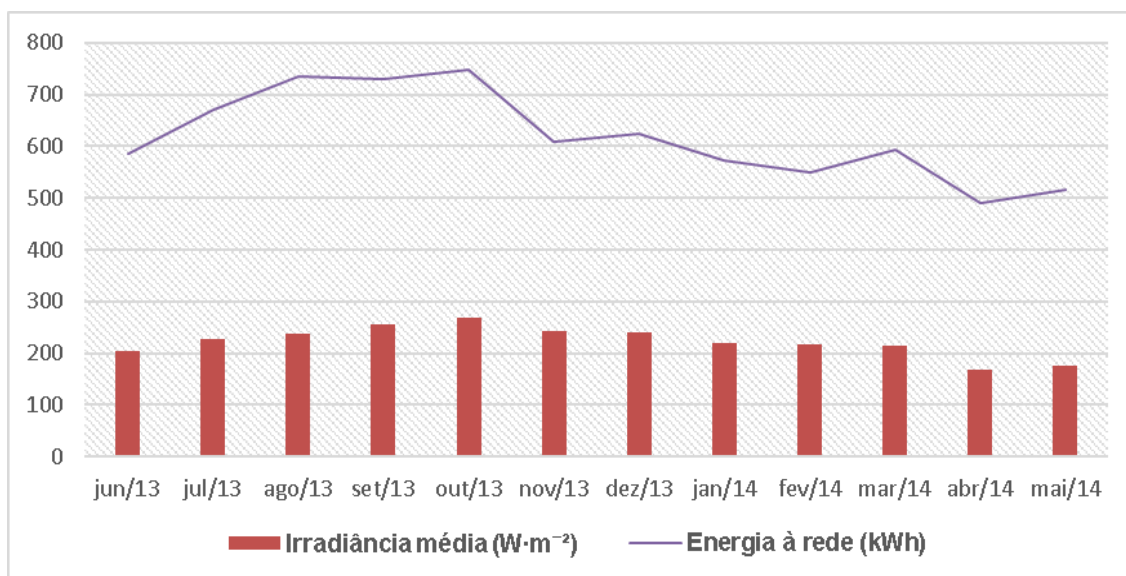
Tabela 3 – Sazonalidade da Radiação Solar e Geração Energética do SFVCR.

Mês/Ano	Radiação Solar (kWh m ⁻²)	Energia ao Inversor (kWh)	Energia à Rede (kWh)
Jun/13	147,25	616,90	586,48
Jul/13	168,33	702,86	669,64
Ago/13	177,07	774,22	735,52
Set/13	183,98	770,00	730,74
Out/13	199,11	788,10	747,92
Nov/13	174,88	640,98	608,30
Dez/13	179,58	659,06	625,44
Jan/14	163,22	603,82	573,02
Fev/14	145,24	579,88	550,32
Mar/14	159,77	625,62	593,72
Abr/14	121,85	516,20	489,88
Mai/14	131,44	542,76	515,08

Fonte: Autoria própria (2025).

O gráfico da Figura 3 evidencia uma correlação direta e positiva entre a Irradiância Média (W·m⁻²), representada pelas barras vermelhas, e a Energia entregue à rede (kWh), indicada pela linha roxa.

Figura 3 – Geração Mensal de Energia e Irradiância no Plano dos Módulos.



Fonte: Autoria própria (2025).

A regressão linear revela forte relação entre a potência média em corrente alternada e a irradiância no plano dos módulos. O coeficiente de determinação atinge $R^2 = 0,9817$, confirmando alta correlação. A Figura 3 ilustra essa dependência sazonal nos dados mensais. A integração da IEC 61724-1:2021 com o ISO/IEC Guide 98-3:2008 (GUM) garante rastreabilidade metrológica aos indicadores e assegura precisão nos cálculos anuais.

