



Avaliação da eficiência da produção de energia solar, para um sistema fotovoltaico residencial

Ewerton de Souza Muniz¹, Rosiberto Salustiano da Silva Junior², Taiane Alves da Silva³, Luana do Nascimento Vasconcelos⁴, Roberto Fernando de Fonseca Lyra⁵, Marcos Antonio Lima Moura⁶, Luan Santos de Oliveira Silva⁷

¹Aluno de Graduação de Meteorologia no Instituto de Ciências Atmosféricas pela Universidade Federal de Alagoas (UFAL). ORCID: 0009-0003-7913-9813

²Professor Nível Associado da Universidade Federal de Alagoas (UFAL) e Doutor em Meteorologia pela Universidade de São Paulo (USP). ORCID: 0000-0001-7152-0095

³Aluno de Pós-Graduação em Meteorologia no Instituto de Ciências Atmosféricas pela Universidade Federal de Alagoas (UFAL). ORCID: 0000-0003-1448-3819

⁴Aluno de Graduação de Meteorologia no Instituto de Ciências Atmosféricas pela Universidade Federal de Alagoas (UFAL). ORCID: 0009-0009-7001-5287

⁵Professor Nível Associado da Universidade Federal de Alagoas e Doutor em Física da Atmosfera (micrometeorologia) pela *Université Paul Sabatier*. ORCID: 0000-0003-4066-7451

⁶Professor Nível Associado da Universidade Federal de Alagoas e Doutor em Agronomia pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. ORCID: 0000-0002-1523-7647

⁷Aluno de Pós-Graduação em Meteorologia no Instituto de Ciências Atmosféricas pela Universidade Federal de Alagoas (UFAL). ORCID: 0000-0002-9676-1327

Artigo recebido em 17/09/2024 e aceito em 03/02/2025

RESUMO

O estudo busca avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico instalado em Alagoas, Brasil, através da análise da taxa de desempenho (PR) e sua relação com as variáveis meteorológicas. Foram coletados dados de uma microusina fotovoltaica, incluindo geração de energia, potência nominal e dados meteorológicos (irradiação solar, temperatura, umidade relativa do ar, velocidade do vento e precipitação). O PR foi calculado para avaliar a eficiência real do sistema em relação à sua capacidade nominal, onde foi utilizado um arranjo fotovoltaico instalado com microinversores, que de acordo com a literatura são os que obtêm melhores resultados de PR. Foi feita análise de algumas variáveis meteorológicas como: irradiação solar, umidade relativa do ar, temperatura do ar, precipitação pluviométrica e velocidade do vento, além destas variáveis foi proposta também a sujidade, assim observando o impacto de cada uma no desempenho do arranjo. A instalação obteve excelentes resultados, onde o valor médio do PR foi de 89,70%. Além também de utilizar dados da Estação Meteorológica Automática (EMA) e do arranjo fotovoltaico para obtermos a equação com a finalidade de realizar uma equação fotovoltaica onde a partir desta, a geração de um mapa fotovoltaico seja possível para a região estudada e para locais com condições climáticas semelhantes.

Palavra-Chave: Taxa de desempenho, variáveis meteorológicas, equação fotovoltaica.

Evaluation of the complementarity between wind and solar resources and considerations stability in the electricity sector

ABSTRACT

The study aims to evaluate the performance of a photovoltaic system installed in Alagoas, Brazil, through the analysis of the Performance Ratio (PR) and its relationship with meteorological variables. Data was collected from a micro photovoltaic power plant, including energy generation, nominal power, and meteorological data (solar irradiation, temperature, relative humidity, wind speed and precipitation). The PR was calculated to assess the actual efficiency of the system compared to its nominal capacity. The system used a photovoltaic arrangement with microinverters, which, according to literature, achieve the best PR results. Analysis was performed on several meteorological variables such as solar irradiation, relative humidity, air temperature, rainfall, and wind speed. Additionally, soiling was considered to observe its impact on the performance of the array. The installation achieved excellent results, with an average PR value of 89.70%. Data from the Automatic Weather Station (AWS) and the photovoltaic array were also used to develop a photovoltaic equation, enabling the creation of a photovoltaic map for the studied region and areas with similar climatic conditions.

Keywords: Performance Ratio, meteorological variables, photovoltaic equation.

Introdução

A energia renovável é a solução mais confiável para atender à demanda global por energia limpa, impulsionada pelo rápido crescimento das necessidades energéticas globais e pelo esgotamento dos combustíveis fósseis à base de carbono. Além disso, os impactos ambientais negativos dos combustíveis fósseis intensificaram a busca por fontes alternativas de energia. Entre elas, a energia solar se destaca como a mais conveniente, devido à sua abundância, renovabilidade e sustentabilidade (Rubbi et al., 2020).

