

Evaluation of Soiling on the Performance of Photovoltaic Systems

Avaliação do Impacto da Sujidade no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos

Article Info:

Article history: Received 2024-03-01 / Accepted 2024-04-14 / Available online 2024-04-14

doi: 10.18540/jcecv110iss3pp18630



Leticia Recco Tramontin

ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-9891-9906>

Universidade Federal de Santa Catarina, Brazil

E-mail: leticia.recco.tramontin@grad.ufsc.br

Giuliano Arns Rampinelli

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6034-046X>

Universidade Federal de Santa Catarina, Brazil

E-mail: giuliano.rampinelli@ufsc.br

Resumo

A geração de energia elétrica a partir de usinas fotovoltaicas no Brasil tem crescido e novos desafios surgem nesse contexto. A deposição de sujeira na superfície de módulos fotovoltaicos é uma causa relevante para perdas na geração de energia elétrica. O principal objetivo deste trabalho foi estudar, modelar e analisar o impacto da sujidade no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos, através da mensuração do ganho obtido após a limpeza de dois sistemas fotovoltaicos localizados no Rio Grande do Sul (RS). Os dados da saída do inversor de cada sistema no intervalo de até 30 dias antes e depois do procedimento foram coletados, organizados e tratados. O mesmo foi feito para os dados de irradiação obtidos através das estações meteorológicas do INMET mais próximas. Foi possível modelar a relação entre a irradiação solar e a energia produzida utilizando regressão linear, com um coeficiente de determinação próximo a 1, o que indica um bom ajuste do modelo. Observou-se uma melhoria notável na curva de potência dos inversores após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, principalmente no caso do Sistema FV 1. A melhoria em patamares mais modestos foi consistente no Sistema FV 2. Além disso, no caso do Sistema FV 1 observou-se o efeito do entorno nos ganhos obtidos, no qual os inversores mais próximos da metalúrgica melhoraram a geração em até 65%. As análises também evidenciaram a influência de fatores como o ângulo de inclinação do telhado e condições ambientais na conversão de energia solar. No entanto, é importante reconhecer as limitações deste estudo, como a falta de dados detalhados sobre as condições meteorológicas e a precisão das medições. A análise se baseia em dados disponíveis nas plataformas de monitoramento, os quais podem estar sujeitos a imprecisões ou limitações técnicas. Essas limitações destacam a necessidade de pesquisas futuras para explorar ainda mais os efeitos da limpeza dos módulos fotovoltaicos.

Palavras-chave: Energia Solar. Módulo Fotovoltaico. Sujidade.

Abstract

The generation of electrical energy from photovoltaic plants in Brazil has been growing, and new challenges arise in this context. The deposition of dirt on the surface of photovoltaic modules is a significant cause of losses in electricity generation. The main objective of this study was to investigate, model, and analyze the impact of dirt on the energy performance of photovoltaic systems by measuring the gain obtained after cleaning two photovoltaic systems located in Rio Grande do Sul. Data from the inverter output of each system within a range of up to 30 days before and after the procedure were collected and processed. The same was done for the irradiation data obtained through the nearest INMET meteorological stations. It was possible to model the

correlation between solar irradiation and energy produced using linear regression, with a determination coefficient close to 1, indicating a good model fit. A noticeable improvement in the power curve of the inverters was observed after cleaning the photovoltaic modules, especially in the case of system 1. Modest improvements were consistently observed in system 2. Additionally, in the case of system 1, the effect of the surrounding environment on the gains obtained was observed, with inverters closer to the metallurgical plant improving generation by up to 65%. The analyses also highlighted the influence of factors such as roof inclination and environmental conditions on solar energy production. However, it is important to acknowledge the limitations of this study, such as the lack of detailed data on climatic conditions and measurement accuracy. The analysis is based on data available in monitoring platforms, which may be subject to inaccuracies or technical limitations. These limitations underscore the need for future research to further explore the effects of cleaning photovoltaic modules.

Keywords: Solar energy. Photovoltaic Module. Soiling.

1. Introdução

A utilização da fonte solar para geração de energia elétrica tem crescido no Brasil nos últimos anos, conforme os dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Em 2023, a energia solar contribuiu com 35.739 MW para a matriz elétrica do país, correspondendo a 16,1% do total. Desse montante, 24.946,7 MW foram gerados por sistemas distribuídos, abrangendo 48,59% em residências, 28,52% em estabelecimentos comerciais, 14,61% em áreas rurais e 7,09% em instalações industriais (ABSOLAR, 2023).

Em um sistema fotovoltaico, a conversão de energia elétrica acontece através da absorção da irradiação solar nos módulos, por meio do efeito fotovoltaico que ocorre nas células solares. O módulo fotovoltaico consiste em um arranjo de células conectadas e encapsuladas para protegê-las do ambiente hostil de instalação, onde há exposição à radiação, chuva e vapor d'água. Atualmente, 90% dos módulos são produzidos com silício, as células de silício cristalino são frequentemente rígidas com superfícies frontais de vidro. (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

As tecnologias fotovoltaicas são categorizadas em primeira, segunda e terceira geração. A primeira geração abrange células de silício mono e multicristalino. A segunda geração, conhecida como filme fino, é menos eficiente, mas mais econômica. Por fim, a terceira geração inclui células multijunção, orgânicas, sensibilizadas por corante, e é caracterizada por uma abordagem inovadora sem a utilização da junção PN (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

A irradiância solar (W/m^2) incidente em uma superfície é composta pelas componentes direta (G_{dir}) e difusa (G_{dif}). A componente direta apresenta direção de incidência na linha imaginária entre a superfície e o Sol. A componente difusa engloba a radiação proveniente de todas as demais direções em virtude dos processos de espalhamento pelos gases e particulados presentes na atmosfera. A irradiância global horizontal (G) é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal, dada pela soma de ambas as componentes. A integral da irradiância no tempo é definida como irradiação solar (Wh/m^2) ou energia radiante incidente acumulada em um intervalo de tempo (PEREIRA *et al.*, 2017).

Durante um dia de céu completamente claro, cerca de 20% da radiação solar incidente na superfície terrestre é composta pela componente difusa. Já em dias totalmente nublados, toda a radiação solar incidente é difusa. Quando a superfície está inclinada em relação ao solo, o albedo se torna relevante, é capacidade de reflexão da radiação refletida pelo entorno da superfície, como vegetação, solo e obstáculos. (RAMPINELLI *et al.*, 2021).

A energia elétrica proveniente dos módulos fotovoltaicos (arranjo ou gerador fotovoltaico) de corrente contínua (c.c.) é convertida para energia elétrica em corrente alternada (c.a.) através do dispositivo inversor de corrente contínua/alternada (c.c./c.a.), atendendo aos requisitos de qualidade necessários para a injeção na rede. A eficiência desses dispositivos aumentou progressivamente, desde 2007 inversores de eficiência superior a 98% estão disponíveis no mercado, resultando na redução de perdas e nas temperaturas operacionais (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

A sujidade é um fator ambiental de grande impacto na eficiência dos sistemas fotovoltaicos, posicionando-se como o terceiro mais relevante após a irradiância e a temperatura (HICKEL, 2017). Os tipos de sujeira mais comuns são partículas de solo, cimento, cinzas, carbono, limonita, sílica, carbonato de cálcio, areia, argila, fungos, dejetos de pássaros, folhas e galhos (REZENDE, 2018).

Os principais fatores que influenciam a deposição de poeira nos módulos fotovoltaicos são: ângulos de inclinação e de orientação dos módulos, propriedades da poeira, velocidade do vento, características do vidro, características do local, temperatura ambiente e umidade (JAMIL *et al.*, 2017).