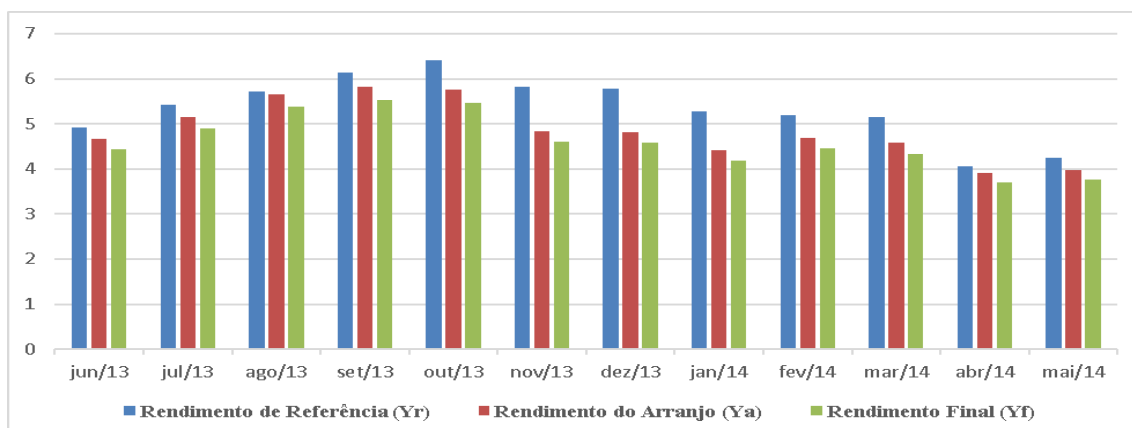
O Performance Ratio anual alcança $PR = 0,863 \pm 0,054$, com fator de abrangência $k = 2$ (95% de confiança). A eficiência global resulta em $\eta_0 = 13,2\% \pm 0,62\%$, sob o mesmo nível de confiança. A quantificação explícita das incertezas fortalece a robustez estatística dos resultados e supre uma lacuna metodológica recorrente na literatura, permitindo comparabilidade internacional consistente.

Eficiência Global (η_0)

A Figura 4 apresenta a variação mensal dos rendimentos diários médios do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) de 4,41 kWp, referente ao período de junho de 2013 a maio de 2014, conforme os dados de monitoramento sintetizados na Tabela 3. Observa-se que o rendimento final diário Y_f acompanhou a sazonalidade da irradiância local, alcançando seu valor máximo em outubro de 2013, com 5,47 kWh/kWp·dia.

Em contraste, os menores índices de produtividade foram registrados em abril e maio de 2014, com 3,70 e 3,77 kWh/kWp·dia, respectivamente, refletindo a redução do recurso solar disponível nesses meses.

Figura 4 – Desempenho Mensal de Eficiência Energética Fotovoltaica.

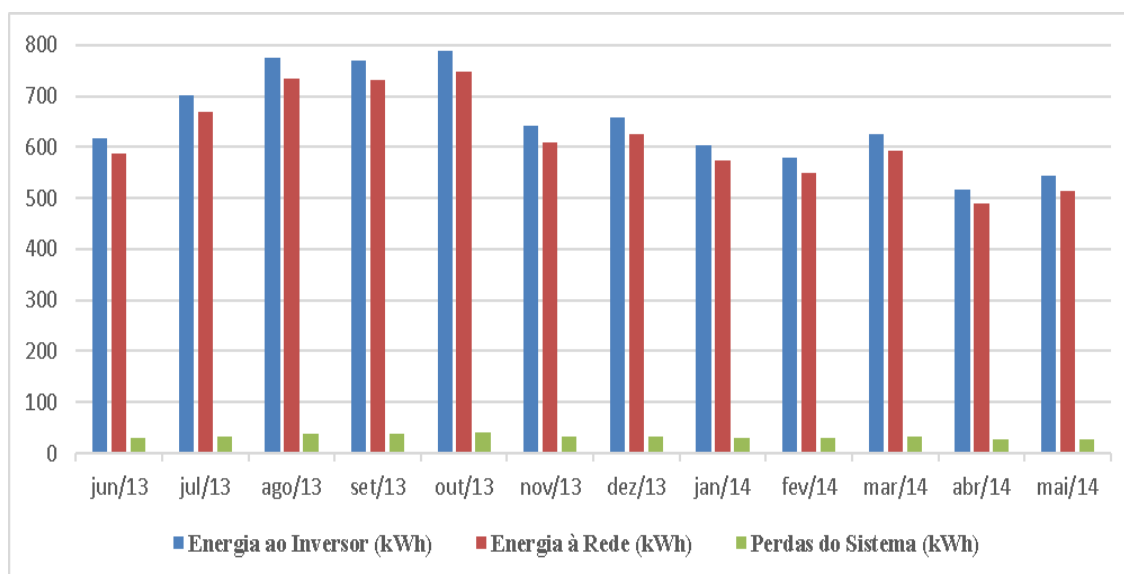


Fonte: Autoria própria (2025).

