

AVALIAÇÃO DOS PARÂMETROS ELÉTRICOS E DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FLUTUANTES

Cristiana Brasil Maia – cristiana@pucminas.br

Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz

Saulo Amador Bonfim

Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Departamento de Engenharia Mecânica

Lawrence Lee Kazmerski

Renewable and Sustainable Energy Institute (RASEI), University of Colorado Boulder

Resumo. A demanda global de energia tem se expandido devido ao aumento populacional, à industrialização e à urbanização. Para mitigar esses problemas, tem aumentado a procura por fontes de energia renováveis e limpas, destacando-se a energia solar fotovoltaica (PV) para geração elétrica. Aplicações emergentes para essa tecnologia incluem módulos flutuantes, caracterizados por sistemas fotovoltaicos em estuários ou lagos, especialmente reservatórios de usinas hidrelétricas. No presente trabalho é desenvolvida uma análise de módulos flutuantes no Brasil, discutindo suas vantagens e limitações. O estudo apresenta o desenvolvimento de um modelo para a simulação do desempenho de um gerador fotovoltaico de uma planta fotovoltaica flutuante, em função de condições dadas. Foram usados como referência dados de um sistema flutuante de 1,2 MWp comissionado em 2023 próximo à cidade de Grão Mogol, no estado de Minas Gerais, instalado no reservatório da PCH Santa Marta. Foi avaliada a influência dos parâmetros ambientais nas características do módulo, como temperatura do módulo, corrente, tensão e potência. A simulação usou um módulo de silício cristalino e o software Engineering Equation Solver (EES). Dados experimentais de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento foram usados como dados de entrada para o modelo. Foi observado que os parâmetros elétricos do módulo sofreram variações significativas durante o dia e durante o ano, como função da variação da irradiação solar e das condições ambiente e das variações resultantes da temperatura da superfície dos módulos. Esse estudo apresenta, pela primeira vez, uma análise energética e exérgica completa de um módulo flutuante incorporando as taxas de transferência de calor, parâmetros elétricos e de irradiação solar, sujeito a condições climáticas e meteorológicas para uma localidade no Brasil.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Módulos Flutuantes, Modelo Matemático

1. INTRODUÇÃO

Em 2022, a parcela de energia renovável na matriz energética mundial cresceu 9%, representando uma parcela de 29,9% da geração global de eletricidade (El Hammoumi *et al.*, 2021; Rosa-Clot *et al.*, 2017). Entre as fontes renováveis, a energia solar se destaca como uma solução viável para a demanda crescente de energia por ser uma fonte limpa e abundante (El Hammoumi *et al.*, 2021; Lindholm *et al.*, 2022; REN, 2021; Rosa-Clot *et al.*, 2017; Tina *et al.*, 2021). A energia solar fotovoltaica (PV) tem dominado o setor elétrico de geração ao longo dos últimos anos. Mais de 240 GW de energia solar fotovoltaica (aproximadamente 70% do total de energia renovável) foi instalada no ano de 2022 (El Hammoumi *et al.*, 2021; Rosa-Clot *et al.*, 2017). Apesar do crescimento da tecnologia e dos avanços significativos, será necessário que as adições de energia fotovoltaica tripliquem para atingir a meta de zero emissões da Agência Internacional de Energia (IEA) até 2030 (Lindholm *et al.*, 2022; Tina *et al.*, 2021). É necessário, portanto, acelerar e expandir a implementação de sistemas fotovoltaicos em uma larga faixa de setores novos e/ou subutilizados (Kumar *et al.*, 2020; Lindholm *et al.*, 2022; Rosa-Clot *et al.*, 2017). Uma opção seria expandir a produção de eletricidade em áreas disponíveis sobre reservatórios e lagos através do uso de sistemas energia solar fotovoltaica flutuante (FPVS) (Duffie e Beckman, 2013; Rahaman *et al.*, 2023).

A maioria dos sistemas PV requer um uso intensivo de terras de aproximadamente 10 m² por kW produzido (Rosa-Clot *et al.*, 2017). Em países com grande densidade populacional, sistemas PV são muitas vezes instalados em áreas que poderiam ser prioridades potenciais para outros fins. A racionalidade para o uso dessas áreas aquáticas reside na indisponibilidade de regiões adequadas de terra e em se evitar a utilização de áreas críticas para produção agrícola, moradia e operações comerciais. Um sistema PV flutuante ainda oferece vantagens técnicas significativas como a redução da temperatura operacional de geradores solares, levando a maiores potências de saída. Os sistemas flutuantes podem auxiliar no controle do crescimento indesejado de algas, estimular a vida aquática e ainda reduzir a perda de água dos reservatórios por evaporação. Estima-se que um sistema PV flutuante de 1MW evite a evaporação de aproximadamente 20000 m³ de água por ano (El Hammoumi *et al.*, 2021). Em pântanos, o uso de sistemas PV flutuantes pode levar à restauração das áreas para o desenvolvimento de agricultura especializada. A instalação desses sistemas em plantas hidrelétricas existentes apresenta vantagens através do uso compartilhado de sistemas existentes de transmissão e distribuição de energia (Yaman e Arslan, 2021). Adicionalmente, a energia gerada pelos sistemas PV pode ser usada para bombear a água de volta ao reservatório, o que pode ser vantajoso em períodos de seca ou baixo nível de água dos reservatórios.