No Brasil, as fontes não renováveis, principalmente o petróleo e seus derivados, ainda dominam a matriz energética, representando 50,9% do consumo total. Embora a biomassa da cana seja a principal fonte renovável, com 16,9% de participação, a energia solar, foco deste estudo, ainda representa apenas 1,7%. De acordo com o Balanço Energético Brasileiro (BEN) de 2024, a energia fotovoltaica obteve-se um crescimento maior que todas as outras fontes de energia elétrica, obtendo um crescimento de 68,1% em comparação a 2022, isso deve-se ao fato da maior implementação de geradores fotovoltaicos em residências. O Nordeste do Brasil (NEB) obteve valores de 62% de capacidade de geração de energia instalada em todo o país de acordo com o relatório final do BEN 2023, sendo considerada a maior produtora de energia fotovoltaica no país, porém a porcentagem para Alagoas localização do estudo é de, aproximadamente, 4,86% ou seja, possui uma participação relativamente pequena, indicando um espaço para expansão. De acordo com Pereira et al. (2017), a região do NEB tem um grande potencial solar onde a variabilidade da radiação global na região é muito pequena indicando assim uma maior estabilidade na produção de energia solar ao longo de todo ano, fazendo com que o foco da região fosse adquirir painéis fotovoltaicos para diminuir a degradação ao meio ambiente e menor desgaste econômico, onde os estados que obtêm valores de capacidade inferior a 15%, deveriam obter mais focos para aumentar a produção e aumentar a diversidade na matriz energética.

A maneira mais eficaz de avaliar o recurso solar é por meio de dados de alta qualidade sobre a radiação solar medida

localmente, o que representa o cenário ideal para fortalecer a viabilidade financeira de um grande projeto solar. Contudo, tais medições estão limitadas a um período bastante curto ou representam apenas pequenas áreas dentro de um campo de visão limitado (Luiz et al., 2018). Uma alternativa é utilizar bancos de dados preexistentes de irradiância, derivados de satélites ou modelagem atmosférica. Nos últimos anos, várias técnicas baseadas em dados de satélite surgiram, proporcionando estimativas razoáveis da irradiação solar na superfície (Alexandri et al., 2017; Bhattacharya et al., 2013; Letu et al., 2020; Martins et al., 2007; Pereira et al., 2017; Vamvakas et al., 2020). No entanto, as medições da irradiação solar por si só não atendem plenamente às necessidades dos operadores de sistemas de energia. A conversão deste recurso em produção real de energia é uma etapa essencial, frequentemente subestimada devido às grandes incertezas que podem surgir quando as características detalhadas do sistema fotovoltaico não são devidamente consideradas (Reindl et al., 2017). Por isso, é fundamental combinar técnicas meteorológicas e aplicá-las para satisfazer as exigências dos operadores de sistemas de energia e dos proprietários de instalações de fontes renováveis (Silva et al., 2024).

No tocante a eficiência dos sistemas fotovoltaicos e o alto investimento frequentemente associado à instalação e aquisição de equipamentos para geração de energia solar residencial, é essencial otimizar ao máximo a geração de energia, tanto em aplicações residenciais quanto comerciais. Verificar o desempenho das instalações fotovoltaicas, através de um método amplamente conhecido como *Performance Ratio* (PR) ou Taxa de Desempenho, é fundamental para medir a eficiência real de um sistema fotovoltaico em comparação com sua capacidade nominal. O cálculo dessa métrica foi proposto e desenvolvido pela IEC 61724-1, utilizando dados mensais ou diários para quantificar o rendimento do sistema. Urrejola et al. (2016) enfatizaram que a garantia dada pelo fabricante de desempenho de 80% é válida por 25 anos, porém a potência de saída gerada depende de alguns fatores como temperatura, na qual o aumento da mesma pode fazer com que a potência do módulo seja reduzida. De acordo com Araújo et al. (2019) sujidade faz com que a captação da célula seja reduzida

fazendo com que a produção seja diminuída, além de reduzir a vida útil do painel. Já a velocidade do vento pode reduzir a temperatura das células e fazer com que o desempenho seja mais produtivo, a instalação incorreta do sistema (inclinação, utilização de cabos curtos fazendo com que a temperatura aumente, inversores ruins, etc). A importância da obtenção de tais dados é suficiente para verificar se o arranjo fotovoltaico está produzindo com capacidade total, já que os fatores citados podem diminuir a produção como, fazendo com que perca parte da energia produzida, ocorrendo assim um não aproveitamento do sistema instalado de acordo com Souza et al. (2019).

Este artigo tem como finalidade avaliar o PR diário de um painel fotovoltaico para um período de três meses na cidade de Maceió - AL, averiguando como se comporta o desempenho do arranjo fotovoltaico quando comparado com as variáveis meteorológicas, desenvolvendo também uma equação para o mapeamento fotovoltaico para a região.

Material e métodos

Área de Estudo e Dados Utilizados

O estado de Alagoas possui uma área aproximada de 27.830,661 km² (IBGE, 2022),

representando aproximadamente 0,33% do território brasileiro. Está limitado ao Norte (N) e Oeste (W) com o estado de Pernambuco, ao sul (S) com os estados de Sergipe e Bahia e a Leste (E) com o oceano Atlântico (Figura 1b). Atualmente, o estado de Alagoas está dividido em três mesorregiões: o Leste, o Agreste e o Sertão Alagoano (Figura 1c). O mapa do acumulado médio anual da precipitação foi realizado a partir dos dados disponibilizado pelo CPTEC, o produto MERGE é formado pela combinação da precipitação observada juntamente com estimativas por satélite. Tal abordagem tem como intuito identificar as áreas de maior índice pluviométrico que, por sua vez, está relacionada a uma maior taxa de nebulosidade. Ou seja, acarretando numa atenuação da radiação solar (Júnior et al., 2021; Silva et al., 2023).

A mesorregião Leste Alagoano apresenta precipitação anual entre 1000 e 1800 mm, com um aumento gradual do Sul para o Norte. No Agreste, uma faixa subúmida com precipitação entre 800 e 1000 mm é causada pelo relevo acentuado do planalto da Borborema, que força a elevação e condensação dos ventos alísios de Sudeste/Leste, resultando em chuvas. Já o Sertão é a região mais seca do estado, exceto no extremo oeste, onde áreas mais úmidas são influenciadas pela orografia, devido às altitudes mais elevadas.

