

MODELAGEM TÉRMICA DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB CONDIÇÕES DE ALTA VARIABILIDADE

João Victor Furtado^{1,2}, Janis Galdino^{1,2}, Olga Vilela^{1,2}, Emerson Gomes^{1,2}

¹Centro de Energias Renováveis (CER) da Universidade Federal de Pernambuco (CER-UFPE). Av. da Arquitetura s/n, Recife-PE, Brasil

²Departamento de Energia Nuclear da Universidade Federal de Pernambuco (DEN-UFPE). Av. Prof. Luiz Freire, s/n, Recife-PE, Brasil.

Tel. +55 81 2126-7326 (CER-UFPE) - E-mail: joao.furtado@ufpe.br

RESUMO: A simulação acurada dos sistemas fotovoltaicos realizada com dados de 1 minuto permite conhecer o comportamento dos sistemas em momentos de alta variabilidade. Os modelos térmicos buscam descrever o comportamento térmico dos módulos diante das condições ambientais para operação. O presente trabalho visa avaliar modelos bastante difundidos na literatura com dados de 1 min. Foram avaliados 9 modelos, incluindo o do PVsyst, Mattei e Sandia, usando as suas parametrizações originais e realizando um ajuste local posteriormente. Como forma de considerar a inércia térmica dos módulos fotovoltaicos, um modelo de média móvel foi proposto e comparado com o modelo térmico de melhor desempenho. Os dados observacionais de irradiância, velocidade do vento, temperatura ambiente e de operação dos módulos são provenientes do Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina, em Pernambuco-Brasil. Foram encontrados valores de RMSE entre 3,6 e 4,8 °C com os parâmetros originais dos modelos térmicos. Após reparametrização, modelos que utilizam a velocidade do vento como variável de entrada apresentaram ganhos importantes, por exemplo, o Mattei. O modelo Sandia apresentou ótimo desempenho com e sem ajuste local dos coeficientes. O modelo proposto neste trabalho apresentou RMSE de 2,2 °C, correspondendo a uma redução de 1,4 °C comparado ao melhor modelo ajustado.

Palavras chave: modelagem térmica dos módulos, comportamento térmico, média móvel, ajuste local, inércia térmica.

INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica (FV) tem passado por uma notável ascensão nos últimos anos em todo o globo (REN21, 2022). Com o forte crescimento do mercado FV, cresce a demanda pelo conhecimento de modelos acurados que simulam a operação das centrais fotovoltaicas com vistas à previsão e ao despacho de energia, como também, ao estudo do potencial das usinas fotovoltaicas (UFV). Um dos fatores que afetam fortemente o desempenho das UFV e dos módulos é o aquecimento dos módulos. Elevadas temperaturas de operação reduzem a tensão e aumentam ligeiramente a corrente, impactando negativamente a potência de saída dos módulos, e assim, a eficiência do sistema, sendo fundamental modelá-la corretamente.

Os modelos de temperatura dos módulos fotovoltaicos buscam determinar o comportamento térmico das células fotovoltaicas a partir de variáveis meteorológicas pertinentes, como a irradiância, temperatura ambiente e velocidade do vento, além também de parâmetros atrelados aos módulos fotovoltaicos que servem como entradas nos modelos. Devido à forte variabilidade da irradiância observada em dados de alta resolução temporal (5 min, 1 min ou ainda intervalos menores), diversos trabalhos passaram a dedicar esforços na modelagem da radiação (Yang, 2022; de Medeiros et al., 2022), térmica dos módulos fotovoltaicos (Oliveira et al., 2021) e inclusive na modelagem de sistemas fotovoltaicos (Hofmann e Seckmeyer, 2017) com base em dados de 1 min. Todo o interesse pelo dados sub-horários com destaque para 1 min vem devido à necessidade de se considerar os níveis energéticos