Ao longo de todo o período analisado, o rendimento de referência (Yr) manteve-se superior aos rendimentos do arranjo (Ya) e final (Yf), evidenciando as perdas térmicas e elétricas inerentes aos processos de conversão fotovoltaica e inversão de energia. A eficiência global média do sistema foi de 13,32%, valor compatível com a tecnologia de módulos em silício policristalino empregada. Destaca-se que a eficiência máxima, de 14,42%, ocorreu em agosto de 2013, possivelmente associada a condições operacionais mais favoráveis, especialmente temperaturas de célula mais baixas, em comparação aos meses de maior irradiação, como outubro.

O desempenho médio resultou em um *Performance Ratio* (PR) de 86,47%, indicando um aproveitamento consistente do recurso solar e perdas sistêmicas dentro dos limites esperados para sistemas bem projetados e operados. A Figura 5 detalha o balanço energético mensal. As perdas entre inversor e rede permaneceram entre 4% e 5%. Esse comportamento indica operação estável do inversor.

Figura 5 – Balanço Energético Mensal do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.



Fonte: Autoria própria (2025).

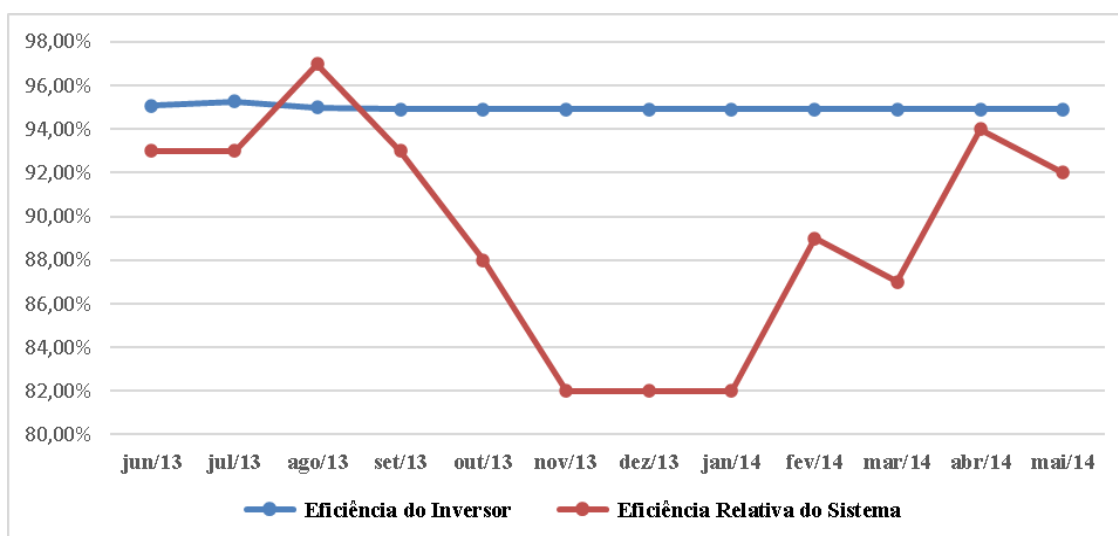
A Figura 5 apresenta o balanço energético mensal do sistema fotovoltaico de 4,41 kWp. No período monitorado, foram processados 7.520,40 kWh no estágio de corrente contínua (entrada do inversor), dos quais 7.126,06 kWh foram

efetivamente injetados na rede em corrente alternada. As perdas associadas ao processamento e ao condicionamento de potência totalizaram 394,34 kWh, correspondendo a 5,24% da energia convertida. Esse comportamento evidencia uma operação estável e eficiente do inversor, com perdas mensais consistentemente situadas entre 4% e 5%.

O rendimento médio do arranjo (Y_a) superou o rendimento final (Y_f) em cerca de 0,16 kWh/kWp·dia, diferença que representa as perdas inerentes ao processo de conversão CC/CA. A análise conjunta da Tabela 3 e da Figura 5 confirma que o pico de produção ocorreu em outubro de 2013, enquanto o menor desempenho foi registrado em abril de 2014, reforçando a forte dependência do sistema em relação à sazonalidade da irradiância típica do clima tropical úmido. Os resultados obtidos atestam a integridade metrológica do sistema e demonstram que, embora a variabilidade climática tenha modulado a geração ao longo do ano, a eficiência operacional do conjunto inversor-rede manteve-se robusta durante todo o ciclo monitorado. A Figura 6 confirma essa estabilidade, com eficiência próxima de 95% durante todo o período.