Atualmente, o mercado para sistemas PV flutuantes é relativamente pequeno, mas está se expandindo rapidamente. A maioria dos projetos está localizado na Ásia, mas estima-se que mais de 60 países tenham projetos em desenvolvimento ou em operação, com uma capacidade global de aproximadamente 3 GWp em 2022 (REN, 2021). A tecnologia é uma pesquisa emergente e tem sido exaltada no mercado como uma boa solução para a produção de energia e conservação de água (Rosa-Clot *et al.*, 2017). Numerosos estudos têm sido conduzidos, mas é importante o desenvolvimento de mais pesquisas nesse tópico.

Simulações numéricas têm sido extensivamente usadas para se prever o comportamento de sistemas através de modelos matemáticos complexos, obtendo-se resultados para uma larga faixa de condições de contorno. Uma simulação numérica dos coeficientes de transferência de calor foi desenvolvida por Tina *et al.* (2021), para comparar sistemas FPVS monofaciais e bifaciais. Pesquisas utilizando-se dinâmica dos fluidos computacional (CFD) têm sido desenvolvidas para obter valores para os coeficientes globais de transferência de calor sobre FPVS, quantificando o efeito de resfriamento nos módulos causado pela água. Os estudos demonstram que a temperatura da água não afeta significativamente a temperatura das células (Lindholm *et al.*, 2022). Pandey *et al.* (2013) avaliaram o desempenho de um FPVS combinando as plataformas Matlab e Rhino/Grasshoper. Os autores avaliaram a influência da temperatura do módulo, albedo, espaçamento entre os módulos e inclinação, além do efeito de rastreamento.

O objetivo do presente trabalho é fornecer uma análise completa da energia e exergia em um sistema fotovoltaico flutuante. Uma análise exérgica de módulos PV de filmes finos foi desenvolvida por Kumar *et al.* (2020), comparando-se módulos em terra, flutuantes e submersos. A análise foi desenvolvida usando-se dados experimentais obtidos em pequenos dispositivos, para um dia. As maiores perdas exérgicas foram encontradas nos módulos em terra. Os autores não desenvolveram uma análise energética. A temperatura dos módulos foi estimada por Rahaman *et al.* (2023) usando três diferentes abordagens: modelos térmicos, empíricos e CFD. Os modelos foram simulados para períodos específicos e comparados com resultados experimentais obtidos para um único módulo instalado no Lago Passauna, no Brasil. Embora o modelo inclua um balanço de energia para estimar a temperatura do módulo, ele não avalia as eficiências energética e exérgica do sistema.



Figura 1 – Sistema flutuante instalado próximo de Grão Mogol

O presente trabalho apresenta uma análise teórica do desempenho de um FPVS (Veredas Sol e Lares) instalado próximo à cidade de Grão Mogol, no estado de Minas Gerais, Brasil (Fig. 1). Foi desenvolvido um modelo matemático para estimar a temperatura da superfície do módulo, as taxas de transferência de calor e as eficiências energética e exérgica do módulo, usando dados experimentais de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento como dados de entrada para o modelo. Foi também avaliado o desempenho elétrico do módulo. A análise foi desenvolvida para dados horários ao longo de um ano.

2. METODOLOGIA

2.1 Modelo matemático

A irradiância em um módulo PV inclinado é dado pela Eq. (1) (Duffie e Beckman, 2013)

$$G_T = G_b R_b + G_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + G \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1)$$

G_b , G_d e G se referem às componentes direta, difusa e global da radiação incidente em um plano horizontal. β é a inclinação da superfície, ρ_g é a refletividade do solo e R_b é um fator geométrico definido como a razão entre a radiação direta incidente em uma superfície inclinada e a radiação direta em uma superfície horizontal, dado pela Eq. (2):

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2)$$

θ é o ângulo de incidência da radiação solar (Eq. 3) e θ_z é o ângulo de zênite (Eq. 4).

$$\cos \theta = \cos(\phi + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi + \beta) \sin \delta \quad (3)$$

ϕ , δ e ω representam a latitude da localidade, a declinação e o ângulo horário.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (4)$$

A radiação incidente na superfície aquece a superfície do módulo, e calor é perdido por convecção e radiação pelas superfícies inferior e superior, como indicado na Fig. 2. Há uma perda de calor por convecção para o ambiente e uma perda de calor por radiação para o céu pela superfície superior. Pela superfície inferior, há uma perda de calor por convecção para o ar e uma perda de calor por radiação para a superfície da água. O modelo térmico foi baseado nas referências Micheli (2022), Yaman e Arslan (2021) e Yang *et al.* (2021).

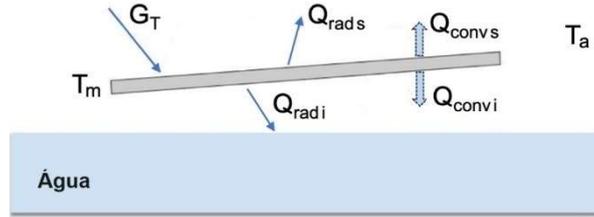


Figura 2 – Representação esquemática do modelo de transferência de calor

As perdas de calor por convecção Q_{conv} e radiação Q_{rads} pela superfície do módulo são dadas por:

$$Q_{conv} = h_s A (T_m - T_a) \quad (5)$$

$$Q_{rads} = h_{rs} A (T_m - T_{sky}) \quad (6)$$

h_s e h_{rs} são os coeficientes de transferência de calor por convecção e radiação, T_m é a temperatura superficial do módulo de área A , T_a e T_{sky} são as temperaturas do ar ambiente e do céu, respectivamente. A temperatura superficial do módulo é dada por Yaman e Arslan (2021):

$$T_m = T_a + \left[\frac{G_T}{U_o + U_1 V} \right] \quad (7)$$

V é a velocidade do vento, U_o e U_1 são coeficientes de perdas térmicas, com valores recomendados de $24,9 \text{ W/m}^2\text{K}$ e $7,55 \text{ W/m}^2\text{K}$, respectivamente (Micheli, 2022).