observados por essa resolução temporal na simulação dos sistemas fotovoltaicos (Medeiros, 2023) e para o correto dimensionamento dos inversores e das perdas por clipagem (Burger e Rüther, 2006). A grande maioria dos modelos térmicos são modelos de regime permanente que não consideram a inércia térmica existente. Alguns trabalhos propõem abordagens distintas para buscar descrever a inércia térmica dos módulos ao longo do tempo, em Li et al. (2020) um modelo térmico dinâmico é adotado considerando os mecanismos de troca térmica entre o módulo e o entorno. Em Prilliman (2021) um modelo de média móvel é proposto considerando análises detalhadas de elementos finitos tridimensionais que calculam o efeito da velocidade do vento e da massa do módulo na temperatura do módulo. O maior problema dos modelos transientes abordados na literatura está na necessidade de parâmetros ou informa  es que nem sempre estão disponíveis para simula  o. Neste sentido, com o objetivo de avaliar os modelos existentes na literatura e comparar com uma metodologia que consiga descrever o comportamento térmico do módulo em dados instantâneos de alta resolu  o (1 min), o presente trabalho busca analisar o desempenho de modelos largamente utilizados na literatura e comparar a melhor deste grupo com uma modelo média móvel de fácil aplica  o.

MODELOS TÉRMICOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Vários modelos são utilizados na literatura para descrever a temperatura dos painéis, alguns conseguem descrever bem a temperatura dos módulos em resolu  es temporais menores (horárias) para diferentes condi  es de instala  o e climáticas locais. Alguns modelos são largamente utilizados na literatura como os modelos que serão avaliados nesse trabalho, sendo os modelos de Ross (1982), King (1997), King et al. (2004), Mattei et al. (2006), Skoplaki et al. (2008), Faiman (2008), PVSyst e o modelo NOCT, referente à Temperatura Nominal de Opera  o da Célula (em inglês, *Nominal Operating Cell Temperature* – NOCT).

O modelo NOCT é comumente utilizado como referência na estimativa da temperatura da célula sob condi  es operacionais. Especificada pela Comissão Eletrotécnica Internacional (do inglês, *International Electrotechnical Commission* – IEC) na IEC 61215:2005 (IEC, 2005), e apresentado na NBR 16274:2014 no procedimento de cálculo da energia injetada na rede, o modelo NOCT é amplamente utilizado na análise e dimensionamento de sistemas FV e é escrito conforme Equa  o 1.

$$T_{c,NOCT} = T_a + \frac{GTI}{G_{NOCT}}(T_{NOCT} - 20) \quad (1)$$

Onde GTI é a irradiância no plano inclinado (do inglês, *Global Tilted Irradiance*), T_a    a temperatura ambiente, T_{NOCT} e G_{NOCT} corresponde a temperatura e a irradiância em condi  es NOCT, sendo a primeira obtida na ficha técnica do módulo e a segunda equivalente a 800 W/m².

Ross (1976) desenvolveu um dos primeiros modelos de temperatura para células fotovoltaicas. O autor se baseia no balanço energético de um módulo fotovoltaico sem carga e leva em conta a energia absorvida pela célula, a energia perdida por condu  o com o *backsheet* do módulo, convec  o e radia  o. O modelo de Ross fornece uma compreensão abrangente do comportamento térmico das células FV através do coeficiente de condutância térmica global, k, também conhecido como k de Ross (Vilela et al., 2019). Esse indicador expressa o aquecimento dos módulos FV em rela  o à temperatura ambiente e que varia em fun  o da irradiância incidente no plano do módulo fotovoltaico, sendo obtido pela razão $\Delta(T_c - T_a)/\Delta GTI$. O modelo é descrito a partir da Equa  o 2.

$$T_{c,ROSS} = T_a + k GTI \quad (2)$$

Alguns valores t  picos do k de Ross encontrados na literatura são apresentados na Tabela 1. Onde valores pequenos de k representam sistemas que conseguem trocar calor com o meio mais facilmente, assim não esquentando tanto e tendendo a performar melhor, enquanto que valores do parâmetro k de Ross elevados, normalmente estão atrelados a Sistemas Integrados a Edifica  o, também conhecidos como BIPV (do inglês, *Building Integrated Photovoltaics*), que apresentam uma pequena câmara de ar na parte traseira dos módulos, impedindo a troca térmica, e assim tendendo a operar com temperaturas superiores.

Tabela 1 – Valores do parâmetro k de Ross.