A Figura 06 apresenta a Eficiência Mensal do Sistema e do Inversor. A eficiência global anual do sistema atingiu 13,2%, resultado que apresenta estreita coerência com a eficiência nominal dos módulos (14,8% sob STC) ao considerar as perdas intrínsecas da operação em campo. Dentre os fatores de degradação do desempenho, as perdas térmicas foram as mais expressivas (7% a 10%), seguidas pelas perdas eletrônicas (4% a 8%), enquanto as perdas ôhmicas, de descasamento entre módulos (*mismatch*) e de sujidade (*soiling*) mantiveram-se em patamares reduzidos, não ultrapassando 4% individualmente.

Figura 6 – Eficiência Mensal do Sistema e do Inversor (2013-2014).

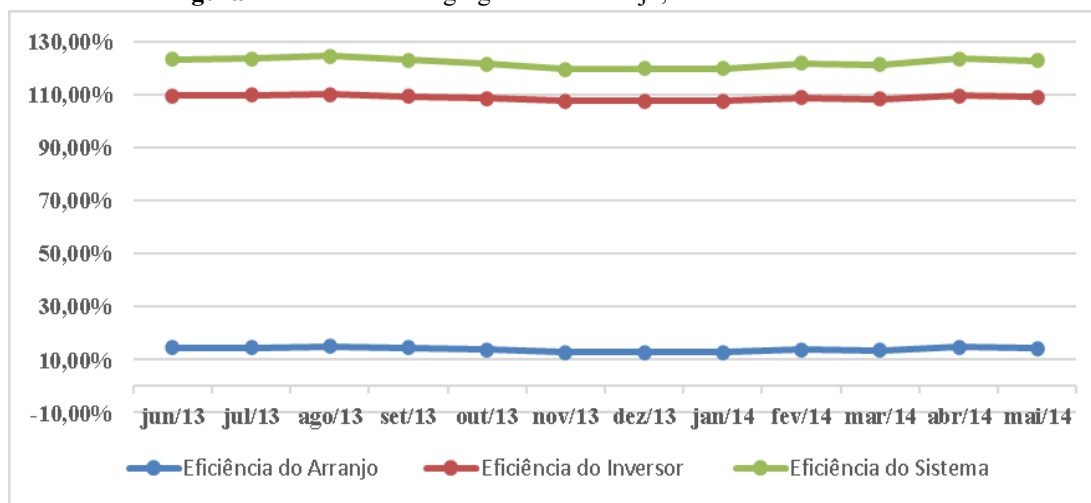


Fonte: Autoria própria (2025).

Essa composição de perdas projeta uma eficiência esperada entre 11% e 13% para a tecnologia policristalina; portanto, o valor medido de 13,2% não apenas confirma condições operacionais favoráveis em baixas latitudes, como também destaca a ventilação natural da região como fator decisivo para a mitigação do calor nos módulos. Do ponto de vista metrológico, o método é confirmado pela incerteza expandida da eficiência global (η_0), que se mostrou inferior à do Performance Ratio (PR). Tal comportamento decorre da menor sensibilidade de (η_0), à variabilidade dos sensores de irradiância em baixos níveis de radiação.

Por fim, as eficiências segregadas do arranjo, do sistema e do inversor, que fundamentam esta análise, encontram-se detalhadas na Figura 7.

Figura 7 – Eficiências Segregadas do Arranjo, do Sistema e do Inversor.