O ângulo de inclinação dos módulos influencia pouco a deposição de partículas, exceto quando o módulo é posicionado horizontalmente. Nos demais casos, a gravidade atua removendo parte das partículas. A orientação pode ser importante caso o módulo seja atingido diretamente pelo vento, de modo a facilitar a deposição de poeira. Outras características do local, como indústrias próximas, qualidade do ar, fenômenos naturais (tempestade de areia, queimadas, erupções vulcânicas, entre outros) podem influenciar a taxa de deposição de partículas, mas o vento ainda é o agente mais importante para esse fenômeno (JAMIL *et al.*, 2017).

A limpeza natural é feita pela chuva, funciona dependendo do ângulo de inclinação dos módulos. É um método de baixo custo, mas também de baixa efetividade, já que remove apenas as partículas de maior diâmetro. Além disso, verificou-se que a água pode favorecer a adesão de partículas (JAMIL *et al.*, 2017).

Em estudos sobre o impacto da sujidade na conversão de energia de usinas fotovoltaicas, é comum empregar índices de desempenho, sendo a proporção de sujidade (SR) o mais frequente. Este parâmetro quantifica perdas causadas pela sujidade com base em variáveis de entrada, aplicando-se em usinas localizadas em climas tropicais. Estudos empíricos no Brasil, como os de Braga *et al.* (2020), Duarte *et al.* (2020) e Costa *et al.* (2019), indicam particularidades regionais.

No Brasil, a SR pode mudar de acordo com as regiões, como observado nos trabalhos de Costa *et al.* (2018) e Hickel (2017). Em Belo Horizonte (MG), Costa *et al.* (2018) mediu uma queda de 0,98 para 0,86 na SR durante o período seco, mas o valor 1 é restabelecido após precipitação de 20 mm. As perdas em seis meses podem chegar a 11% para a tecnologia de silício policristalino (p-Si) e 13% para a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe), por conta da largura da banda gap das duas tecnologias.

Em Belo Horizonte (MG), Braga *et al.* (2020) avaliou a influência de variáveis meteorológicas na proporção de sujidade. Identificou-se correlações entre material particulado e períodos secos, entretanto, um período seco prolongado não implicou em maior concentração de material particulado. O aumento do material particulado e a queda da taxa de sujidade possuem discreta correlação. A intensidade de ventos e umidade relativa mostraram baixa correlação com a sujidade. A precipitação teve relação evidente com a melhora da sujidade, com perdas identificadas variando de 5% a 20%. No geral, os resultados divergem dos obtidos em outros países devido a fracas correlações ambientais.

Hickel (2017) mediu as perdas causadas pela sujidade em Brotas de Macaúba (BA) e em Buritis (RO). Em Brotas de Macaúba, as perdas em um ano para as tecnologias de p-Si e CIGS são 11,33% e 3,48%, respectivamente, sendo o máximo e o mínimo entre as tecnologias analisadas. Uma limpeza foi realizada em todas as mesas e nova medição foi realizada no ano seguinte, no qual identificou-se perda mínima de 1,91% e máxima de 4,34%, referente às tecnologias de p-Si e silício amorfo (a-Si). Em Buritis, a granulometria da poeira varia até 125 μm e as perdas em dois anos atingiram 11,32% para a tecnologia p-Si. As maiores perdas foram 16,69% e aconteceram para a tecnologia de a-Si sem moldura.

Lemos (2016) caracterizou a composição química, biológica e mineralógica em Belo Horizonte. Identificou-se grande quantidade de matéria orgânica formando biofilme que não se desprende do módulo após precipitação, indicando dificuldade para a limpeza desse tipo de material. As perdas atingiram 11,7% para uma irradiância de 1000 W/m^2 e aumentou para 19,1% quando a irradiância diminuiu para 100 W/m^2 , ou seja, o efeito da sujidade é amplificado em condição de baixa irradiância.

Em laboratório, Lemos (2016) mediu o efeito da sujidade a causada pelo talco (composto por magnésio e sílica) e de pó de carvão vegetal (composto por carbono) conforme a irradiância variava, ambos na concentração de $0,0076 \text{ cm}^3/\text{cm}^2$. No primeiro caso, a perda foi de 17,9% para irradiância de 800 W/m^2 e aumentou para 47,7% para irradiância de 300 W/m^2 . No caso do carvão vegetal, a perda aumentou significativamente de 71,7% para 97,6% para irradiâncias de 800 W/m^2 e 300 W/m^2 , respectivamente. Esses resultados evidenciam o impacto da composição da sujeira, em especial a presença de carbono. Um resultado concordante foi encontrado por Varga e Wiesner (2021) ao investigar as interações entre a superfície do módulo e sujeiras diversas: pólen de alfafa, pólen de gramínea, borosilicato, gesso, cinza, grafite, sílica e microesferas cerâmicas.

Outros autores propuseram modelos para estimar a SR a partir de diferentes dados. Younis e Alhorr (2021) agrupou os modelos em categorias em seu estudo de revisão sobre o tema: estatístico, redes neurais, exponencial, linear, fator de desgaste, simulações numéricas, ópticos, dependentes de proporção. Dentre os métodos estatísticos, os modelos de regressão são frequentemente utilizados para analisar o efeito de variáveis ambientais e temporais (JAVED *et al.*, 2021; PAVAN, MELLIT e DE PIÉRI, 2011; MICHELI *et al.*, 2021; JAMIL *et al.*, 2020).

O estudo proposto visa realizar uma análise do impacto da sujidade no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos. Para tal, serão coletados dados de geração de energia de duas usinas solares em operação comercial antes e depois de sua limpeza, juntamente com dados de radiação de estações meteorológicas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) próximas das usinas em operação. Esses dados serão utilizados para modelar estatisticamente e analisar o ganho energético obtido após a limpeza dos sistemas fotovoltaicos afetados pela sujidade.

2. Materiais e Métodos

O estudo compara a energia produzida por área antes e depois da limpeza dos inversores a fim de mensurar a melhora no desempenho do sistema, assumindo uma correlação entre a quantidade de radiação solar incidente nos painéis fotovoltaicos e a energia elétrica produzida, isto é, variações na radiação solar podem influenciar diretamente na conversão de energia.

Os dois sistemas analisados estão localizados no sul do Brasil, no estado do Rio Grande do Sul (RS). A localização e as características técnicas de cada sistema são apresentadas na tabela 1. Os dados meteorológicos para análise do Sistema FV 1 foram obtidos pela estação meteorológica do INMET em Bento Gonçalves/RS, situada a 29 km de distância. As informações meteorológicas para análise do Sistema FV 2 foram adquiridas através da estação meteorológica do INMET em Frederico Westphalen/RS, localizada a 41 km de distância.

Tabela 1 - Características dos sistemas fotovoltaicos analisados.