Condição de Instalação do módulo	Parâmetro de Ross (Km ² /W)
Sistema Flutuante	0,0183 – 0,0255 ^[1]
Instalada em solo (livre)	0,0208
Telhado Plano	0,0260
Telhado Inclinado, bem ventilado	0,0200
Telhado Inclinado, ventilação intermediária	0,0342
Telhado Inclinado, BIPV, baixa ventilação	0,0563
Telhado Inclinado, BIPV, elevada inclinação	0,0364 ^[2]
Integrado a Fachada, BIPV, módulo FV transparente	0,0455
Integrado a Fachada, BIPV, módulo opaco, câmara de ar pequena	0,0538
Integrado a Fachada, BIPV, módulo opaco, câmara de ar grande	0,0360 ^[2]

Fonte: Adaptado de Skoplaki et al. (2008), baseado nos dados de Nordmann e Clavadetscher (2003), ^[1] Galdino et al. (2021) e Vilela et al. (2019), e ^[2] Assoa et al. (2020) e Assoa et al. (2023).

Em Duffie e Beckman (1991), o comportamento térmico é estimado considerando uma série de parâmetros, como a temperatura da célula (T_{NOCT}), ambiente ($T_{a,NOCT}$) e a irradiância (G_{NOCT}) em condições normais de operação (NOCT), o coeficiente de temperatura (γ), a eficiência (η) e a temperatura em condições padrão de teste (T_{ref}), como também a eficiência ótica do módulo ($\tau\alpha$), representada pelo produto entre a transmitância do vidro (τ) e o coeficiente de absorvância da célula (α), adotado como 0,9 (Skoplaki et al., 2008).

$$T_{c,DB} = \frac{T_a + (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}} \right) \left[1 - \frac{\eta}{\tau\alpha} (1 + \gamma T_{ref}) \right]}{1 + (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}} \right) \frac{\gamma \eta}{(\tau\alpha)}} \quad (3)$$

O modelo de King (1997) ($T_{m,KING97}$) diferentemente de Ross (1976) e Duffie e Beckman (1991), inclui além da temperatura ambiente e irradiância, a influência que a velocidade do vento (V_w) possui na temperatura do módulo. Este modelo leva em consideração não mais a irradiância NOCT, mas a irradiância em STC, G_{STC} (1000 W/m²) e é escrito conforme a Equação 4.

$$T_{m,KING97} = T_a + \frac{GTI}{G_{STC}} [0.0712V_w^2 - 2.411V_w + 32.96] \quad (4)$$

King et al. (2004) expande o modelo anterior, incluindo uma análise unidimensional da condução térmica, considerando a influência da ventilação e da convecção na dissipação de calor da célula. Este modelo é amplamente utilizado para avaliar o desempenho de sistemas fotovoltaicos e é empregado em softwares comerciais e em bibliotecas abertas como a *pvlb* do *python*. Neste trabalho o modelo de King et al. (2004) apresentado nas Equação 5 e 6 será abordado como modelo térmico de Sandia. Esse modelo consiste em avaliar inicialmente a temperatura do módulo fotovoltaico (T_m) e, em seguida, com base na temperatura e nos aspectos construtivos do módulo e do tipo de montagem, estimar a temperatura da célula (T_c) a partir dos parâmetros a , b e ΔT demonstrados na Tabela 2.

$$T_m = GTI * \exp(a + b * V_w) + T_a \quad (5)$$

$$T_{c,SANDIA} = T_m + \frac{GTI}{G_{STC}} \Delta T \quad (6)$$

Tabela 2 – Parâmetros do modelo Sandia para diferentes tipos de módulo e aspectos construtivos.