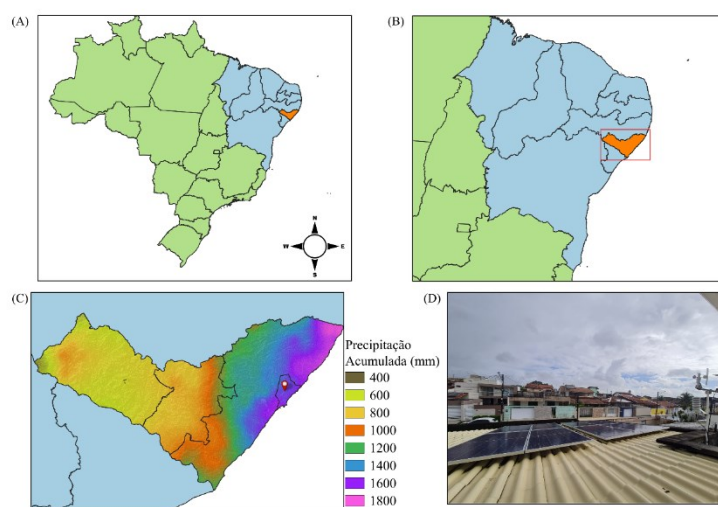


Figura 1: Área de estudo, Média Pluviométrica Acumulada Anual entre os anos de 2002 até 2022 para a base de dados MERGE-CPTEC, arranjo fotovoltaico utilizado e Estação Meteorológica Automática (EMA).

Os dados observados foram coletados a partir de uma microusina situada na região

metropolitana da cidade de Maceió no estado de Alagoas, localizado na costa Nordeste do

Brasil, nas seguintes coordenadas: -9,59° (latitude) e -35,77° (longitude) (Figura 1D). O sistema fotovoltaico é composto por oito módulos policristalinos RESUN, cada um com potência nominal de 320 Wp, eficiência de 17,53% e área de 1,94 m², totalizando 2,72 kWp de potência instalada. A energia gerada em corrente contínua pelos módulos é convertida para corrente alternada por dois inversores *Hoymiles* de 1200 W cada.

Conforme as especificações do fabricante, o inversor suporta sobrecargas de até 20% de sua potência nominal. Atualmente, o sistema opera com uma sobrecarga de 6% (1280W), dentro dos parâmetros de segurança. Os componentes do sistema demonstram alta tolerância a temperaturas elevadas, com o inversor operando até 85°C e os módulos fotovoltaicos até 65°C. A configuração do sistema, caracterizada por um "oversizing" dos módulos fotovoltaicos, proporciona um aumento significativo na geração de energia em horários de menor insolação, otimizando o aproveitamento da energia solar. Essa estratégia, embora limite a produção em picos de radiação, garante um desempenho mais consistente ao longo do dia, alinhado à capacidade do inversor.

Indicadores de desempenho fotovoltaico

A Tabela 2 apresenta os parâmetros utilizados para a avaliação de desempenho, conforme definido pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2014). As mesmas métricas de desempenho foram empregadas em diversos trabalhos da literatura para comparar sistemas de energia fotovoltaica com diferentes configurações, designs e tecnologias de conversão em operação ao redor do mundo (Gonzalez & Martins, 2024; Hacen Jed et al., 2020; Mpholo et al., 2015). O rendimento de referência (Y_r) compara a irradiação solar incidente na superfície do módulo (H_i) com a irradiância solar global de referência (G_{STC}), conforme definido na norma IEC 61538. O rendimento final ou do sistema (Y_f) é a relação entre a energia de saída em corrente alternada (E_{AC}) e a potência nominal (P_0) do sistema fotovoltaico, podendo ser interpretado como o número de horas em que o sistema operou em plena potência. A PR é um indicador amplamente aceito para avaliar o desempenho de usinas fotovoltaicas conectadas à rede, considerando as perdas ópticas, térmicas e elétricas.

Tabela 1: Medidas utilizadas para avaliar o desempenho do sistema de energia fotovoltaica.

Medida	Equação	Unidade
Rendimento de referência	$Y_r = \frac{H_i}{G_{STC}}$	kWh/kWp
Rendimento final	$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_0}$	kWh/kWp
Taxa de desempenho	$PR = \frac{100 \times Y_f}{Y_r}$	%

Estação Meteorológica Automática (EMA)

Para complementar o monitoramento do sistema foi instalada uma Estação Meteorológica Automática (EMA) o mais próximo possível do arranjo, com o objetivo de fornecer dados adicionais ao arranjo fotovoltaico. Os parâmetros medidos incluem um piranômetro para radiação solar, uma sonda para monitorar a temperatura ambiente e a

umidade relativa a 2 metros, e um anemômetro para medir a velocidade do vento a 2 metros. Todos os sensores foram conectados a um CR1000, onde são escaneados em intervalos de 10 minutos e os dados são armazenados a cada 1 hora. Estes dados estão disponíveis entre o intervalo de 10/03/2024 - 09/08/2024.