Parâmetro	Sistema FV 1	Sistema FV 2
Cidade	Caxias do Sul/RS	Alpestre/RS
Coordenada do sistema	(-29.18 S, -51.24 O)	(-27.29 S, -53.03 O)
Coordenada da estação meteorológica	(-29.16 S, -51.53 O)	(-27.40 S, -53.43 O)
Potência pico total do arranjo de geração fotovoltaica	1,4 MWp	12,46 kWp
Quantidade total de módulos	4200	28
Potência total de inversores (kW)	1000	5
Número de Inversores	17	2
Fabricante dos módulos/modelo	GCL/ P6/72H – 335W	Canadian/ HiKu CS3W-445MS
Eficiência do módulo (STC)	17,3%	20,1%
Fabricante do inversor/ modelo	Inversor WEG/ SIW500H – ST060 e SIW500H – ST040	Inversor GROWATT/ MIN5000TL-X
Eficiência máxima do inversor	98,6% e 98,65%	98,40%
Ângulo de inclinação do telhado	3°	10°

De acordo com a classificação de Köppen, os sistemas estão localizados em áreas subtropicais úmidas de clima oceânico, sem estação seca, com verão quente, no qual as temperaturas são superiores a 22 °C no verão e com mais de 30 mm de chuva no mês mais seco (PEREIRA *et al.*, 2017). Neste trabalho, o microclima será desprezado considerando-se que as variações climáticas em pequena escala não exercerão um impacto significativo nos resultados ou nas análises realizadas.

Desde que o Sistema FV 1 entrou em operação em maio de 2020, o sistema passou por ciclos de limpeza. A primeira, realizada em agosto de 2021, não dispõe de informações detalhadas. Entretanto, a limpeza subsequente, realizada entre os dias 15 e 26 de agosto de 2022, proporcionou dados para a análise deste trabalho. Uma nova limpeza parcial, ocorrida entre 18 e 21 de agosto de 2023, foi interrompida pela equipe por conta das condições meteorológicas adversas, suspendendo temporariamente as atividades e permitindo a análise específica dos inversores 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 e 17. Cada inversor foi designado como identificação do subsistema, composto pelo conjunto de módulos conectados a ele e pelo próprio inversor.

Tabela 2 - Características dos sistemas fotovoltaicos analisados.

Parâmetro	Sistema FV 1	Sistema FV 1	Sistema FV 2
Início da operação	mai/20	mai/20	ago/22
Data início dados	01/08/2022	18/07/2023	20/10/2023
Período da limpeza	15/08/2022 a 26/08/2022	18/08/2023 a 21/08/2023	09/11/2023
Data fim dados	10/09/2022	20/09/2022	29/11/2023

O entorno do Sistema FV 1 apresenta duas fontes significativas de sujeira, provenientes da rodovia e de uma metalúrgica nas proximidades, conforme ilustrado na figura 1. A equipe de manutenção relatou dificuldades em remover a sujeira incrustada nos vidros dos módulos, conforme evidenciado na figura 1, ilustrando os desafios enfrentados no processo de limpeza.

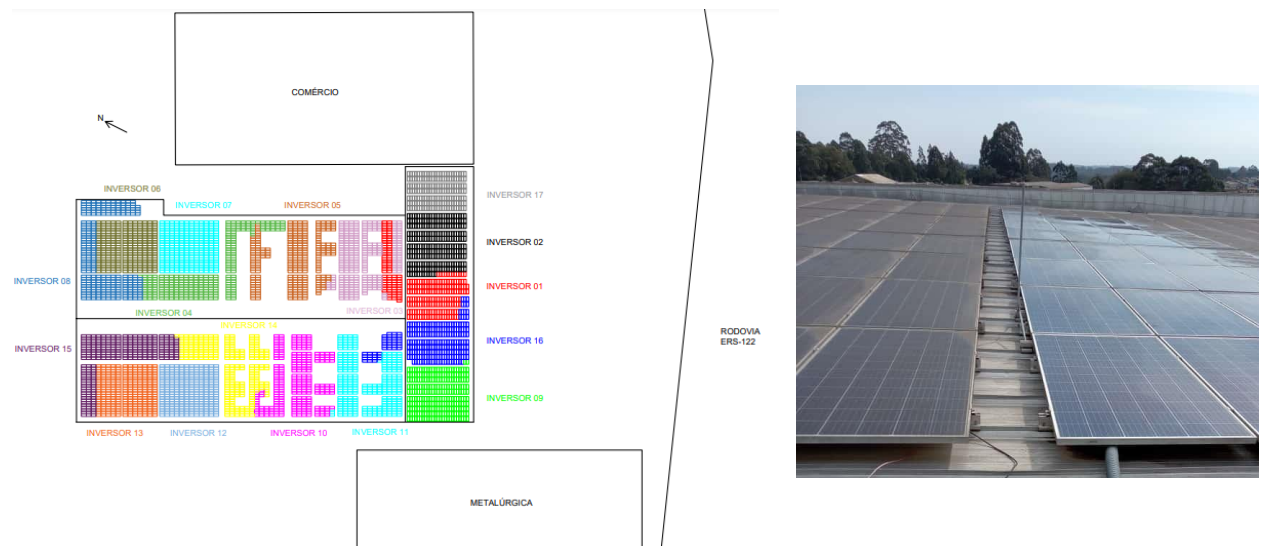


Figura 1 - Detalhes do entorno e da configuração do Sistema FV 1. Imagem dos módulos fotovoltaicos na região dos inversores 6, 7 e 8 durante a limpeza em agosto de 2022.

O Sistema FV 2 entrou em operação em agosto de 2022 e desde então tem mantido seu funcionamento regular. A primeira limpeza foi realizada no subsistema 1 em 09 de novembro de 2023 e não houve relato de dificuldades durante o processo. Nesse caso, o sistema possui dois

inversores e dois conjuntos de módulos idênticos. O estudo fará a comparação do desempenho de ambos após a limpeza do subsistema 1.



Figura 2 - Conjunto de módulos do Sistema FV 2.

A limpeza dos módulos foi realizada de forma manual, utilizando água, detergente neutro e uma escova com cerdas macias de *nylon*. Esse método foi selecionado devido à sua eficácia em remover sujeira e resíduos sem danificar os componentes fotovoltaicos, além de possuir baixo custo e ser facilmente transportável.



Figura 3 - Material para limpeza dos módulos fotovoltaicos. Imagem do Sistema FV 1.

A coleta de dados foi realizada através das plataformas online de monitoramento de cada sistema, nas quais foram coletados o histórico dos dados elétricos de saída de cada inversor. A métrica de desempenho utilizada para avaliar a produtividade do sistema foi a energia produzida por área. As plataformas de monitoramento disponibilizam os dados a cada cinco minutos, cujos valores foram agregados para representar a produção horária e, em seguida, divididos pela área de módulos para obter a energia produzida por unidade de área (kWh/m^2).

Apenas os dados registrados entre 09:00 e 15:00 foram utilizados para análise para garantir um foco específico nos momentos de maior incidência de radiação solar e, conseqüentemente, de maior conversão de energia pelo sistema fotovoltaico.

Para o recurso solar, serão utilizados os dados horários de irradiância global no plano horizontal (kJ/m^2), medidos pela estação meteorológica mais próxima. O fator de conversão

apresentado pela equação (1) foi utilizado para transformar a energia de quilojoules em quilowatt-hora.

$$E_{kWh} = \frac{E_{kJ}}{3600} \quad (1)$$

Durante a segunda limpeza do Sistema FV 1 em 2023 houve a substituição do *datalogger* e da plataforma de monitoramento, de modo que os dados após a limpeza são fornecidos apenas na base diária. A plataforma passou a fornecer apenas os dados consolidados diários, e a energia produzida também foi dividida pela área de módulos, resultando na energia produzida por unidade de área por dia (kWh/m²/dia). Nesse caso foi necessário somar a radiação total incidente para obter o total durante o dia em kWh/m²/dia.

Para análise, alguns dados foram descartados devido a inconsistências ou falhas na coleta. Esses dados incluíam leituras anômalas, interrupções na transmissão de dados ou falhas na rede elétrica. A exclusão desses dados irregulares foi necessária para garantir a integridade e a confiabilidade das análises subsequentes.