Módulo	Instalação	a	b	ΔT (°C)
Vidro/célula/vidro	Sistema de Solo	-3,47	-0,0594	3
Vidro/célula/vidro	Telhado Integrado	-2,98	-0,0471	1
Vidro/célula/polímero	Sistema de Solo	-3,56	-0,0750	3
Vidro/célula/polímero	Isolado na parte posterior	-2,81	-0,0455	0

De maneira similar, em Mattei et al. (2006) a temperatura e a eficiência da célula são estimadas com base na temperatura ambiente, irradiância e ventilação existente. O modelo térmico de Mattei ($T_{c,MATTEI}$) foi obtido com base em medições minuto a minuto para módulos de silício policristalino, esse modelo considera o coeficiente de troca de calor (U_{PV}) variando em função da velocidade do vento, conforme Equação 7. O modelo é então obtido pela Equação 8.

$$U_{PV} = 26.6 + 2.3 V_w \quad (7)$$

$$T_{c,MATTEI} = \frac{U_{PV}T_a + GTI(\tau\alpha - \eta - \beta\eta T_{ref})}{U_{PV} - \beta\eta GTI} \quad (8)$$

A partir de validações experimentais realizadas para dados integrados a cada 5 minutos, o modelo de Faiman (2008) atribui um fator de perda térmica, representado pelos fatores U que se assemelha ao coeficiente de troca de calor de Mattei et al. (2006), sendo dividido em uma componente constante, denominada U_c , e um fator proporcional à velocidade do vento, U_v . Empregado com ligeiras modificações no software PVsyst, os fatores U dependem do tipo de montagem adotada no sistema fotovoltaico. Em sistemas com livre circulação de ar na parte posterior do módulo, notavelmente sistemas de solo, valores de $29 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$ e $0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ para respectivamente, U_c e U_v , são recomendados pela ferramenta quando na ausência de dados de velocidade do vento, montagens de sistemas completamente integrados a edificação, onde somente um lado contribui com trocas térmicas por convecção e casos intermediários, que existe uma câmara de ar na parte posterior dos módulos também recebem sugestões de valores para U_c e U_v , sendo respectivamente valores de $15 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$, $0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ e $20 \text{ Wm}^{-2}\text{K}^{-1}$, $0 \text{ Wm}^{-3}\text{sK}^{-1}$ (PVsyst, 2023). O autor Faiman (2008) encontrou valores de 25 e 6,84 para ambos coeficientes com base em diferentes tipos de módulos. A Equação 9 e 10 apresentam os modelos PVsyst ($T_{c,PVsyst}$) e de Faiman ($T_{c,FAIMAN}$).

$$T_{c,PVsyst} = T_a + \frac{\alpha GTI(1 + \eta)}{U_c + U_v V_w} \quad (9)$$

$$T_{c,FAIMAN} = T_a + \frac{GTI}{U_c + U_v V_w} \quad (10)$$

Semelhantemente à equação proposta por Duffie e Beckman (1991), Skoplaki et al. (2008) desprezam a troca de calor por radiação considerada nos fatores U e acrescentam a razão dos coeficientes convectivos no cálculo da temperatura da célula. Esse termo corresponde a $h_{w,NOCT}/h_w$, onde h_w corresponde à convecção forçada realizada pela ação do vento e é escrita conforme Equação 11, e $h_{w,NOCT}$ é obtido pela equação a partir da velocidade do vento adotada na condição NOCT (1 m/s), $h_{w,NOCT}$ resultando no valor de $10,91 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Skoplaki et al., 2008). O comportamento térmico por $T_{c,SKOPLAKI}$ é descrito sob a forma de:

$$h_w = 8.91 + 2.0 V_w \quad (11)$$

$$T_{c,SKOPLAKI} = \frac{T_a + \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}}\right) \frac{h_{w,NOCT}}{h_w} (T_{NOCT} - T_{a,NOCT}) \left[1 - \frac{\eta}{\tau\alpha} (1 + \beta T_{ref})\right]}{1 - \frac{\beta\eta}{(\tau\alpha)} \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}}\right) \frac{h_{w,NOCT}}{h_w} (T_{NOCT} - T_{a,NOCT})} \quad (12)$$

METODOLOGIA

As medições da temperatura da parte posterior do módulo (*backsheet*) (T_m ou T_b , índice b de *backsheet*) tendem a ser inferiores à da célula fotovoltaica (T_c), a diferença entre ambas temperaturas depende dos materiais utilizados no módulo e do nível de irradiância (Li et al., 2020). A IEC 61274-1:2021 *Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring* indica que essas diferenças são tipicamente de 1 a 3 °C dependendo da construção do módulo e que essas diferenças devem ser estimadas em função da irradiância, utilizando a condutividade térmica dos materiais do módulo, mas não especifica qual método empregar (Santiago et al., 2018).