O coeficiente de transferência de calor por convecção na superfície superior representa uma combinação entre a convecção natural e forçada (Dincer e Abu-Rayash, 2020). O coeficiente convectivo é baseado no número de Nusselt Nu_s , dado pela Eq. (8).

$$Nu_s = \frac{h_s L}{k} \quad (8)$$

L é o comprimento do módulo e k , a condutividade térmica do ar. Nu_s é determinado a partir dos números de Nusselt para convecção natural e forçada, obtidos a partir de correlações da literatura (Micheli, 2022):

$$Nu_s^3 = Nu_{Ns}^3 + Nu_{Fs}^3 \quad (9)$$

Para Reynolds entre 10^1 e 10^6 , não há variações súbitas das camadas limite laminar e turbulenta sobre uma placa plana (Yaman e Arslan, 2021). Assim, o número de Nusselt para convecção forçada Nu_{Fs} é dado pela Eq. (10)

$$Nu_{Fs}^2 = Nu_L^2 + Nu_T^2 \quad (10)$$

Nu_L e Nu_T representam os números de Nusselt para escoamento laminar (Eq. 11) e turbulento (Eq. 13).

$$Nu_L = 0.664 Re^{0,5} Pr^{1/3} \quad (11)$$

Pr é o número de Prandtl e Re é o número de Reynolds baseado no comprimento do módulo

$$Re = \frac{VL}{\nu} \quad (12)$$

ν é a viscosidade cinemática do ar.

$$Nu_T = \frac{\xi/8 Re \cdot Pr}{1 + 12.7(\xi/8)^{0.5}(Pr^{2/3} - 1)} \quad (13)$$

ξ é o fator de atrito, dado pela Eq. (14)

$$\xi/8 = 0.037Re^{-0.2} \quad (14)$$

Para a convecção natural, a correlação de Churchill e Chu (Eq. 15), apresentada por Bejan (2013), é válida para escoamento laminar e turbulento, para valores de Rayleigh entre 10^{-1} e 10^{12} .

$$Nu_{Ns} = \{0.825 + 0.387[Ra \cos \beta \phi(Pr)]^{1/6}\}^2 \quad (15)$$

β é o ângulo de inclinação do módulo e Ra é o número de Rayleigh, dado pela Eq. (16).

$$Ra = \frac{g(T_m - T_a)L^3}{\nu\alpha T_f} \quad (16)$$

T_f é a temperatura de filme, avaliada como a média entre a temperatura da superfície do módulo e a temperatura ambiente, α é a difusividade térmica do ar e g é a aceleração da gravidade. A função $\phi(Pr)$ é dada pela Eq. (17).

$$\phi(Pr) = [1 + (0.492/Pr)^{9/16}]^{8/27} \quad (17)$$

O coeficiente de transferência de calor por radiação é dado por:

$$h_{rs} = \varepsilon\sigma(T_m^2 + T_{sky}^2)(T_m + T_{sky}) \quad (18)$$

ε é a emissividade da superfície, assumida como 0,88, σ é a constante de Stefan Boltzmann e T_{sky} é a temperatura do céu, dada pela Eq. (19) (Swinbank, 1963):

$$T_{sky} = 0.0552 T_a^{1.5} \quad (19)$$

As taxas de transferência de calor por convecção e radiação Q_{conv} e Q_{radi} pela superfície inferior são:

$$Q_{conv} = h_i A(T_m - T_a) \quad (20)$$

$$Q_{radi} = h_{ri} A(T_m - T_{sky}) \quad (21)$$

O coeficiente convectivo é determinado a partir do número de Nusselt Nu_i (Eq. 22), avaliada pela Eq. (23).

$$Nu_i = \frac{h_i L}{k} \quad (22)$$

$$Nu_i^3 = Nu_{Ni}^3 + Nu_{Fi}^3 \quad (23)$$

Nu_{Ni} e Nu_{Fi} representam os números de Nusselt para convecção natural e forçada, respectivamente. Para a superfície inferior, as expressões são dadas pelas Eq. (24) e (25) (Yang *et al.*, 2021).

$$Nu_{Fi} = 0.86Re^{1/2} Pr^{1/3} \quad (24)$$

$$Nu_{Ni} = \begin{cases} 0.76Ra^{1/4} & \text{se } 1 \times 10^4 < Ra < 1 \times 10^7 \\ 0.15Ra^{1/3} & \text{se } 1 \times 10^7 < Ra < 3 \times 10^7 \end{cases} \quad (25)$$

O número de Rayleigh é dado pela Eq. (26)

$$Ra = \frac{g(T_f - T_a)L^3}{\nu\alpha T_f} \quad (26)$$

T_f é a temperatura de filme, avaliada pela Eq. (27):

$$T_f = T_a + 0,25(T_m - T_a) \quad (27)$$

O coeficiente de transferência de calor por radiação é dado por:

$$h_{ri} = \frac{\sigma \cdot F_{PV}(T_m^2 + T_w^2)(T_m + T_w)}{1/\varepsilon_{PV} + 1/\varepsilon_w - 1} \quad (28)$$

T_w é a temperatura da água, ε_w e ε_{PV} são as emissividades da água e do módulo, assumidas como 0,91 e 0,96, respectivamente. F_{PV} é o fator de forma, assumido como 1.