A análise realizada está sujeita a limitações devido aos eventos meteorológicos, os quais estão além do controle do estudo. Os sistemas fotovoltaicos são diretamente influenciados por condições meteorológicas, como a incidência de irradiação solar, variações na temperatura e ocorrência de chuvas. Esses eventos meteorológicos podem impactar significativamente a conversão de energia dos sistemas, afetando os resultados da análise. Portanto, é fundamental reconhecer que, apesar dos esforços em controlar variáveis e manter a consistência dos dados, a presença de eventos meteorológicos imprevistos introduzirá uma fonte de variabilidade que pode limitar a precisão das conclusões obtidas.

A regressão linear simples é utilizada quando existe uma relação linear entre a variável independente e a variável dependente, descrita pela equação (2). A determinação dos coeficientes b_0 e b_1 pode ser feita a partir do método dos mínimos quadrados, enquanto o termo ε representa uma perturbação aleatória na função, ou o erro da aproximação (PORTELLA *et al.*, 2015).

$$Y_i = b_0 + b_1 X_i + \varepsilon \quad (2)$$

Outro parâmetro utilizado frequentemente é o coeficiente de determinação, R^2 , que explica percentualmente quão próximos os dados estão da linha de regressão ajustada (PORTELLA *et al.*, 2015).

No contexto deste estudo, para cada sistema fotovoltaico haverá a comparação antes e depois da limpeza em três critérios: aumento percentual da energia elétrica gerada de acordo com o recurso solar disponível, incremento na produção diária e comparativo da potência máxima em dias similares antes e depois da limpeza.

A relação entre a radiação solar incidente e a energia elétrica produzida por inversor serão relacionadas a partir de um gráfico de dispersão, no qual a equação obtida pela regressão linear simples será analisada para o conjunto de dados antes e depois da limpeza. Nesse processo, o termo ε será desprezado. A reta foi ajustada para iniciar na origem, dado que quando não há recurso solar disponível, não há geração de energia pela usina, eliminando o termo b_0 da equação.

Dessa forma, o termo b_1 representa o índice de desempenho da usina, de modo que é possível comparar o aumento percentual da geração de energia e mensurar também, a partir da equação, o ganho energético. Para mensurar o impacto imediato da limpeza nos módulos fotovoltaicos e identificar possíveis alterações na correlação entre os parâmetros, diferentes tamanhos de amostra foram utilizados, abrangendo períodos que variaram de 10 a 30 dias antes e depois da limpeza.

Para comparar a potência instantânea (kW) antes e depois da limpeza dos módulos fotovoltaicos, as curvas em dias ensolarados serão comparadas sempre que os dados estiverem disponíveis. Essas curvas representam padrões de geração de energia ao longo do dia e fornecem uma linha de base para a potência esperada dos sistemas fotovoltaicos em condições normais de

operação. Isso permitirá uma análise das variações na potência antes e depois da limpeza, auxiliando na identificação do impacto dessa ação no desempenho dos sistemas.

O perfil diário de geração de energia refere-se ao padrão de produção de energia ao longo do dia. Nesta curva, o eixo horizontal representa as horas do dia, enquanto o eixo vertical representa a quantidade de energia gerada em quilowatts (kW). A curva mostra como a geração de energia varia ao longo do dia, atingindo o pico durante as horas de maior intensidade solar e diminuindo nas horas da manhã e da tarde. Essa curva é influenciada por fatores como a posição do sol no céu, o ângulo de inclinação e orientação dos painéis solares, e as condições meteorológicas locais.

3. Resultados e discussão

Após o tratamento dos dados, um gráfico de dispersão foi plotado com os dados de saída de cada inversor do sistema, ilustrando a relação entre a variável independente (irradiação solar) e a variável dependente (energia produzida) para os sistemas antes e depois da limpeza. Cada inversor representa um subsistema independente e os resultados serão avaliados individualmente.

O ganho percentual no coeficiente angular da reta representa a melhoria na conversão de energia após a limpeza através do aumento na eficiência do sistema. Quanto maior o ganho percentual, maior a diferença entre o ângulo de inclinação da reta antes e depois da limpeza, indicando uma maior resposta do sistema à remoção da sujeira. O ganho bruto em kWh/m² representa a diferença na produção de energia por unidade de área, fornecendo uma medida quantitativa do impacto da limpeza na produtividade dos painéis solares.

Inicialmente para o Sistema FV 1, foram utilizados os dados de energia produzida no intervalo de dez e quinze dias antes e após a limpeza. A comparação dos dados de cada intervalo será apresentada na tabela 3. Ela apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema limpo (a_L) e para o sistema sujo (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual no ângulo de inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m² (Δ).

Os dados compilados na tabela 3 revelam uma variedade de cenários em relação ao desempenho dos sistemas antes e depois da limpeza dos módulos fotovoltaicos. Inicialmente, observa-se que todos os subsistemas de inversores apresentaram um aumento no coeficiente de inclinação da reta após a limpeza, indicando uma melhora na conversão de energia. Uma vez que os módulos são limpos, a energia elétrica em corrente contínua na entrada do inversor é maior e, conseqüentemente, a energia elétrica convertida pelo inversor em corrente alternada também é maior. Esse aumento é evidenciado pelos valores positivos do ganho percentual de ângulo de inclinação da reta ($\Delta\%$), que variam entre 9,5% e 65,5% para o intervalo de dez dias e de 0,0% a 64,4% para o intervalo de quinze dias. Inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento entre 0,008 kWh/m² e 0,046 kWh/m² para o intervalo de dez dias e 0,000 kWh/m² e 0,046 kWh/m² para o intervalo de quinze dias.

No caso do inversor 17, observou-se a redução no ganho obtido. Após quinze dias, o coeficiente angular da reta tornou-se semelhante ao medido antes da limpeza, sugerindo que o desempenho deste subsistema é muito similar antes e depois da limpeza. É possível que os módulos não estivessem tão sujos em comparação aos demais, no entanto, é importante considerar que o período de 15 dias pode não ser conclusivo, pois podem existir outras variáveis impactando que não foram mensuradas ou diagnosticadas. Nos demais casos houve variações, mas o ganho se manteve quase constante, indicando uma resposta consistente dos inversores ao procedimento de limpeza.

É importante destacar que, apesar da distância em relação à estação do INMET, que fornece os dados de radiação global, a correlação entre a radiação global e a energia produzida é muito forte para o Sistema FV 1, como evidenciado pelo coeficiente R^2 próximo de 1. A forte associação entre os dados de irradiação solar e produção de energia valida a confiabilidade da análise, dado que o resultado está de acordo com o esperado da influência da irradiação solar na geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 3 - Resultados da regressão linear para os inversores do Sistema FV 1 em 2022.