Uma vez que as medições em campo são realizadas na parte posterior dos módulos, será utilizada a metodologia adotada no trabalho de Akhsassi et al. (2018), onde a temperatura da célula calculada pelos

modelos é transformada em temperatura do módulo pela relação apresentada em Sandia (Equação 6, com $\Delta T=3$). Todos os modelos abordados na seção anterior necessitam corrigir a temperatura da célula para a temperatura do módulo, exceto os modelos Sandia, King97, Ross e Faiman, os dois primeiros estimam a temperatura do módulo (*backsheet*) e os dois últimos consideram que a temperatura da célula e do módulo são equivalentes.

$$T_m = T_c - \frac{GTI}{G_{STC}} \Delta T \quad (13)$$

As temperaturas calculadas e medidas são validadas para as condições locais considerando três diferentes etapas. A primeira etapa consiste em adotar os coeficientes dos modelos originais, conforme são adotados na literatura, em seguida, na segunda etapa os coeficientes térmicos são ajustados para Petrolina considerando as características locais. Por fim, um modelo de média móvel baseado no modelo de Duffie e Beckmann (1991) que possui irradiância, temperatura ambiente e dados do módulo como entrada é proposto e comparado com o melhor modelo ajustado. A metodologia geral do presente trabalho é apresentada então na Figura 1.

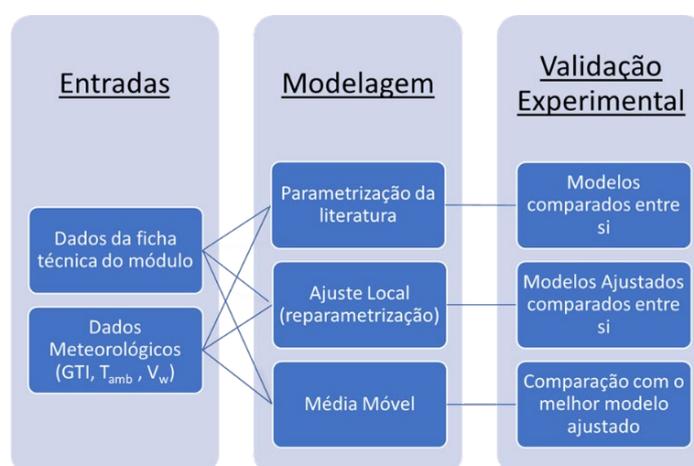


Figura 1 - Metodologia geral do presente trabalho. Etapa I: validação dos modelos térmicos com parametrização original da literatura. Etapa II: Comparação dos modelos com Ajuste Local dos coeficientes. Etapa III: Proposição de um modelo média móvel.

O modelo média móvel simples de Duffie e Beckmann (MM_DB) é obtido pela média dos valores calculados pelo modelo de Duffie e Beckmann ao longo de um período definido, conforme Equação 14.

$$T_{m,MMDB} = \frac{T_{m,DB_1} + T_{m,DB_2} \dots + T_{m,DB_n}}{n} \quad (14)$$

Onde n corresponde ao período da média móvel adotada, no presente estudo foi adotado 10 períodos (equivalente a 10 minutos) visando suavizar a modelagem. Nos minutos iniciais em que a média móvel não apresentaria dados, o modelo MM_DB considera a temperatura instantânea calculada por $T_{m,DB}$ para completar a série temporal.

Base de dados

A base de dados utilizada corresponde às medições realizadas a cada segunda e registradas a cada 1 minuto de 03 de dezembro de 2021 a 23 de dezembro de 2021. Os dados medidos são referentes a irradiância global inclinada (GTI) no plano dos módulos fotovoltaicos (15° N), a temperatura ambiente, velocidade do vento e também aos dados térmicos medidos na face posterior de diferentes módulos monofaciais de uma usina de 2,5 MWp instalada no Centro de Referência em Energia Solar de Petrolina (CRESP), em Pernambuco (Ramos et al., 2022). O clima local é o semiárido quente (tipo BSh na classificação Köppen-Geiger), com latitude de 9,11 °S, longitude de 40,44° O e altitude de 385 m em relação ao nível do mar.