Regressão Linear Múltipla

A Regressão Linear Múltipla é uma técnica estatística que busca modelar a relação entre uma variável dependente e um conjunto de variáveis independentes. Este método permite identificar a contribuição específica de cada variável independente (ou preditora) para a determinação da variável dependente, facilitando assim a compreensão de como diferentes fatores influenciam o resultado final. A equação é definida como:

$$y = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + \dots + b_n \cdot x_n \quad (4)$$

onde, y é a saída (alvo) do modelo; x_1, x_2, \dots, x_n representam as entradas independentes do modelo; enquanto b_1, b_2, \dots, b_n são os coeficientes do modelo de regressão.

Neste estudo, a regressão linear múltipla foi implementada utilizando a biblioteca *sklearn*, que é uma das mais populares para aprendizado de máquina em *Python*.

Ferramentas Estatísticas Utilizadas

O Coeficiente de Correlação de Pearson (r), calculado usando a equação 5, foi empregado para quantificar a correlação linear entre o PR e cada uma das variáveis meteorológicas. Nesse contexto, $COV(X,Y)$ representa a covariância entre X e Y , enquanto σ_X e σ_Y são os desvios padrão de X e Y , respectivamente. O coeficiente r varia de +1 a -1, onde os valores próximos a +1 indica uma forte relação direta, 0 significa ausência de correlação linear, e valores próximos a -1 indica uma forte relação inversa (Devore, 2009). A Equação é definida como:

$$r = \frac{COV(X,Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \quad (5)$$

Outras métricas estatísticas foram calculadas nesta etapa para avaliar a dispersão e correlação entre dos dados da produtividade observada e estimada, incluindo o erro médio (viés) e a raiz do erro quadrático médio (REQM), conforme descrito a seguir:

$$viés = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i) \quad (6)$$

$$REQM = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (7)$$

Resultados e discussão

Relação entre PR x variáveis meteorológicas

Os valores de irradiação solar na área de estudo, de acordo com Pereira et al. (2017) atingem valores extremos em média de aproximadamente 5,3 kWh/m².dia até 5,59 kWh/m².dia. No entanto, a média observada no presente estudo foi de 4,17 kWh/m².dia ao longo de cerca de 5 meses. Com esses resultados pode-se fazer um planejamento para melhoria e otimização do arranjo. A análise do PR no sistema fotovoltaico demonstrou uma média de 88,68%, indicando um bom desempenho. Entretanto, foram observadas variações significativas na PR ao longo do período analisado, influenciadas por diversos fatores. A Figura 2 revela que os menores valores da PR foram registrados no início da série temporal, coincidindo com um período de pouca precipitação e possivelmente associados ao maior acúmulo de sujeira nos painéis.

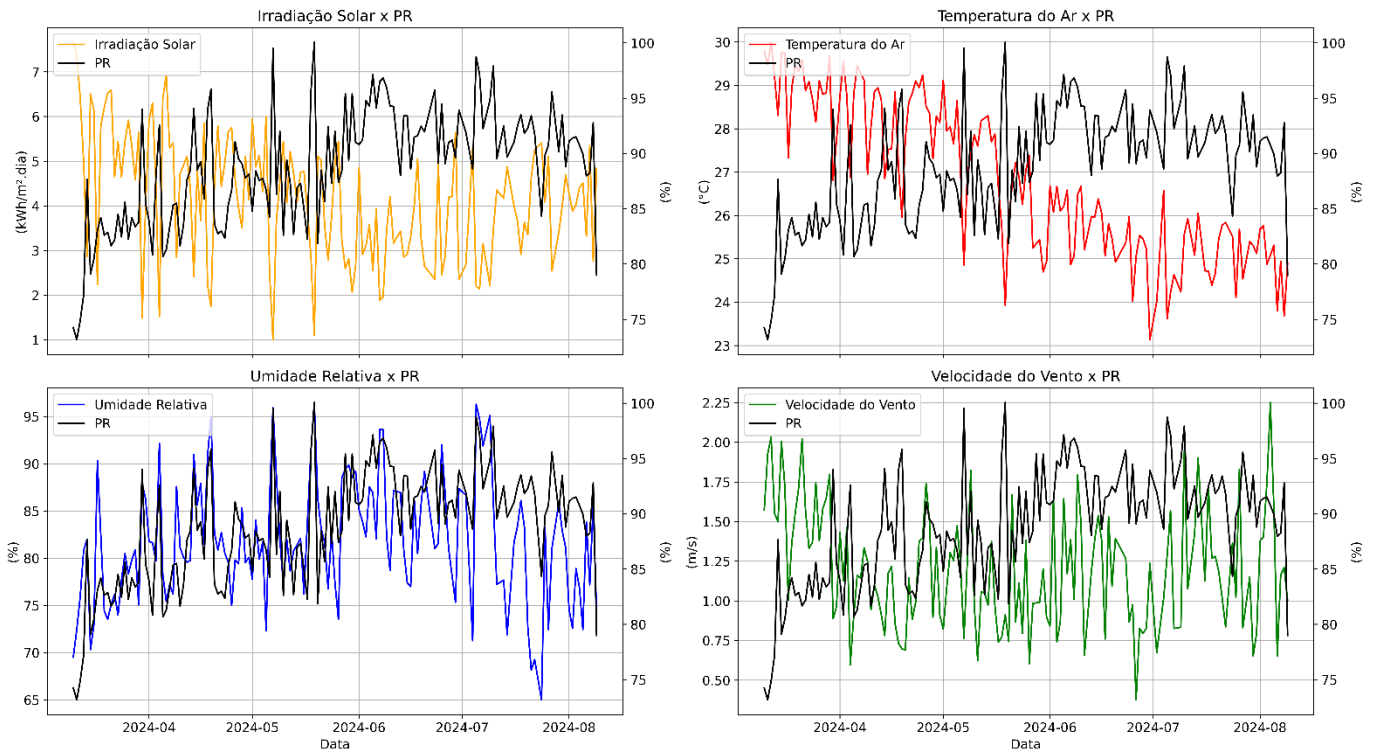


Figura 2: Relação entre as variáveis meteorológicas (irradiação, temperatura, umidade relativa e velocidade do vento) e a PR, com base nos valores médios diários, no período de 10/03/2024 a 09/08/2024.