A eficiência energética é definida como a razão entre a energia gerada pelo módulo PV e a irradiância (Pandey *et al.*, 2013) e é determinada por:

$$\eta = \frac{V_{oc} \cdot I_{sc}}{G_T A} \quad (29)$$

A tensão de circuito aberto V_{oc} e a corrente de curto-circuito I_{sc} são definidas por Chouder *et al.* (2012):

$$I_{sc} = I_{sc,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) + \alpha (T_m - T_{m,ref}) \quad (30)$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} - \beta_v (T_{m,ref} - T_m) + A \ln \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (31)$$

$I_{sc,ref}$ e $V_{oc,ref}$ representam a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito em condições padrão, dados no *datasheet* do módulo, α é o coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito, β_v é o coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto, e A é o fator de idealidade modificado (Eq. 32).

$$A = \frac{nkT_m}{q} \quad (32)$$

n é o fator de idealidade do diodo, k é a constante de Boltzmann ($1.38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$) e q é a carga elétrica de um elétron ($1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$). G_{ref} e $T_{m,ref}$ representam a radiação e a temperatura superficial do módulo de referência, 1000 W/m^2 e 25°C .

A eficiência exergetica (Eq. 33) é a razão entre a exergia perdida (definida como a diferença entre as exergias elétrica e térmica) e a exergia solar (Pandey *et al.*, 2013).

$$\psi = \frac{V_m I_m - (1 - T_a/T_m) h_s A (T_m - T_a)}{(1 - T_a/T_{sun}) G_T A} \cdot FF \quad (33)$$

T_{sun} é a temperatura do sol, assumida como 5800 K, e FF é o fator de preenchimento, dado por:

$$FF = \frac{P}{V_{oc} I_{sc}} \quad (34)$$

Entretanto, essa é uma definição padrão, baseada apenas em perdas de calor por convecção através da superfície superior do módulo. Considerando-se as perdas convectivas e radiativas por ambas as superfícies, a taxa de exergia térmica pode ser reescrita como:

$$\dot{E}_{xt} = (1 - T_a/T_m) h_s A (T_m - T_a) + (1 - T_a/T_{sky}) h_{rs} A (T_m - T_{sky}) + (1 - T_a/T_m) h_i A (T_m - T_a) - (1 - T_a/T_w) h_{ri} A (T_m - T_w) \quad (35)$$

Assim a eficiência exergetica é dada pela Eq. (36).

$$\psi = \frac{V_m I_m - \dot{E}_{xt}}{(1 - T_a/T_{sun}) G_T A} \cdot FF \quad (36)$$

A potência P gerada pelo módulo (Eq. 37) é dada pelo produto entre a tensão e a corrente no ponto de máxima potência V_m e I_m (Eq. 38 e 39).

$$P = V_m I_m \quad (37)$$

$$I_m = I_{m,ref} \left(\frac{G_T}{G_{ref}} \right) \quad (38)$$

$$V_m = V_{m,ref} - \beta_{vm} (T_{m,ref} - T_m) \quad (39)$$

$I_{m,ref}$ e $V_{m,ref}$ são a tensão e a corrente de referência no ponto de máxima potência, dados no *datasheet* do módulo. O módulo de referência tem 0,483 m de largura e 1,172 m de comprimento. Para esse módulo, V_{oc} e I_{sc} são, respectivamente, 21,4 V e 4,7 A. V_m e I_m são assumidas como 16,5 V e 4,25 A;

2.2 Materiais e métodos

O módulo fotovoltaico foi simulado para a cidade de Grão Mogol (latitude $16^\circ 33' 27''\text{S}$ e longitude $42^\circ 53' 38''\text{W}$), na qual está localizada a planta flutuante, no lago da PCH Santa Marta. A usina hidrelétrica tem uma área de 11000 m^2 , com 3050 módulos fotovoltaicos, com uma capacidade instalada de 1,2 MWp, suficiente para abastecer aproximadamente 1250 famílias em 21 cidades. Grão Mogol tem um clima tropical com inverno seco (Aw, de acordo com a classificação climática de Koppen-Geiger (Peel *et al.*, 2007; Reboita *et al.*, 2016). O clima tropical com inverno seco apresenta uma temperatura média mensal acima de 18°C para todos os meses do ano. A classificação de inverno seco implica em uma estação de inverno com precipitação abaixo de 60 mm, representando menos de 4% da precipitação anual total.

Dados experimentais de irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento foram obtidas do banco de dados do software Pvsyst (Pvsyst, 2023) para a cidade de Grão Mogol, sendo usadas como dado de entrada para simulação do modelo matemático desenvolvido. As médias mensais são apresentadas nas Fig. 3 e 4. Os maiores valores para a radiação solar são encontrados entre os meses de setembro e março, que correspondem às estações de primavera e verão no hemisfério sul. A componente difusa é menor para o inverno, o que está de acordo com a classificação Aw, com inverno seco e baixa incidência de nuvens. A temperatura ambiente segue o comportamento da radiação solar, com maiores valores para as estações de primavera e verão. Não há variações significativas dos valores médios de velocidade do vento ao longo do ano, variando entre 2,1 e 3,4 m/s. Entretanto, avaliando-se os valores absolutos, são encontradas velocidades variando entre 0,1 e 10,3 m/s.