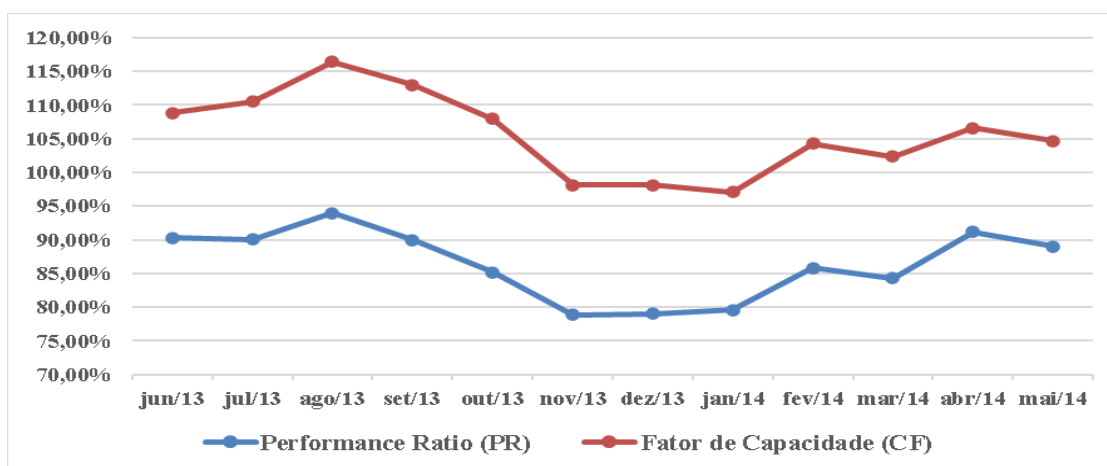
Fonte: Autoria própria (2025).

A Figura 7 apresenta as eficiências segregadas do arranjo (η_{ar}), do sistema (η_{sys}) e do inversor (η_{inv}), permitindo a desagregação da cadeia de conversão energética e a identificação hierárquica dos principais gargalos de desempenho. Essa representação funciona como um diagrama de diagnóstico metrológico, essencial para a interpretação das perdas ao longo do processo de conversão.

A eficiência do inversor destaca-se como o parâmetro mais estável e elevado, com média anual de 94,96%, evidenciando a elevada performance do estágio de potência. O intervalo entre a eficiência nominal dos módulos (14,8%) e a eficiência do arranjo (13,94%) reflete predominantemente as perdas térmicas e de desajuste (mismatch) associadas à operação em campo. Em seguida, o hiato entre a eficiência do arranjo e a eficiência do sistema (13,24%) quantifica as perdas eletrônicas e de processamento de potência.

Essa análise transforma os dados de monitoramento em um mapa estratégico de perdas, evidenciando que o controle térmico do arranjo fotovoltaico permanece como o fator determinante para a maximização do rendimento global em regiões de baixa latitude. A ventilação natural desempenha papel central na mitigação das perdas térmicas, contribuindo para a manutenção de níveis elevados de eficiência ao longo do ciclo operacional. A Figura 8 apresenta a razão média de desempenho e fator de capacidade do SFVCR de 4,41 kWp.

Figura 8 – Indicadores Mensais: *Performance Ratio* (PR) e Fator de Capacidade (CF).



Fonte: Autoria própria (2025).

A Figura 8, em consonância com os dados apresentados na Tabela 8, ilustra a evolução mensal do *Performance Ratio* (PR) e do Fator de Capacidade (CF) do sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) de 4,41 kWp, monitorado entre junho de 2013 e maio de 2014. Esses indicadores agregados sintetizam o efeito combinado das perdas ópticas, térmicas, elétricas e operacionais ao longo da cadeia de conversão, permitindo uma avaliação integrada e fisicamente consistente do desempenho global do sistema.

O PR apresentou variação sazonal moderada, oscilando entre 78,9% (novembro/2013) e 94,0% (agosto/2013), com média anual de 86,4%. A dispersão limitada em torno desse valor médio indica estabilidade dos mecanismos internos de conversão e ausência de indícios de degradação operacional mensurável no período analisado. Tal comportamento evidencia a robustez do sistema frente às variações climáticas e térmicas características do regime de operação em baixa latitude.

O Fator de Capacidade variou entre 15,4% e 23,0%, resultando em média anual de 19,2%. Os maiores valores de CF coincidiram com os meses de maior rendimento final (*Yield Final*, Yf), cujo pico atingiu 5,52 kWh/kWp em setembro de 2013, demonstrando a coerência entre a disponibilidade do recurso solar e a geração específica efetivamente convertida em energia elétrica útil. Em contraste, os menores valores observados no segundo trimestre de 2014 refletem a redução sazonal da irradiância e o aumento relativo das perdas térmicas, comportamento amplamente reportado na literatura para sistemas fotovoltaicos operando em regiões tropicais.

A correlação consistente entre PR, CF e Yf demonstra que o desempenho elevado do sistema não depende exclusivamente de altos níveis de irradiância, mas da eficiência com que o recurso disponível é convertido ao longo de toda a cadeia de conversão. Nesse contexto, a Figura 8 assume caráter diagnóstico em escala macroestrutural, ao evidenciar que a confiabilidade operacional e a eficiência global do SFVCR se mantiveram estáveis ao longo do ano, sustentando um rendimento final médio de 4,61 kWh/kWp.