Inversor	Período/dias	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\% / \%$	$\Delta / \text{kWh/m}^2$
1	10	0,1252	0,99	0,1019	0,98	22,9	0,023
1	15	0,1253	0,99	0,103	0,98	21,7	0,022
2	10	0,1254	0,99	0,1025	0,98	22,3	0,023
2	15	0,1257	0,99	0,1037	0,97	21,2	0,022
3	10	0,1257	0,99	0,0987	0,98	27,4	0,027
3	15	0,1275	0,99	0,1007	0,98	26,6	0,027
4	10	0,1265	0,99	0,0992	0,97	27,5	0,027
4	15	0,1263	0,99	0,0991	0,98	27,4	0,027
5	10	0,129	0,99	0,1033	0,98	24,9	0,026
5	15	0,1299	0,99	0,1038	0,98	25,1	0,026
6	10	0,1275	0,99	0,1085	0,97	17,5	0,019
6	15	0,1274	0,99	0,1088	0,98	17,1	0,019
7	10	0,1226	0,99	0,1028	0,97	19,3	0,020
7	15	0,1226	0,99	0,1028	0,98	19,3	0,020
8	10	0,1281	0,99	0,0972	0,97	31,8	0,031
8	15	0,1273	0,99	0,0976	0,98	30,4	0,030
9	10	0,1255	0,99	0,0991	0,99	26,6	0,026
9	15	0,1262	0,99	0,0985	0,98	28,1	0,028
10	10	0,1249	1,00	0,0856	0,99	45,9	0,039
10	15	0,1254	0,99	0,085	0,98	47,5	0,040
11	10	0,1238	0,99	0,0925	0,99	33,8	0,031
11	15	0,1244	0,99	0,0918	0,98	35,5	0,033
12	10	0,1207	0,99	0,0863	0,98	39,9	0,034
12	15	0,1217	0,98	0,0864	0,98	40,9	0,035
13	10	0,1163	0,98	0,096	0,99	21,1	0,020
13	15	0,1147	0,98	0,0967	0,98	18,6	0,018
14	10	0,117	0,99	0,0707	0,98	65,5	0,046
14	15	0,1172	0,99	0,0713	0,98	64,4	0,046
15	10	0,1201	1,00	0,0751	0,98	59,9	0,045
15	15	0,1208	0,99	0,075	0,98	61,1	0,046
16	10	0,1253	1,00	0,0977	0,99	28,2	0,028
16	15	0,1256	0,99	0,0973	0,98	29,1	0,028
17	10	0,0925	0,96	0,0845	0,97	9,5	0,008
17	15	0,0858	0,96	0,0858	0,97	0,0	0,000

Embora a maioria dos inversores tenha apresentado um R^2 elevado tanto antes quanto depois da limpeza, indicando uma boa relação entre a irradiação solar e a geração de energia, houve diminuição no R^2 após a limpeza em alguns inversores. Isso sugere que, em alguns casos, a relação entre essas variáveis pode ter se tornado menos previsível após o procedimento.

Quando os pontos de energia gerada se deslocam significativamente da reta de regressão, isso pode indicar a presença de fatores externos ou variações não previstas que influenciam a conversão de energia do sistema fotovoltaico, como condições meteorológicas adversas, sombreamento parcial dos painéis solares, variações na eficiência dos inversores ou até mesmo falhas técnicas nos componentes do sistema.

A grande variação do $\Delta\%$ pode ser atribuída à localização física dos inversores sobre o telhado. Observou-se que os inversores mais próximos da metalúrgica apresentaram um aumento mais significativo na geração de energia após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, conforme ilustrado na figura 4. Esse resultado sugere que o entorno pode ter influenciado na quantidade de sujeira depositada nos painéis solares e, conseqüentemente, na eficácia da limpeza dos módulos

conectados a cada inversor. Essa variabilidade destaca a importância de considerar o ambiente circundante ao avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

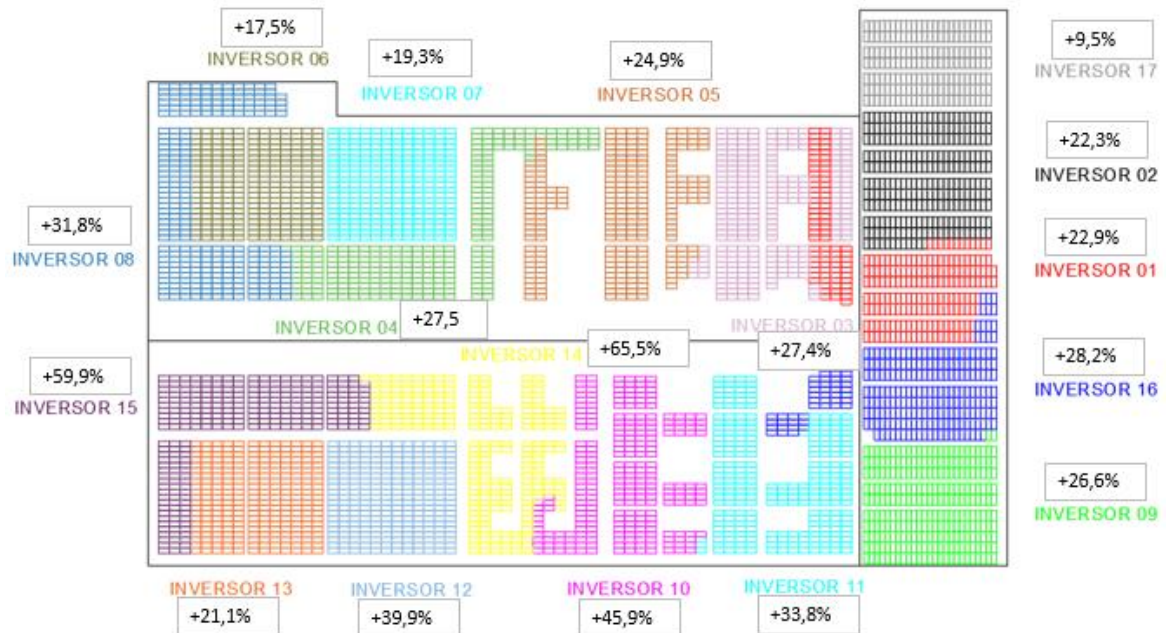


Figura 4 - Variação no aproveitamento da energia incidente sobre o Sistema FV 1 no intervalo de 10 dias após a limpeza em 2022.

Outro aspecto a ser considerado é o baixo ângulo de inclinação do telhado, que é de cerca de 3° . Esse ângulo de inclinação reduz a eficácia da autolimpeza dos painéis solares pela água da chuva e pela gravidade, o que favorece o acúmulo de poeira e outros detritos.

Após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, a curva de potência instantânea na saída dos inversores do Sistema FV 1 foi comparada em dias com irradiação global similares. No dia 11/08/2022, antes da limpeza, a irradiação total foi de $4,642 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ e no dia 24/08/2022, após a limpeza, a irradiação total foi de $4,671 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$, resultando em uma diferença percentual na irradiação de 0,63%.

Observou-se uma melhoria significativa na curva de potência instantânea de cada inversor, como ilustrado nas curvas de potência apresentadas na figura 5 para o inversor 01 e na figura 6 para o inversor 17. Os inversores 02 a 08 apresentaram resultados similares, os demais não foram considerados nesta análise, pois estavam sendo limpos no dia 24, e não havia outra dupla de dias similares dentro do intervalo analisado.

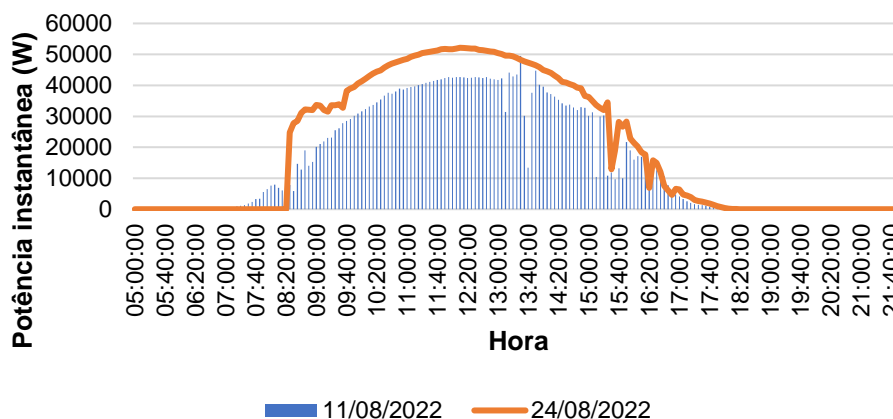


Figura 5 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 01 do Sistema FV 1 em 2022.