Nota-se ainda na Figura 2 que a velocidade do vento influencia a PR, onde ventos mais intensos ajudam a diminuir a temperatura do sistema de geração de energia e consequentemente mantendo os painéis mais frescos e limpos, e, portanto, aumentando a eficiência na conversão de energia contínua (gerada pelos painéis) em alternada (utilizada nas residências). Estes resultados corroboram com os estudos de Salimi et al. (2023) que observaram como a velocidade do vento influencia diretamente na diminuição da perda por temperatura, ou seja, mesmo nas condições onde não ocorra precipitação para a diminuição da temperatura, a velocidade do vento pode suprir a carência para diminuição da mesma, porém vale lembrar que a presença de sujeira nos painéis fotovoltaicos com umidade relativa alta, a velocidade do vento necessita ser mais intensa para remoção desta sujeira.

A análise da Figura 2 permite uma compreensão mais aprofundada da relação entre a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico e a umidade relativa do ar. Conforme apontado por Guo et al. (2015) a umidade relativa do ar elevada faz com que a sujeira seja fixada nos painéis fotovoltaicos estando associado a maior concentração de vapor d'água presente na atmosfera, ou seja,

dificultando ainda mais a retirada da sujeira para ação simples, e, portanto, sendo necessário ventos mais intensos ou precipitações para diminuir a sujeira do painel de forma espontânea. A ocorrência de precipitação promove a limpeza parcial e natural dos painéis, removendo a sujeira acumulada e aumentando a eficiência do sistema.

A predominância de temperaturas mais baixas e maior frequência de precipitação em decorrência da estação chuvosa, que ocorre entre os meses de abril e julho (Silva Junior et al., 2022), contribuíram para um aumento significativo no PR, devido à limpeza natural dos painéis e a temperatura amena. Há também uma relação inversa entre a temperatura do ar e a PR nos dias com temperatura acentuada. Essa relação é esperada, pois a eficiência dos painéis solares tende a diminuir em dias mais quentes. De acordo com Seme et al. (2019), à medida que a temperatura sofre um aumento a eficiência diminui de forma contínua, uma vez que as condições para operação do módulo fotovoltaico são para condições de teste padrão.

A Tabela 2 mostra a realização da correlação linear entre a PR e as variáveis meteorológicas que, além da sujeira, podem influenciar o desempenho dos painéis fotovoltaicos. A irradiação solar e a

temperatura do ar são apontadas como as variáveis com maior impacto sobre a PR. Uma vez que valores elevados destas variáveis meteorológicas podem aumentar as perdas no inversor e reduzir a eficiência dos módulos, onde é demonstrado com mais detalhes por Debastiani et al. (2022) e Tahir et al. (2022).

A umidade relativa também mostrou uma correlação significativa com o PR. A

correlação moderada apresentada entre as variáveis PR e UR, deve-se principalmente à maior refrigeração do sistema, que por sua vez reflete também na diminuição da temperatura por sua relação inversamente proporcional. Nesta mesma linha de raciocínio, dias chuvosos tendem a elevar a umidade relativa, porém a nebulosidade faz diminuir a produção de energia.

Tabela 2: Avaliação estatística da relação PR e variáveis meteorológicas, onde: PR - Taxa de Desempenho, Temp - Temperatura do Ar a 2 metros, VV - Velocidade do Vento a 2 metros, UR - Umidade Relativa do Ar a 2 metros, e Irrad - Irradiação Solar, utilizando dados de médias diárias de 10/03/2024 - 09/08/2024

Métrica	PR X Irrad	PR X Temp	PR X VV	PR X UR
r	-0,76	-0,74	0,20	0,52

Estimativa da produção elétrica

Como o tamanho dos sistemas fotovoltaicos variam por local, a potência de saída de cada sistema é normalizada de acordo com a capacidade instalada antes que os métodos de regressão sejam treinados.

Conseqüentemente, todos os valores e erros são independentes do tamanho do sistema e podem ser comparados diretamente. Dessa maneira, o objetivo de estimar produtividade de um arranjo fotovoltaico com base em um modelo utilizando análise de regressão linear múltipla é estabelecido e apresentado como:

$$Y_f = 0.77818081 \cdot Irrad - 0.00318483 \cdot VV - 0.05529627 \cdot Temp - 0.0067925 \cdot UR + 2.414172883754501 \quad (6)$$

onde, Temp - Temperatura do Ar a 2 metros (°C), VV - Velocidade do Vento a 2 metros (m/s), UR - Umidade Relativa do Ar a 2 metros (%), e Irrad - Irradiação Solar (kWh/m².dia).

Essencialmente, a produtividade está relacionada à irradiação. Contudo, a temperatura do ar é um fator crucial para definir a produtividade. A temperatura do ar é influenciada principalmente pela velocidade do vento, que tem um efeito de resfriamento no módulo fotovoltaico. Importante ressaltar também que a precisão da estimativa depende do conjunto de dados de treinamento, por isso é essencial selecionar dados que sejam consistentes e representativos ao longo do tempo. Isso garante que o conjunto de dados capture uma ampla gama de variações

temporais, o que contribui para melhorar a precisão da equação.