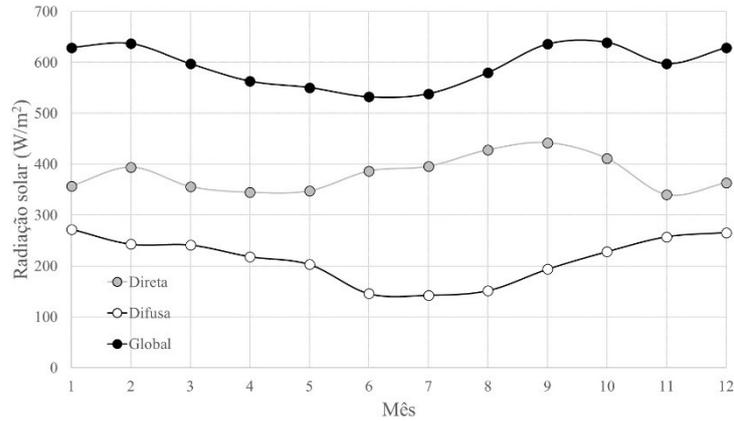


Figura 3 – Radiação solar - média mensal

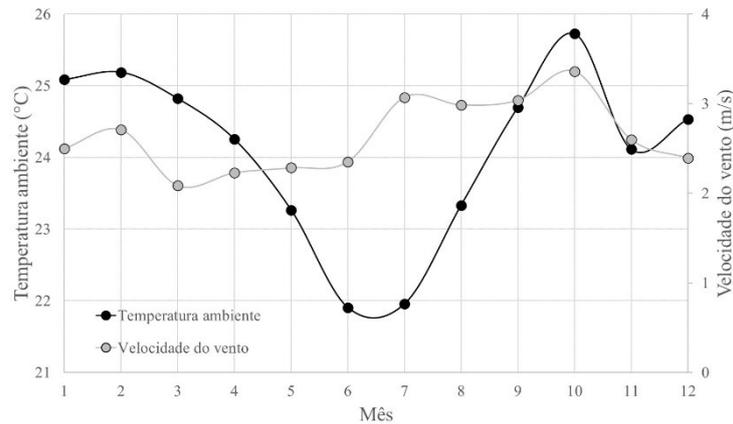


Figura 4 – Temperatura ambiente e velocidade média - média mensal

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir de dados experimentais obtidos para as condições ambiente, foi possível estimar o comportamento do sistema PV flutuante operando na cidade de Grão Mogol. Os resultados são apresentados para um dia de simulação, em base horária, e em médias mensais.

3.1 Resultados diários

Para avaliar o comportamento transiente do sistema PV flutuante, o sistema foi simulado para um dia específico, selecionado como o equinócio de primavera, 21 de setembro para o hemisfério sul. De acordo com Collado (2008), a energia solar coletada no equinócio da primavera tem pouca diferença em relação à média anual. A Figura 5 apresenta as componentes direta, difusa e global da radiação solar para o equinócio da primavera, obtidas em base horária. O valor relativamente baixo da componente difusa indica que o dia estava limpo, com pequena incidência de nuvens e um alto valor do índice de transparência atmosférico. O valor mais alto encontrado para a radiação global foi de aproximadamente 990 W/m^2 .

A temperatura ambiente e a velocidade do vento obtidas do banco de dados são apresentadas na Fig. 6, assim como a temperatura superficial do módulo estimada. Os valores mínimo e máximo da temperatura ambiente são de, respectivamente, 20,0 e 27,8 °C, valores condizentes com os altos índices de radiação solar. A velocidade do vento variou

entre 1,0 e 3,9 m/s ao longo do dia. A temperatura superficial do módulo apresentou menores valores no começo e no final do dia, quando os índices de radiação solar eram menores.

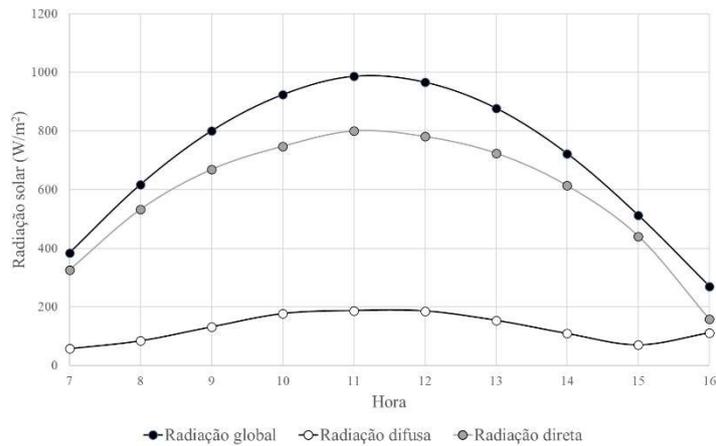


Figura 5 – Radiação horária no equinócio de primavera

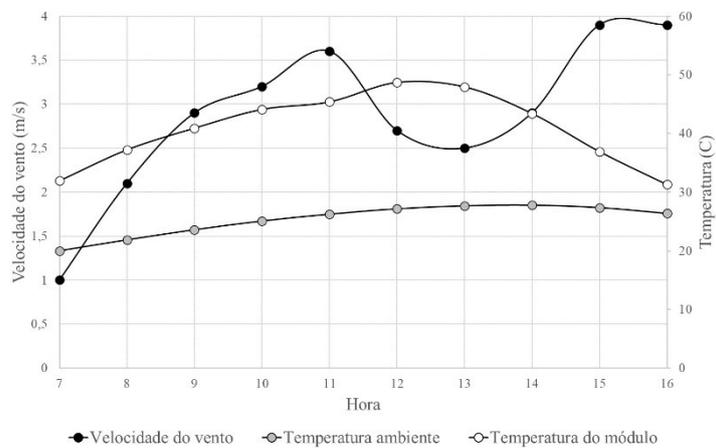


Figura 6 – Temperatura ambiente, velocidade do vento e temperatura superficial do módulo no equinócio de primavera