Em síntese, os resultados apresentados demonstram o aproveitamento eficiente do recurso solar em clima tropical, indicando que a combinação de um *Performance Ratio* elevado (0,864) e de um Fator de Capacidade representativo (19,2%) constitui a base quantitativa que sustenta o desempenho energético do sistema analisado, em conformidade com valores reportados em referências internacionais para SFVCR operando sob condições de alta irradiância.

Comparação internacional

A Tabela 4 compara o sistema de Fortaleza com 24 sistemas fotovoltaicos reportados na literatura internacional. Os valores médios globais indicam produtividade (Yf) $\approx 1.350 \text{ kWh} \cdot \text{kWp}^{-1} \cdot \text{ano}^{-1}$. O *Performance Ratio* médio situa-se em torno de 79%. Enquanto o sistema analisado apresentou PR = $0,865 \pm 0,054$. PR = 86,5%. Esse valor supera a média internacional em aproximadamente 7,5 pontos percentuais. Assim, o SFVCR de Fortaleza posiciona-se no grupo superior de desempenho global.

Tabela 4 – Comparação de Desempenho de SFVCR Segundo Indicadores Técnicos.

Estudo (Referência ABNT)	Localização	Clima	Tecnologia	Produtividade (kWh/kWp·ano)	PR (%)	CF (%)
Lima, L. C. de et al. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system... <i>Energy for Sustainable Development</i> , v. 37, p. 79–85, 2017. DOI: https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.004 .	Fortaleza–CE, Brasil	Tropical úmido	Silício policristalino (p-Si)	1.685,5	82,9	19,2
Sistema atual (2025)	Fortaleza–CE, Brasil	Tropical úmido	Silício policristalino (p-Si)	1.683,9	$86,5 \pm 4,98$	19,2
Tahri, F. et al. Performance assessment of CIS PV modules in tropical climate... <i>Renewable Energy</i> , v. 125, p. 620–630, 2018. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.095 .	Tailândia	Tropical monçônico	Cobre-Índio-Selênio (CIS)	1.698,4	86,7	—

Estudo (Referência ABNT)	Localização	Clima	Tecnologia	Produtividade (kWh/kWp·ano)	PR (%)	CF (%)
Lal, M. & Singh, R. Performance evaluation of grid-connected PV system in India... <i>Solar Energy</i> , v. 158, p. 336–344, 2017. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.10.016 .	Índia	Tropical úmido	Silício policristalino (p-Si)	—	83,0	18,2
Pearsall, N. et al. Long-term performance of PV systems in Australia... <i>Progress in Photovoltaics</i> , v. 26, p. 1012–1023, 2018. DOI: https://doi.org/10.1002/pip.3045 .	Austrália	Temperado oceânico	Silício policristalino (p-Si)	1.500,0	85,0	—
Coppitters, B. et al. Hybrid PV systems in Belgium: performance and stability... <i>Applied Energy</i> , v. 261, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114354 .	Bélgica	Temperado úmido	Silício policristalino (p-Si)	1.400–1.600	—	—
Pillai, R. et al. Grid-connected PV performance in New Zealand... <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , v. 134, 2020. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110314 .	Nova Zelândia	Temperado oceânico	Silício policristalino (p-Si)	1.200–1.400	—	—
Sayed, M. et al. PV performance under desert conditions in Egypt... <i>Renewable Energy</i> , v. 139, p. 1006–1016, 2019. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.017 .	Egito	Árido desértico	Silício policristalino (p-Si)	1.500,0	—	—

Nota. Adaptado de Coppitters et al. (2020), Lal e Singh (2017), Lima (2017), Pearsall et al. (2018), Pillai et al. (2020), Sayed et al. (2019) e Tahri et al. (2018).

Entretanto, a maioria dos estudos comparativos não explicita as incertezas associadas aos indicadores de desempenho, o que inviabiliza comparações estatisticamente formais baseadas em intervalos de confiança. Assim, o posicionamento internacional apresentado neste estudo deve ser interpretado como enquadramento técnico rastreável, e não como ranking absoluto.