Na Figura 3, a linha preta representa a produtividade registrada pela microssina, enquanto a linha vermelha mostra os resultados empregando a equação a partir do modelo de regressão linear múltipla, fazendo uso das medições meteorológicas a partir da EMA. Observa-se ligeiras dificuldades do modelo de regressão nos dias de extremos máximo e mínimo da produtividade, mas as séries temporais exibem padrões semelhantes entre as observações e as estimativas.

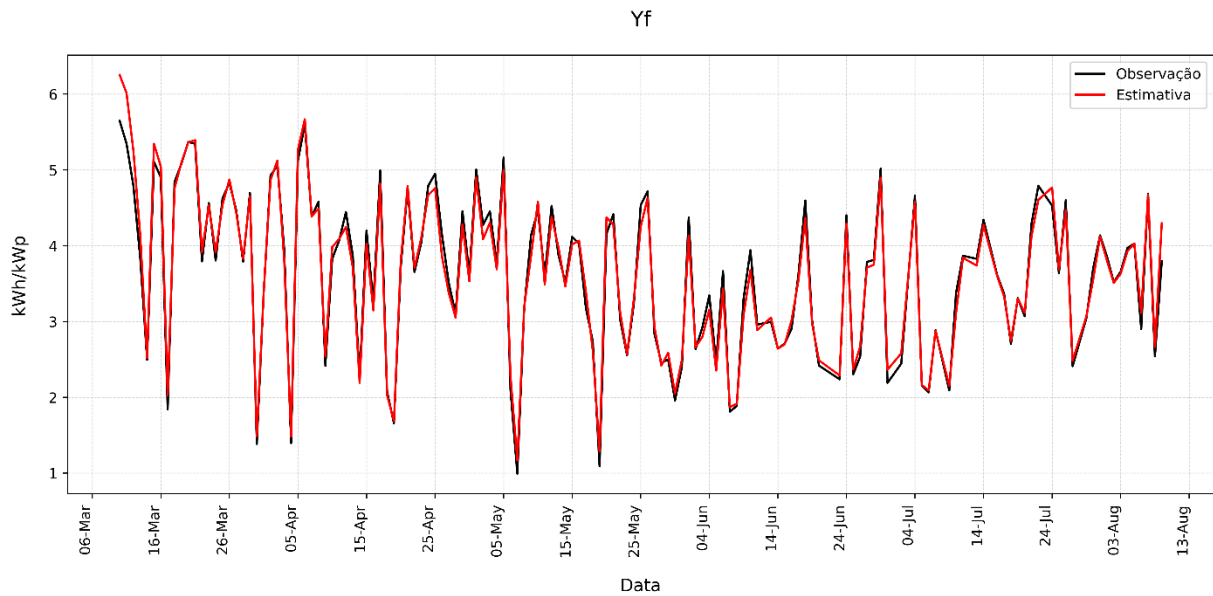


Figura 3: Comparação da produtividade observada e estimada.

A Figura 4 mostra a dispersão e as métricas estatísticas a partir do confronto entre a produtividade estimada pelo modelo de regressão proposto neste trabalho e os dados coletados da microusinina. Fica em evidência que os resultados do modelo de regressão seguem de perto a tendência das medições do sistema fotovoltaico. A obtenção de uma correlação quase perfeita ($r=0.99$), viés igual a zero e REQM próximo de zero sugere uma precisão perfeita nos dados de teste do modelo de

regressão, o que pode levantar preocupações sobre o sobreajuste ou a simplicidade dos dados utilizados. Ou seja, há a possibilidade de que o modelo tenha se ajustado excessivamente aos dados de treinamento, como também, é possível que o conjunto de dados tenha sido pequeno ou pouco complexo. Para validar a robustez e a aplicabilidade do modelo de regressão, futuras investigações serão realizadas, sendo aplicada a metodologia neste trabalho nas previsões em novos conjuntos de dados.

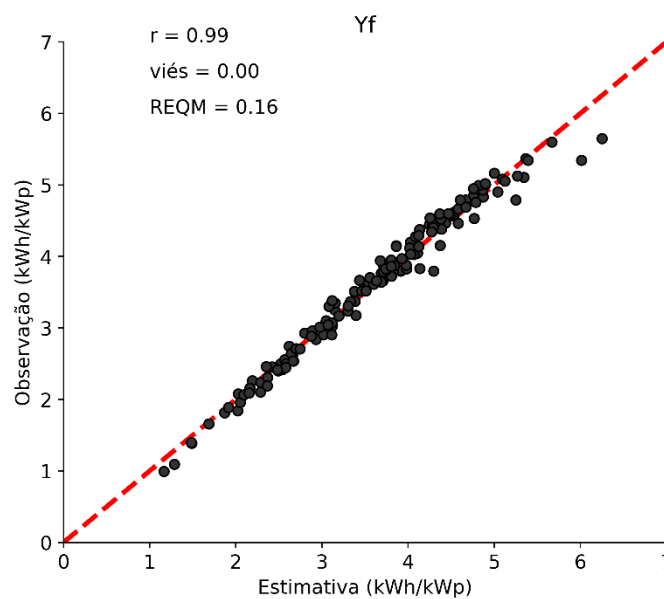


Figura 4: Figura da dispersão de dados referente a produtividade e métricas estatísticas (correlação, viés e REQM) realizadas a partir das medições da microusinina e a estimativa resultante do modelo de regressão linear múltipla.