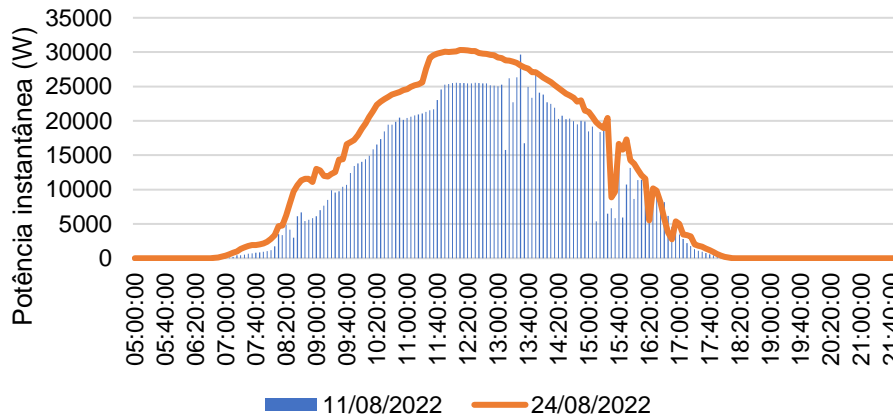


Figura 6 - Curva de potência antes e depois da limpeza do Inversor 17 do Sistema FV 1 em 2022.

Observa-se que para os inversores 01 a 08, cuja potência máxima de saída atinge 60.000 W, o ponto de máxima potência era de aproximadamente 40.000 W antes da limpeza. Após o procedimento, esse valor aumentou para cerca de 50.000 W, representando um incremento da ordem de 25%. No caso do inversor 17, cuja potência máxima de saída atinge 40.000 W, a potência máxima aumentou de 25.000 W para 30.000 W, o que equivale a um aumento de cerca de 20%. Essa mudança representa um aumento substancial na capacidade de geração de energia do sistema, conforme observado nas análises anteriores.

Uma nova limpeza foi realizada em 2023, após um ano de operação do sistema. Nessa limpeza, houve a substituição do *datalogger* e alteração da plataforma de monitoramento, de modo que os dados após a limpeza são fornecidos apenas na base diária.

O procedimento de análise a partir do diagrama de dispersão foi repetido com a mesma estação meteorológica para os intervalos de dez, vinte e trinta dias. A análise foi realizada nos inversores de 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08 e 17. Os demais não foram limpos nessa ocasião pela equipe de manutenção, de modo que não foi possível analisá-los.

A tabela 4 apresenta dados dos inversores ao longo dos anos 2022 e 2023, em diferentes períodos de análise, variando de dez a trinta dias. Os dados incluem o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema limpo (a_L) e para o sistema sujo (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual no ângulo de inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m² (Δ).

Para o intervalo de dez dias, observou-se que o a_S foi bastante similar de um ano para o outro, com variação entre -7,9% a 7,1%. Essa consistência sugere que a deposição de sujeira segue um padrão relacionado à localização do sistema, com pouca influência de variações ambientais ou fenômenos eventuais. Essa constância nos resultados reforça a confiabilidade dos dados obtidos, tornando-os adequados para estimativas e análises subsequentes.

No que diz respeito às retas para o sistema limpo, observa-se uma variação mais significativa, variando de -14,2% a 15,0% ao longo dos anos. Essa amplitude maior pode indicar que a mudança dos dados de base horária para diária também pode ter influenciado na variação dos resultados, esse ajuste na granularidade pode ter reduzido a precisão do resultado obtido.

Observa-se que a variação na eficiência após a limpeza varia significativamente entre os inversores. Por exemplo, para o inversor 05 em 2023, a melhoria no ângulo de inclinação da reta após a limpeza foi de 4,33% em o período de 10 dias, enquanto para o inversor 8 no mesmo ano e período, a melhoria foi de 32,65%.

Tabela 4 - Resultados da regressão linear para os inversores do Sistema FV 1 em 2023.

Inversor	Ano	Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	$\Delta / \text{kWh/m}^2$
1	2022	10 dias	0,1252	0,99	0,1019	0,98	22,87%	0,023
1	2023	10 dias	0,1149	0,99	0,1059	0,99	8,50%	0,009
1	2023	20 dias	0,1148	0,98	0,1066	0,99	7,69%	0,008
1	2023	30 dias	0,1170	0,99	0,1066	0,99	9,76%	0,010
2	2022	10 dias	0,1252	1,00	0,1026	0,97	22,03%	0,023
2	2023	10 dias	0,1172	0,99	0,1075	0,99	9,02%	0,010
2	2023	20 dias	0,1175	0,98	0,1080	0,99	8,80%	0,009
2	2023	30 dias	0,1181	0,99	0,1080	0,99	9,35%	0,010
3	2022	10 dias	0,1261	0,99	0,0991	0,97	27,25%	0,027
3	2023	10 dias	0,1131	0,99	0,1049	0,99	7,82%	0,008
3	2023	20 dias	0,1150	0,98	0,1056	0,99	8,90%	0,009
3	2023	30 dias	0,1218	0,98	0,1059	0,99	15,01%	0,016
4	2022	10 dias	0,1264	0,99	0,0975	0,97	29,64%	0,029
4	2023	10 dias	0,1210	0,98	0,1033	0,99	17,13%	0,018
4	2023	20 dias	0,1248	0,98	0,1041	0,99	19,88%	0,021
4	2023	30 dias	0,1282	0,98	0,1044	0,99	22,80%	0,024
5	2022	10 dias	0,1293	0,99	0,1022	0,97	26,52%	0,027
5	2023	10 dias	0,1109	0,98	0,1063	0,99	4,33%	0,005
5	2023	20 dias	0,1178	0,97	0,1065	0,99	10,61%	0,011
5	2023	30 dias	0,1242	0,98	0,1071	0,99	15,97%	0,017
6	2022	10 dias	0,1274	0,99	0,1074	0,97	18,62%	0,020
6	2023	10 dias	0,1366	0,98	0,1079	0,99	26,60%	0,029
6	2023	20 dias	0,1378	0,98	0,1078	0,99	27,83%	0,030
6	2023	30 dias	0,1385	0,99	0,1086	0,99	27,53%	0,030
7	2022	10 dias	0,1219	0,99	0,1012	0,97	20,45%	0,021
7	2023	10 dias	0,1143	0,98	0,1041	0,99	9,80%	0,010
7	2023	20 dias	0,1194	0,98	0,1046	0,99	14,15%	0,015
7	2023	30 dias	0,1238	0,98	0,1050	0,99	17,90%	0,019
8	2022	10 dias	0,1275	0,99	0,0961	0,97	32,67%	0,031
8	2023	10 dias	0,1365	0,98	0,1029	0,99	32,65%	0,034
8	2023	20 dias	0,1375	0,98	0,1021	0,99	34,67%	0,035
8	2023	30 dias	0,1383	0,99	0,1024	0,99	35,06%	0,036
17	2022	10 dias	0,0858	0,96	0,0858	0,97	0,00%	0,000
17	2023	10 dias	0,0987	0,99	0,0790	0,98	24,94%	0,020
17	2023	20 dias	0,1019	0,98	0,0882	0,98	15,53%	0,014
17	2023	30 dias	0,1001	0,96	0,0877	0,98	14,14%	0,012

Observa-se também que a alteração da análise horária para base diária mantém a constância dos dados e não limita a obtenção de resultados, ou seja, são intercambiáveis.