A potência gerada no módulo PV depende da irradiância e da temperatura ambiente. Como o dia avaliado era um dia de céu limpo, ambos os parâmetros apresentaram comportamentos similares, aumentando durante o período da manhã e diminuindo no período da tarde. Portanto, a potência gerada também apresentou um comportamento semelhante, como mostrado na Fig. 7. A eficiência energética depende da tensão de circuito aberto V_{oc} e da corrente de curto-circuito I_{sc} . A tensão de circuito aberto não apresentou variações significativas e a corrente de curto-circuito aumentou durante a manhã e diminuiu durante a tarde. Entretanto, as variações da radiação solar foram mais significativas que as da corrente de curto-circuito, e a eficiência energética apresentou uma tendência oposta à da potência gerada.

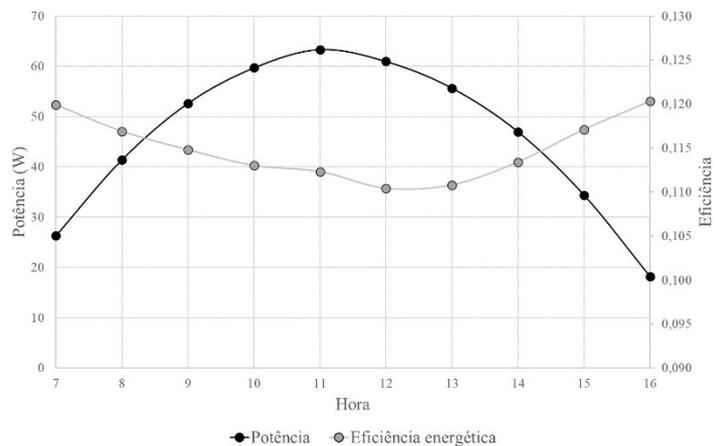


Figura 7 – Eficiência energética e potência gerada no equinócio de primavera

3.2 Resultados anuais

Os resultados foram obtidos em base horária; no entanto, para avaliar o comportamento do sistema PV flutuante ao longo do ano, os valores foram apresentados em médias mensais. A temperatura do módulo depende da radiação solar incidente, da temperatura ambiente e da velocidade do vento. A temperatura do módulo média não apresentou variações significativas durante o ano, uma vez que os valores mais altos de radiação solar e temperatura ambiente ocorreram simultaneamente aos valores mais altos de velocidade do vento, como visto na Fig. 8. A tensão no ponto de máxima potência é mostrada na Fig. 9, e pode ser visto que ela aumenta com a temperatura superficial do módulo, como esperado.