Conclusão

O presente artigo teve o intuito de ter as dimensões dos problemas enfrentados para a obtenção do PR, onde foi averiguado a instalação, assim como as variáveis meteorológicas, como umidade relativa do ar, temperatura do ar e velocidade do vento onde foi possível observar a sua relevância no assunto. Além disto, também foi cumprido com êxito o objetivo em gerar uma equação para estimar a produtividade de um sistema fotovoltaico partir do modelo de regressão linear múltipla.

Os resultados mostraram que o modelo de regressão tem maiores pesos para a irradiação solar e a temperatura do ar. Vale ressaltar também a importância da umidade relativa do ar, onde ao decorrer do artigo mostramos que além da diminuição na temperatura ela também influencia na questão da limpeza dos painéis juntamente com a velocidade do vento. Sendo responsáveis tanto na limpeza dos painéis, como também, na regulação da temperatura do sistema fotovoltaico, fazendo com que a taxa de desempenho não seja comprometida.

Apesar da inclinação dos painéis da microssina ser de 8,53°, ou seja, estarem abaixo do recomendado da latitude de 9,59°, o arranjo fotovoltaico apresenta bons resultados. No entanto, é recomendado a correção para melhorar ainda mais a eficiência. Já no tocante a taxa de desempenho, o arranjo fotovoltaico, demonstrou ótimos resultados, uma vez que os fabricantes garantem uma eficiência de 80% do microinversor, e os valores obtidos neste estudo ultrapassam os 85%.

Os dados foram obtidos em um intervalo pequeno de forma diária por um período de 143 dias. Futuramente uma melhor averiguação do mesmo arranjo fotovoltaico com mais dados será realizada, para assim verificarmos os diferentes resultados da eficiência do painel fotovoltaico com variações sazonais.

Agradecimentos

Este estudo foi viabilizado graças aos recursos disponibilizados pelo Laboratório de Meteorologia Experimental, UFAL (LAMEX). O aluno de graduação Ewerton de Souza Muniz expressa sua gratidão pela bolsa de pesquisa concedida pelo CNPQ. O Prof. Dr. Rosiberto Salustiano da Silva Junior agradece à FAPEAL pela bolsa e pela confiança, sempre

incentivando e apoiando as pesquisas realizadas pelo Laboratório de Modelagem Atmosférica (LABMODEL).

Referências

- Alexandri, G., Georgoulas, A. K., Meleti, C., Balis, D., Kourtidis, K. A., Sanchez-Lorenzo, A., Trentmann, J., & Zanis, P. (2017). A high resolution satellite view of surface solar radiation over the climatically sensitive region of Eastern Mediterranean. *Atmospheric Research*, 188, 107–121. <https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2016.12.015>
- Araújo, D. N., Marques de Carvalho, P. C., & Dupont, I. M. (2019). Efeitos da acumulação de sujeira sobre o desempenho de módulos fotovoltaicos. *Revista Tecnologia*, 40(2), 1–23. <https://doi.org/10.5020/23180730.2019.9414>
- Bhattacharya, B. K., Padmanabhan, N., Mahammed, S., Ramakrishnan, R., & Parihar, J. S. (2013). Assessing solar energy potential using diurnal remote-sensing observations from Kalpana-1 VHRR and validation over the Indian landmass. *International Journal of Remote Sensing*, 34(20), 7069–7090. <https://doi.org/10.1080/01431161.2013.811311>
- Debastiani, G., Nogueira, C. E. C., Acorci, J. M., Siqueira, J. A. C., Silveira, V. F., & Souza, S. N. M. de. (2022). Comparação do impacto da temperatura no desempenho de módulos fotovoltaicos estáticos e com sistemas de rastreamento solar (L-O, L-O + N-S). *Research, Society and Development*, 11(4), e12311427220. <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i4.27220>
- Devore, J. L. (2009). *Probabilidade e estatística para engenharia e ciências*.
- Gonzalez, J. de O., & Martins, F. R. (2024). Performance study of a photovoltaic system operating on the southeastern coast of Brazil. *IEEE Latin America Transactions*, 22(5), 410–417. <https://doi.org/10.1109/TLA.2024.10500721>
- Guo, B., Javed, W., Figgis, B. W., & Mirza, T. (2015). Effect of dust and weather conditions on photovoltaic performance in Doha, Qatar. *2015 First Workshop on Smart Grid and Renewable Energy*