Inicialmente, esperava-se que o aumento no intervalo de tempo analisado resultasse em uma redução linear na eficiência da limpeza, à medida que os efeitos benéficos diminuíssem com o passar do tempo. No entanto, os sistemas apresentaram um comportamento inesperado e inconsistente, e não foi possível realizar essa inferência de forma direta, o que pode ser explicado pela existência de algumas limitações no método de análise aplicado. No caso do inversor 01, houve melhora de 8,50% após os primeiros dez dias e de 9,76% após trinta dias, ou seja, o desempenho do inversor seguiu melhorando nos dias seguintes. Já para o inversor 17, houve melhora de 24,94% após os primeiros dez dias e de 14,14% após trinta dias, ou seja, o desempenho do inversor reduziu significativamente nos dias seguintes.

A análise foi replicada para o Sistema FV 2, composto por dois subsistemas idênticos. Em um dos inversores, procedeu-se à limpeza dos módulos, enquanto o outro permaneceu sujo, permitindo uma comparação direta do desempenho entre ambos. Os dados foram analisados em dois intervalos distintos, um de dez dias e outro de vinte dias. O coeficiente de determinação (R^2) para as equações ajustadas tanto para os dados do inversor com módulos limpos quanto para o inversor com os módulos sujos indica um bom ajuste dos modelos aos dados observados. Os pontos com desvio significativo da reta podem indicar a influência de fatores externos ou variações locais do recurso solar não previstas, como condições meteorológicas adversas e sombreamento parcial dos inversores.

Houve melhora no coeficiente angular da reta do inversor 1, que foi limpo no dia nove de novembro de 2023, o que indica aumento na conversão de energia, conforme apresentado na tabela 5. Ela apresenta o coeficiente angular da equação das retas ajustadas para o sistema após a limpeza (a_L) e antes da limpeza (a_S), junto aos respectivos coeficientes de determinação (R^2), ganho percentual no ângulo de inclinação da reta ($\Delta\%$) e ganho energético em kWh/m² (Δ).

Tabela 5 - Resultados da regressão linear para os inversores do Sistema FV 2.

Inversor	Período	a_L	R^2	a_S	R^2	$\Delta\%$	$\Delta / \text{kWh/m}^2$
1	10 dias	0,1472	0,96	0,1393	0,98	5,7%	0,008
2	10 dias	0,1364	0,96	0,1404	0,98	-2,9%	-0,004
1	20 dias	0,1430	0,97	0,1370	0,98	4,4%	0,006
2	20 dias	0,1332	0,97	0,1380	0,98	-3,5%	-0,005

Para o inversor 1, houve um aumento de 5,68% na conversão de energia por unidade de área, enquanto para o inversor 2, houve redução de -2,85%. Ao estender o período de análise para 20 dias, a diferença nos resultados entre os inversores persiste. O inversor 1 ainda apresenta um ganho positivo de 4,40%, enquanto o inversor 2 mantém uma redução de -3,50% na produtividade após a limpeza.

Em valores brutos, inferiu-se que para cada 1 kWh/m² de irradiação solar incidente houve melhora do aproveitamento de 0,008 kWh/m² para o intervalo de dez dias e 0,006 kWh/m² para o intervalo de vinte dias. Por outro lado, no caso do inversor 2, a redução foi da ordem de -0,004 kWh/m² para o intervalo de dez dias e -0,005 kWh/m² para o intervalo de vinte dias.

Ao comparar o percentual de aumento do ganho entre o Sistema FV 1 e o Sistema FV 2, observa-se uma diferença significativa nos resultados. Enquanto o Sistema FV 1 apresentou um aumento substancial no ganho, variando de 9,5% a 65,5%, após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, o Sistema FV 2 registrou um aumento mais modesto de 5,7%. Essa disparidade pode ser atribuída às condições do entorno onde os sistemas estão localizados. O Sistema FV 1 está em um ambiente mais propenso ao acúmulo de sujeira, o que exigiu uma intervenção mais significativa para restaurar sua eficiência. Por outro lado, o Sistema FV 2 pode ter sido menos afetado pelas condições ambientais adversas devido a um entorno menos propício à deposição de sujeira e ao ângulo de inclinação mais acentuada do telhado, que contribuem para a redução do volume de sujeira e para a autolimpeza por chuva e gravidade. Essa discrepância destaca a importância de considerar o contexto ambiental ao avaliar o impacto da limpeza nos sistemas fotovoltaicos.

A curva de potência instantânea dos inversores do Sistema FV 2 também apresentou melhorias. Na figura 7, observa-se a curva de potência de ambos os inversores no dia anterior à limpeza, onde as curvas se sobrepõem quase perfeitamente.

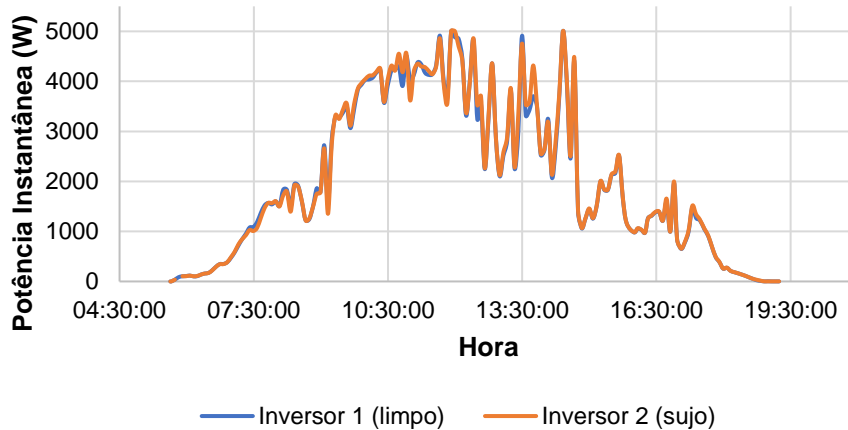


Figura 7 - Curva de potência no dia 8 de novembro de 2023, anterior à limpeza do Sistema FV 2.

Já na figura 8, que mostra o dia seguinte à limpeza dos módulos do inversor 1, destaca-se que ele conseguiu manter a potência máxima de saída consistente entre 10:30 e 13:30, enquanto o inversor com módulos sujos alcançou o máximo de forma inconsistente ao longo do dia.

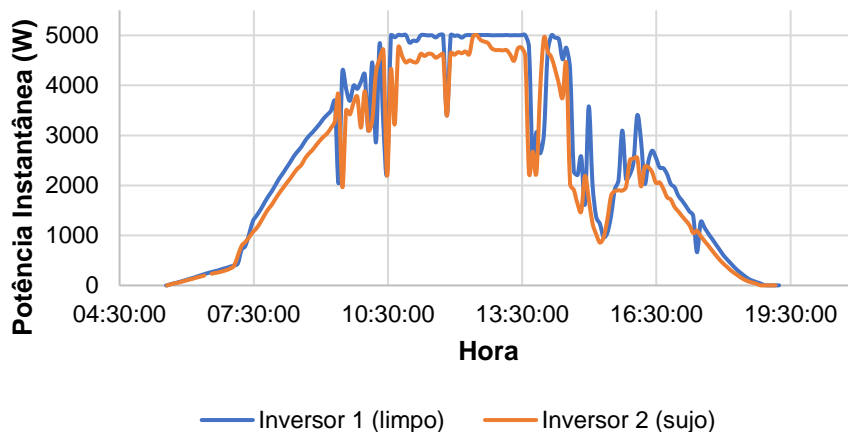


Figura 8 - Curva de potência no dia 10 de novembro de 2023, após à limpeza do Sistema FV 2.