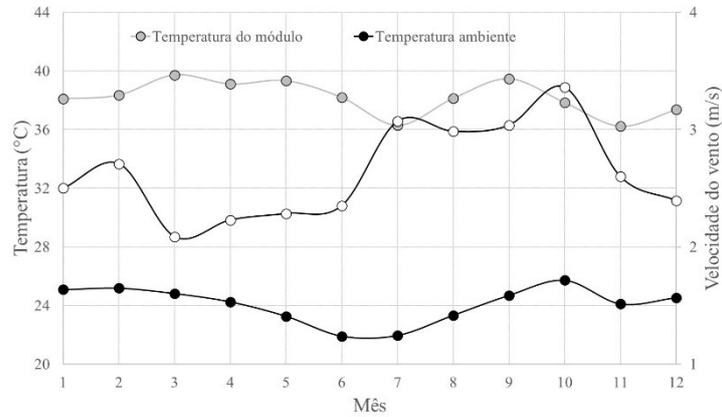


Figura 8 – Temperatura ambiente e velocidade do vento – médias mensais

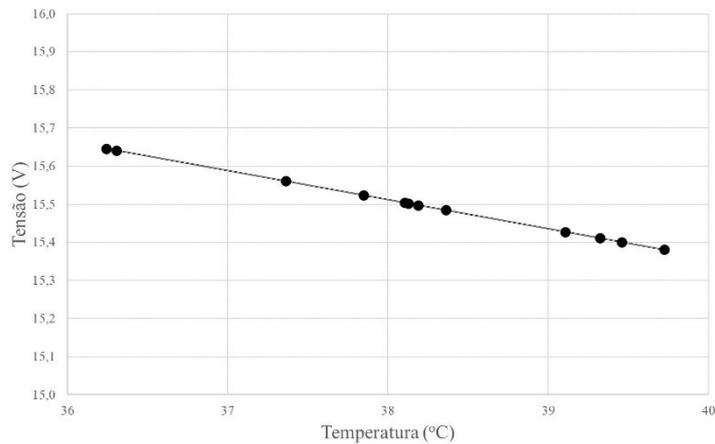


Figura 9 – Tensão do módulo no ponto de máxima potência

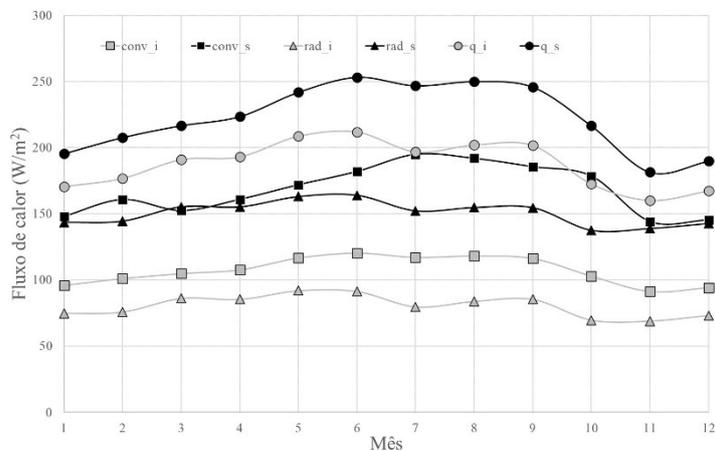


Figura 10 – Fluxos de calor – médias mensais

Os fluxos de calor são mostrados na Fig. 10. Os fluxos de calor por convecção nas superfícies inferior e superior (conv_i e conv_s), os fluxos de calor por radiação nas superfícies inferior e superior (rad_i e rad_s) e os fluxos globais de

transferência de calor nas superfícies inferior e superior (q_i e q_s) são definidos na Fig. 2. Quando comparados os modos de transferência de calor, pode ser visto que os fluxos convectivos são maiores que os radiativos, em ambas as superfícies. Quando comparadas os fluxos nas superfícies inferior e superior, os fluxos são maiores na superfície superior. Como esperado, a transferência de calor aumenta quando a radiação solar aumenta no período da manhã e diminui quando a radiação solar diminui no período da tarde.

As eficiências energética e exergética são mostradas na Fig. 11. A eficiência energética é definida como a razão entre a energia gerada pelo módulo PV e a irradiação. A energia gerada pelo módulo é o produto entre a tensão de circuito aberto (que não apresentou variações significativas) e a corrente de curto-circuito, que variou de maneira similar à irradiação. Assim, como a energia gerada e a irradiação apresentaram comportamentos similares, a eficiência energética se manteve aproximadamente constante, com um valor médio de 11,5%. A eficiência energética mostrou um comportamento inverso ao da radiação solar incidente. Como esperado, a eficiência energética é maior que a eficiência exergética. A energia é a capacidade de uma substância realizar trabalho, e a exergia representa a máxima quantidade de trabalho que uma substância pode realizar. Assim, as eficiências energética e exergética são diferentes. A eficiência energética de um sistema PV depende da potência gerada e da entrada total de energia baseada na radiação solar incidente. A eficiência exergética indica que as perdas externas e as irreversibilidades internas devem ser avaliadas para aumentar o desempenho do sistema. Maiores eficiências exergéticas refletem uma maior qualidade da energia usada no sistema, fazendo com que ele seja mais sustentável (Dincer e Abu-Rayash, 2020).

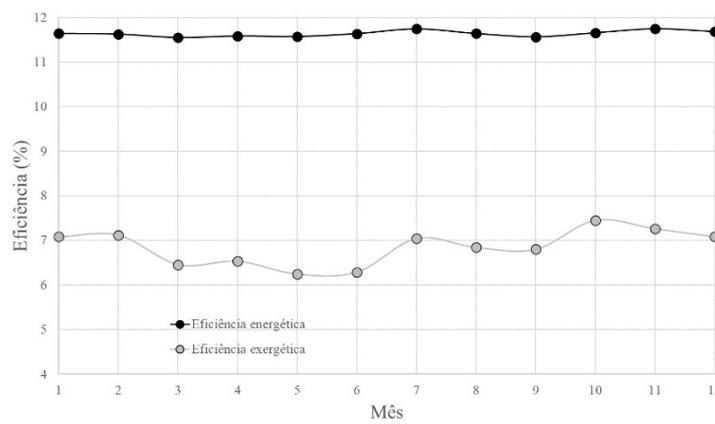


Figura 11 – Eficiências – médias mensais

4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma análise do desempenho de um módulo PV de silício cristalino flutuante, em conjunto com um sistema PV flutuante instalado em Grão Mogol, no estado de Minas Gerais. Dados experimentais de irradiação, temperatura ambiente e velocidade do vento foram usados como dados de entrada para o modelo. Parâmetros elétricos e térmicos foram avaliados e uma análise energética e exergética do sistema foi realizada. As principais conclusões do trabalho são:

- Embora as variações dos parâmetros durante o ano tenham sido pequenas, variações significativas foram observadas durante o ano;
- Para uma irradiação média de 640 W/m^2 , velocidade média de 3,4 m/s e temperatura ambiente de $25,7^\circ\text{C}$, a máxima temperatura superficial média encontrada para o módulo foi de $39,7^\circ\text{C}$;
- Para o equinócio de primavera, para uma irradiação máxima de 987 W/m^2 , velocidade do vento de 3,9 m/s e temperatura ambiente de $27,8^\circ\text{C}$, a máxima temperatura superficial do módulo foi de $48,7^\circ\text{C}$, com uma potência máxima de 63,3 W;
- Como esperado, a tensão no ponto de máxima potência diminui com o aumento da temperatura superficial do módulo;
- As taxas de transferência de calor por convecção são maiores que as taxas por radiação, em ambas as superfícies, mas maiores na superfície superior. Os fluxos médios anuais convectivo e radiativo foram, respectivamente, de 138 W/m^2 e 115 W/m^2 ;
- A eficiência energética é maior que a eficiência exergética e apresenta um comportamento oposto ao da potência gerada. Os valores máximos de eficiência energética e exergética, em média mensal, foram, respectivamente, 11,7 e 7,5%.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001. Os autores também agradecem à CEMIG, PUC Minas, FAPEMIG, Fulbright Scholar Program e ao CNPq.