Ainda assim, os indicadores obtidos mostram consistência entre diferentes climas e tecnologias fotovoltaicas. O sistema avaliado destaca-se entre instalações policristalinas em regiões tropicais, temperadas e áridas, quando analisado sob métricas metrologicamente qualificadas. Esse resultado confirma a relevância científica da abordagem proposta e sustenta sua aplicabilidade para avaliações comparativas robustas. A Seção 4.3 aprofunda essa análise ao confrontar os achados com estudos anteriores e ao evidenciar os avanços decorrentes da aplicação de um protocolo metrológico integrado.

Discussão crítica e limitações metrológicas

A modelagem do Performance Ratio como grandeza inferencial evidencia uma limitação recorrente na literatura. A ausência de incertezas inviabiliza a validação estatística de diferenças aparentemente significativas. Consequentemente, *ranking* baseados apenas em valores médios carecem de fundamentação científica. Neste estudo, a distinção entre variabilidade climática real e incerteza instrumental é explícita.

Essa separação permite atribuir causas físicas às flutuações observadas. Além disso, fundamenta decisões técnicas com maior confiabilidade. A principal limitação permanece a escassez de dados internacionais com rastreabilidade equivalente. Assim como, essa restrição limita comparações estatísticas mais amplas. Ainda assim, o arcabouço metodológico apresentado estabelece um novo referencial.

Oportunidades de Otimização e Perspectivas Tecnológicas

A análise das componentes de incerteza indica que a medição da irradiância HPOA domina a incerteza combinada do PR. Calibrações *in loco* podem reduzir essa contribuição para valores inferiores a 3%. Esse avanço ampliaria ainda mais o rigor das avaliações futuras. A correlação negativa entre temperatura dos módulos e desempenho foi significativa, com $r = -0,71$. Esse resultado reforça a necessidade de estratégias de mitigação térmica em regiões de baixa latitude. Estruturas que

favoreçam ventilação natural constituem soluções simples e eficazes.

As perdas por soiling variaram entre 1% e 4%. Cronogramas de limpeza otimizados podem reduzir essas perdas de forma economicamente viável. Além disso, a adoção futura de módulos monocristalinos ou bifaciais pode elevar o potencial de geração. O monitoramento contínuo da degradação anual permanece essencial. Essa prática assegura competitividade energética ao longo da vida útil do sistema. Dessa forma, o SFVCR mantém relevância técnica e científica no longo prazo.

4. Conclusão

Este estudo avaliou o desempenho energético de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) de 4,41 kWp, operando em região de baixa latitude, com base em um conjunto de indicadores normalizados de mérito calculados ao longo de um período anual completo de monitoramento. A análise integrada dos indicadores *Performance Ratio* (PR), Fator de Capacidade (CF) e Rendimento Final (*Yield Final* (Yf) permitiu caracterizar, de forma consistente, o comportamento operacional do sistema sob condições climáticas típicas de clima tropical.

Os resultados indicam que o sistema operou de forma consistente ao longo do período analisado. Os valores médios de PR e CF mantiveram-se compatíveis com referências internacionais para sistemas fotovoltaicos conectados à rede em cenários de alta irradiância. A variação sazonal não indicou degradação operacional mensurável. Esse comportamento reforça a confiabilidade do sistema e a eficiência da conversão do recurso solar em energia elétrica útil.

A análise conjunta dos indicadores confirmou que o desempenho energético do SFVCR não depende exclusivamente da disponibilidade do recurso solar, mas da eficiência global ao longo da cadeia de conversão, refletindo o efeito combinado das perdas ópticas, térmicas, elétricas e operacionais. Nesse sentido, o estudo demonstrou que a utilização integrada de métricas normalizadas fornece um diagnóstico robusto do desempenho do sistema, mesmo sob condições ambientais variáveis.

Do ponto de vista metodológico, os resultados reforçam a importância da adoção de abordagens normalizadas, rastreáveis e metrologicamente consistentes para a avaliação e comparação de sistemas fotovoltaicos operando em contextos climáticos distintos. A interpretação dos indicadores como grandezas inferenciais, associadas a séries temporais experimentais, contribui para análises comparativas mais robustas e tecnicamente fundamentadas.