4. Conclusão

O principal objetivo deste trabalho foi estudar, modelar e analisar o impacto da sujidade no desempenho energético de sistemas fotovoltaicos, através da mensuração do ganho obtido após a limpeza dos sistemas. Os dados da saída do inversor de cada sistema no intervalo de até 30 dias antes e depois do procedimento foram coletados, organizados e tratados. Isso também foi feito para os dados de irradiação obtidos através das estações meteorológicas mais próximas, limitado a um raio de 50 km.

Foi possível modelar a relação entre a irradiação solar e a energia produzida utilizando técnicas de regressão linear, com um coeficiente de determinação próximo a 1, o que indica um bom ajuste do modelo.

Observou-se uma melhoria notável na curva de potência dos inversores após a limpeza dos módulos fotovoltaicos, principalmente no caso do Sistema FV 1. A melhoria em patamares mais modestos foi consistente no inversor 2. Além disso, no caso do Sistema FV 1 observou-se o efeito do entorno nos ganhos obtidos, sendo que os inversores mais próximos da metalúrgica melhoraram

a geração em até 65%. O efeito também é destacado ao observar a curva de potência instantânea em dias diferentes com irradiação similares.

Apesar da expectativa de uma redução na eficiência da limpeza com o passar do tempo, os sistemas apresentaram um comportamento variado ao longo do tempo, o que sugere que outros fatores estão influenciando o desempenho. A análise desses resultados ajuda na compreensão dos efeitos da limpeza nos sistemas fotovoltaicos e pode influenciar estratégias futuras de manutenção.

As análises também evidenciaram a influência de fatores como o ângulo de inclinação do telhado, sombreamento e condições ambientais na conversão de energia solar. Sistemas com ângulo de inclinação menos acentuado tendem a acumular mais sujeira e apresentar menor autolimpeza por chuva e gravidade.

No entanto, é importante reconhecer as limitações deste estudo, como a falta de dados detalhados sobre as condições meteorológicas e a precisão das medições. A análise se baseia em dados disponíveis nas plataformas de monitoramento, os quais podem estar sujeitos a imprecisões ou limitações técnicas. Essas limitações destacam a necessidade de pesquisas futuras para explorar ainda mais os efeitos da limpeza dos módulos fotovoltaicos em diferentes contextos e condições meteorológicas.

Sugere-se que estudos adicionais investiguem a eficácia de diferentes técnicas de limpeza, a influência de variáveis ambientais específicas (precipitação, temperatura do ar, umidade relativa do ar, velocidade do vento e pressão atmosférica) e o desenvolvimento de modelos preditivos para otimizar a manutenção de sistemas de energia solar. Também avaliar a possibilidade de adaptar a metodologia para estimar a taxa de sujidade em uma estimativa diária (%/dia).

Este estudo oferece uma análise abrangente dos efeitos da sujidade sobre a produtividade de usinas solares fotovoltaicas, bem como os ganhos energéticos observados após a limpeza dos módulos. Isso corrobora que a limpeza regular dos módulos pode ser uma prática benéfica para maximizar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos, especialmente em áreas propensas à acumulação de sujidade.

Referências

- ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. (2023). *Infográfico ABSOLAR*. <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>
- Braga, D. S., Costa, S. C. S., Diniz, A. S. A. C., Santana, V. A. C., Kazmerski, L. L. (2020). Estudo da relação entre parâmetros ambientais e taxa de sujidade em módulos fotovoltaicos. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar / VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil. <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.890>
- Costa, S. C. S., Diniz, A. S. A. C., Santana, V. A. C., Muller, M., Micheli, L., Kazmerski, L. L. (2018). Avaliação da Sujidade em Módulos Fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar / VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, Brasil. <https://doi.org/10.59627/cbens.2018.191>
- Costa, S. C. S., Diniz, A. S. A. C., Kazmerski, L. L., Maia, C. B., Campos, C. D., Braga, D. S., Brito, P. P., Santana, V. C., Barbosa, E. M., Hanriot, S. de M. (2019). Comparative Investigations of the Effects of Soiling of PV Modules and Systems in Tropical, Subtropical, and Semi-Arid Climate Zones in Brazil. IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) / IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), Chicago, EUA. [10.1109/PVSC40753.2019.8980505](https://doi.org/10.1109/PVSC40753.2019.8980505)
- Duarte, T. P., Costa, S. C. S., Diniz, A. S. A. C., Kazmerski, L. L. (2020). Estimativa da Taxa de Sujidade em Módulos Fotovoltaicos Utilizando Dados de Densidade Gravimétrica. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar / VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, Brasil. <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.888>
- Hickel, B. M. (2017). *O Impacto no Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Causado pelo Acúmulo de Sujidade Sobre os Módulos FV – Metodologia e Avaliação Através de Curvas IxV em Campo*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC,

Brasil.

- Jamil, W. J., Rahman, H. A., Shaari, S., Desa, M. K. M. (2020). Modeling of Soiling Derating Factor in Determining Photovoltaic Outputs. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 10 (5), 1017 - 1423. [10.1109/JPHOTOV.2020.3003815](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3003815)
- Jamil, W. J., Rahman, H. A., Shaari, S., Salam, Z. (2017). Performance degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 876 – 891. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.072>
- Javed, W., Guo, B., Figgis, B., Aissa, B. (2021). Dust Potency in the Context of Solar Photovoltaic (PV) Soiling Loss. *Solar Energy*, 220, 1040 – 1052. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.015>
- Lemos, L. de O. (2016). *Estudo do Efeito do Acúmulo de Sujidade na Eficiência de Módulos Fotovoltaicos*. Dissertação de mestrado, Centro Federal de Educação Tecnológica, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.
- Micheli, L., Theristis, M., Livera, A., Stein, J. S., Georghiou, G. E., Muller, M., Almonacid, F., Fernández, E. F. (2021). Improved PV Soiling Extraction Through the Detection of Cleanings and Change Points. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 11(2), 519 - 526. [10.1109/JPHOTOV.2020.3043104](https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2020.3043104)
- Pavan, A. M., Mellit, A., De Pieri, D. De. (2011). The Effect Of Soiling On Energy Production For Large-Scale Photovoltaic Plants. *Solar Energy*, 85, 1128 – 1136. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.03.006>
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. L., Rüther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. G. (2017). Atlas brasileiro de energia solar. *INPE*. <http://doi.org/10.34024/978851700089>
- Portella, A. C. F., Nascimento, I. R. do, Alves, A. F., Scheidt, G. N. (2015). *Estatística básica para os cursos de ciências exatas e tecnológicas*. EDUFT.
- Rampinelli, G., Machado, S. (2021). *Manual de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída: teoria e prática*. Brazil Publishing.
- Rezende, V. G. S. (2018). *Análise das Perdas de Produtividade em Geradores Fotovoltaicos por Efeito de Sujidade*. Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo, São Paulo, Brazil.
- Varga, H. F., Wiesner, M. R. (2021). Effect of Dust Composition on the Reversibility of Photovoltaic Panel Soiling. *Environ. Sci. Technol*, 55, 1984 – 1991. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c06196>
- Younis, A.; Alhorr, Y. Modeling of Dust Soiling Effects on Solar Photovoltaic Performance: A Review. *Solar Energy*, 220, p. 1074 – 1088. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.04.011>