- (*SGRE*), *January*, 1–6.
<https://doi.org/10.1109/SGRE.2015.7208718>
- Hacen Jed, M. El, Ihaddadene, R., Ihaddadene, N., Elhadji Sidi, C. Elb., & EL Bah, M. (2020). Performance analysis of 954,809 kWp PV array of Sheikh Zayed solar power plant (Nouakchott, Mauritania). *Renewable Energy Focus*, *32*(January), 45–54.
<https://doi.org/10.1016/j.ref.2019.11.002>
- IBGE. (2022) Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística,
<https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/al/>.
- IEA. (2014). Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T13-03. In *IEA Pvps*.
- Júnior, J. M. L., Moura, M. A. L., Costa, N. B. da, Junior, R. A. F., Carvalho, A. L. de, & Querino, C. A. S. (2021). FREQUÊNCIA E PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DE TRANSMITÂNCIA ATMOSFÉRICA GLOBAL PARA A REGIÃO DE MACEIÓ-ALAGOAS / FREQUENCY AND PROBABILITY OF OCCURRENCE OF CLEARNESS INDEX FOR THE REGION OF MACEIÓ-ALAGOAS. *Brazilian Journal of Development*, *7*(2), 14685–14700.
<https://doi.org/10.34117/bjdv7n2-204>
- Letu, H., Yang, K., Nakajima, T. Y., Ishimoto, H., Nagao, T. M., Riedi, J., Baran, A. J., Ma, R., Wang, T., Shang, H., Khatri, P., Chen, L., Shi, C., & Shi, J. (2020). High-resolution retrieval of cloud microphysical properties and surface solar radiation using Himawari-8/AHI next-generation geostationary satellite. *Remote Sensing of Environment*, *239*(20), 111583.
<https://doi.org/10.1016/j.rse.2019.111583>
- Luiz, E. W., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., & Pereira, E. B. (2018). Analysis of intraday solar irradiance variability in different Brazilian climate zones. *Solar Energy*, *167*(December 2017), 210–219.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.005>
- Martins, F. R., Pereira, E. B., & Abreu, S. L. (2007). Satellite-derived solar resource maps for Brazil under SWERA project. *Solar Energy*, *81*(4), 517–528.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.07.009>
- Mpholo, M., Nchaba, T., & Monese, M. (2015). Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoeshoe I International Airport, Lesotho. *Renewable Energy*, *81*(2015), 845–852.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.001>
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L. de, Rütther, R., Abreu, S. L. de, Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., & Souza, J. G. de. (2017). *Atlas brasileiro de energia solar (Vol. 2): Vol. 2 edição*.
- Reindl, T., Walsh, W., Yanqin, Z., & Bieri, M. (2017). Energy meteorology for accurate forecasting of PV power output on different time horizons. *Energy Procedia*, *130*, 130–138.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.415>
- Rubbi, F., Habib, K., Saidur, R., Aslfattahi, N., Yahya, S. M., & Das, L. (2020). Performance optimization of a hybrid PV/T solar system using Soybean oil/MXene nanofluids as A new class of heat transfer fluids. *Solar Energy*, *208*(May), 124–138.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.07.060>
- Salimi, H., Mirabdollah Lavasani, A., Ahmadi-Danesh-Ashtiani, H., & Fazaeli, R. (2023). Effect of dust concentration, wind speed, and relative humidity on the performance of photovoltaic panels in Tehran. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, *45*(3), 7867–7877.
<https://doi.org/10.1080/15567036.2019.1677811>
- Seme, S., Sredenšek, K., Štumberger, B., & Hadžiselimović, M. (2019). Analysis of the performance of photovoltaic systems in Slovenia. *Solar Energy*, *180*(May 2018), 550–558.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.062>
- Silva Junior, R. S. da, da Gama, M. C. C., Mariano, G. L., de Oliveira Junior, J. F., Silva, E. H. de L., Silva, L. S. de O., & Cardoso, K. R. A. (2022). Evaluation of extreme precipitation events associated with natural disasters. *Revista Brasileira de Geografia Física*, *15*(6), 2755–2767.
<https://doi.org/10.26848/rbgf.v15.6.p275>

- 5-2767
- Silva, L. S. de O., Junior, R. S. da S., Querino, C. A. S., Júnior, J. M. L., & Moura, M. A. L. (2023). Impactos das mudanças de cobertura vegetal no saldo de radiação e fluxo de calor no solo nos tabuleiros costeiros de Alagoas. *Geografia*, 48(1983–8700).
- Silva, L. S. de O., Silva Junior, R. S. da, Lyra, R. F. da F., Martins, F. R., Moura, M. A. L., Leal Junior, J. B. V., Muniz, E. D. S., & Vasconcelos, L. do N. (2024). Avaliação da complementaridade entre os recursos eólico-solar e considerações sobre estabilidade no setor elétrico. *Revista Brasileira de Geografia Física*, 17(3), 1942–1960. <https://doi.org/10.26848/rbgf.v17.3.p1942-1960>
- Souza, A. De, Garcia Oliveira, A. P., Aristone, F., Rodrigues, V. D. S., & Mello, G. O. L. (2019). Efeitos Da Temperatura Ambiente E Da Velocidade Do Vento No Desempenho De Módulos Solares Fotovoltaicos. *InterEspaço: Revista de Geografia e Interdisciplinaridade*, 4(15), 362. <https://doi.org/10.18764/2446-6549.v4n15p362-375>
- Tahir, Z. R., Kanwal, A., Asim, M., Bilal, M., Abdullah, M., Saleem, S., Mujtaba, M. A., Veza, I., Mousa, M., & Kalam, M. A. (2022). Effect of Temperature and Wind Speed on Efficiency of Five Photovoltaic Module Technologies for Different Climatic Zones. *Sustainability (Switzerland)*, 14(23). <https://doi.org/10.3390/su142315810>
- Urrejola, E., Antonanzas, J., Ayala, P., Salgado, M., Ramírez-Sagner, G., Cortés, C., Pino, A., & Escobar, R. (2016). Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. *Energy Conversion and Management*, 114, 338–347. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.016>
- Vamvakas, I., Salamalikis, V., Benitez, D., Al-Salaymeh, A., Bouaichaoui, S., Yassaa, N., Guizani, A. A., & Kazantzidis, A. (2020). Estimation of global horizontal irradiance using satellite-derived data across Middle East-North Africa: The role of aerosol optical properties and site-adaptation methodologies. *Renewable Energy*, 157, 312–331. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.004>