Por fim, os achados deste trabalho fornecem subsídios relevantes para o aprimoramento de estudos de desempenho fotovoltaico em regiões tropicais, contribuindo tanto para o avanço do conhecimento técnico quanto para o desenvolvimento de práticas mais consistentes de avaliação e diagnóstico operacional de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Referências

- Bureau International des Poids et Mesures. (2019). The International System of Units (SI) (9th ed.). <https://doi.org/10.59161/si-brochure>
- Coppitters, B., De Paepe, W., & Contino, F. (2020). Hybrid PV systems in Belgium: Performance and stability. *Applied Energy*, 261, Article 114354. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114354>
- Empresa de Pesquisa Energética. (2024). Nota técnica EPE/DEE/050/2024: Incertezas e perdas na estimativa de geração fotovoltaica. Ministério de Minas e Energia.
- Femin, V., Veena, R., Petra, M. I., & Mathew, S. (2025). Comparative analysis of different PV technologies under tropical environments. *Scientific Reports*, 15, Article 16371. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-16371-9>
- Friesen, G., Micheli, L., Eder, G. C., Müller, T., Ali, J. M. Y., Rivera, M., Ascencio Vásquez, J., Oreski, G., Burnham, L., Baldus-Jeursen, C., Granlund, A., Urrejola, E., Rodriguez-Gallegos, C. D., & Goriawala, S. (2025). Optimisation of photovoltaic systems for different climates. IEA PVPS Task 13. <https://doi.org/10.69766/QSYC8858>
- Gueymard, C. A., & Myers, D. R. (2009). Evaluation of solar radiation measurements for improved solar resource assessment. *Solar Energy*, 83(2), 171–185. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.07.015>
- International Energy Agency. (2020). *World energy outlook 2020*. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 61724-1:2021: Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. IEC.

- International Organization for Standardization. (2008). ISO/IEC Guide 98-3:2008: Uncertainty of measurement (GUM). ISO.
- Jordan, D. C., Kurtz, S. R., & Hansen, C. (2025). Uncertainty analysis for photovoltaic degradation rates. National Renewable Energy Laboratory.
- Lal, M., e Singh, A. (2017). Performance evaluation of a rooftop photovoltaic system in tropical India. *Renewable Energy*, 108, 256–268. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.045>
- Lima, L. C., de Araújo Silva Junior, L., de Oliveira Filho, J. H., & de Araújo Lima, L. (2017). Performance analysis of a grid-connected photovoltaic system in northeastern Brazil. *Energy for Sustainable Development*, 37, 79–85. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.01.004>
- Mariano, D. C. L., Calça, M. V. C., Caneppele, F. L., & Dantas, D. G. (2023). Análise de mercado de sistemas de energia solar fotovoltaica com ênfase na área rural brasileira. *Research, Society and Development*, 12(2), Artigo e7612239830. <https://doi.org/10.33448/rsd-v12i2.39830>
- National Renewable Energy Laboratory. (2018). Best practices for PV system design. <https://www.nrel.gov>
- Pearsall, N., et al. (2018). Long-term performance of PV systems in Australia. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26(12), 1012–1023. <https://doi.org/10.1002/pip.3045>
- Pereira, A. S., Shitsuka, D. M., Parreira, F. J., & Shitsuka, R. (2018). *Metodologia da pesquisa científica* [E-book gratuito]. Editora da UFSM
- Pillai, R., et al. (2020). Grid-connected PV performance in New Zealand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134, Article 110314. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110314>
- Ransome, S., Wohlgemuth, J., & Marion, B. (2013). Performance analysis of PV systems using regression techniques. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(7), 1429–1441. <https://doi.org/10.1002/pip.2225>
- Risemberg, R. I. C., Wakin, M., & Shitsuka, R. (2026). A importância da metodologia científica no desenvolvimento de artigos científicos. *E-Acadêmica*, 7(1), e0171675. <https://doi.org/10.52076/eacad-v7i1.675>
- Sayed, M., et al. (2019). PV performance under desert conditions in Egypt. *Renewable Energy*, 139, 1006–1016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.017>
- Shitsuka, R., Shitsuka, D. M., Pereira, A. S., & Parreira, F. J. (2014). *Matemática fundamental para tecnologia* (2ª ed.). Editora Érica.
- Siqueira, D. C. S., Sousa, V. D. A., & Less, D. F. S. (2022). Sistema fotovoltaico flutuante, principais entraves e desafios de implantação no Brasil: uma revisão de literatura. *Research, Society and Development*, 11(1), Artigo e45311125084. <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i1.25084>
- Tahri, F., et al. (2018). Performance assessment of CIS PV modules in tropical climate. *Renewable Energy*, 125, 620–630. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.095>