REFERÊNCIAS

- Bejan, A., 2013. Convection Heat Transfer: Fourth Edition, Convection Heat Transfer: Fourth Edition.
- Chouder, A., Silvestre, S., Sadaoui, N., Rahmani, L., 2012. Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. *Simul. Model. Pract. Theory* 20.
- Collado, F.J., 2008. Quick evaluation of the annual heliostat field efficiency. *Sol. Energy* 82.
- Dincer, I., Abu-Rayash, A., 2020. Chapter 6 - Sustainability modeling, in: Dincer, I., Abu-Rayash, A. (Eds.), *Energy Sustainability*. Academic Press, pp. 119–164.
- Duffie, J.A., Beckman, W.A., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition, Solar Engineering of Thermal Processes: Fourth Edition*.
- El Hammoumi, A., Chalh, A., Allouhi, A., Motahhir, S., El Ghzizal, A., Derouich, A., 2021. Design and construction of a test bench to investigate the potential of floating PV systems. *J. Clean. Prod.* 278.
- Kumar, N.M., Subramaniam, U., Mathew, M., Ajitha, A., Almakhles, D.J., 2020. Exergy analysis of thin-film solar PV module in ground-mount, floating and submerged installation methods. *Case Stud. Therm. Eng.* 21.
- Lindholm, D., Selj, J., Kjeldstad, T., Fjær, H., Nysted, V., 2022. CFD modelling to derive U-values for floating PV technologies with large water footprint. *Sol. Energy* 238, 238–247.
- Micheli, L., 2022. The temperature of floating photovoltaics: Case studies, models and recent findings. *Sol. Energy* 242, 234–245.
- Pandey, A.K., Tyagi, V. V., Tyagi, S.K., 2013. Exergetic analysis and parametric study of multi-crystalline solar photovoltaic system at a typical climatic zone. *Clean Technol. Environ. Policy* 15.
- Peel, M.C., Finlayson, B.L., McMahon, T.A., 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrol. Earth Syst. Sci.* 11, 1633–1644.
- Pvsyst, 2023. PVsyst: Software for the Study and Simulation of Photovoltaic Systems. Disponível em www.pvsyst.com
- Rahaman, A., Chambers, T.L., Fekih, A., Wiecheteck, G., Carranza, G., Rafael, G., Possetti, C., 2023. Floating photovoltaic module temperature estimation : Modeling and comparison. *Renew. Energy* 208, 162–180.
- Reboita, M.S., Rodrigues, M., Silva, L.F., Alves, M.A., 2016. Aspectos climáticos do estado de Minas Gerais. *Rev. Bras. Climatol.* 18, 307–326.
- REN, 2021. *Renewables in Cities 2021 Global Status Report*.
- Rosa-Clot, M., Tina, G.M., Nizetic, S., 2017. Floating photovoltaic plants and wastewater basins: An Australian project, in: *Energy Procedia*.
- Swinbank, W.C., 1963. Long-wave radiation from clear skies. *Q. J. R. Meteorol. Soc.* 89, 339–348.
- Tina, G.M., Bontempo Scavo, F., Merlo, L., Bizzarri, F., 2021. Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants. *Appl. Energy* 281.
- Yaman, K., Arslan, G., 2021. A detailed mathematical model and experimental validation for coupled thermal and electrical performance of a photovoltaic (PV) module. *Appl. Therm. Eng.* 195.
- Yang, P., Chua, L.H.C., Irvine, K.N., Imberger, J., 2021. Radiation and energy budget dynamics associated with a floating photovoltaic system. *Water Res.* 206.

EVALUATION OF THE ELECTRICAL PARAMETERS AND PERFORMANCE OF FLOATING PV GENERATORS

Abstract. *Global energy demand and consumption have expanded due to increases in the world population, industrialization, and urbanization. Clean and more sustainable energy sources are increasingly in demand due to the concerns with climate change and to their competitive costs. This is particularly true for photovoltaics (PV) in the electric power sector. Emerging applications for this technology include floating photovoltaics (or floatovoltaics); that is the placement of PV systems on estuaries, lakes, and especially reservoirs of hydroelectric plants. This study provides evaluation of floating PV in the Brazil tropical climate and discusses the specific technical and environmental benefits and limitations. This paper develops a model simulating the annual performance of the photovoltaic generator of a floating photovoltaic plant as a function of a given conditions. The reference is a 1.2-MWp floating-PV system commissioned in 2023 near the city of Grão Mogol, Brazil, in the reservoir of the PCH Santa Marta hydropower plant. The influence of the ambient meteorological and marine parameters on the PV module temperature, current, voltage, and power were evaluated. The simulation uses a reference crystalline-Si PV module and the Engineering Equation Solver (EES). Relevant experimental data, including incident solar radiation, ambient temperature, and wind speed were used as input data for the model. Significant hourly and daily variations of the electrical parameters (P_{max} , I_{max} , V_{max} , I_{sc} , and V_{oc}) are determined as a function of solar irradiation and ambient and resulting module surface temperatures. This study provides a first-time complete energy and exergy analysis of an FPVS incorporating the various heat transfer rates, electrical and irradiance parameters, under climate and meteorological conditions for this Brazil location.*

Keywords: *Photovoltaic Solar Energy, Floating Modules, Mathematical Model*