A irradiância global inclinada (GTI) no plano do arranjo FV é medida a partir do piranômetro EKO, modelo MS-40 (classe A), com faixas de medição de 0 a 2000 W/m², faixa espectral de 285 nm a 3000

nm com tempo de resposta inferior a 18 s. Os dados térmicos são medidos com os sensores LM35 que foram previamente calibrados com um PT100. O sensor é acoplado na parte central da célula, ficando em contato com o *backsheet* do módulo, o acoplamento é realizado com pasta térmica e fita isolante a fim de reduzir a troca térmica convectiva do sensor com o ambiente e otimizar a medição da temperatura do módulo.

Quatro sensores foram acoplados em células de diferentes módulos fotovoltaicos. Uma análise termográfica foi realizada para garantir a boa distribuição da temperatura e boa condição das células antes do experimento. A Figura 2 apresenta os módulos de análise, onde somente as temperaturas dos sensores T1, T2 e T3 são consideradas (em verde), haja vista que T4 queimou ao longo da campanha de medição (em vermelho). A temperatura adotada corresponde à média das temperaturas dos sensores T1, T2 e T3.

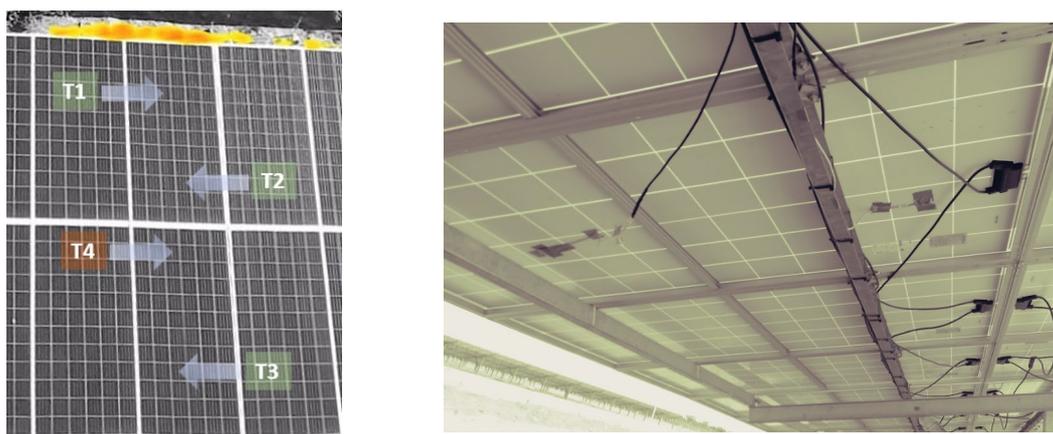


Figura 2 - Localização dos sensores térmicos T1, T2, T3 e T4 acoplados no *backsheet* dos módulos.

Para fins de modelagem do comportamento térmico dos módulos, a velocidade do vento medida pelo anemômetro a 10 metros de altura é corrigida para a altura dos módulos fotovoltaicos seguindo a lei logarítmica, que relaciona a velocidade do vento para diferentes alturas a partir da rugosidade do ambiente (Prilliman et al., 2020). A relação logarítmica é apresentada na Equação 15.

$$v(z) = v(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (15)$$

Onde z_r é a altura onde é realizada a medição, z é a altura nominal dos módulos fotovoltaicos, $v(x)$ é a velocidade do vento na altura x e z_0 é a rugosidade da superfície. No presente trabalho foram considerados os valores de $z_r = 10$ m, $z = 1,5$ m e z_0 foi considerado 0,001 m baseado nas classes de rugosidade do atlas eólico e solar de Pernambuco (“Atlas Eólico e Solar de Pernambuco”, [s.d.]).

Validação experimental dos modelos térmicos

As temperaturas dos módulos fotovoltaicos modeladas foram validadas estatisticamente com base na média da temperatura dos módulos em operação na central fotovoltaica. Os parâmetros estatísticos considerados são o erro médio absoluto (nMAE), o erro médio (nMBE), a raiz do erro quadrático médio (nRMSE) normalizados e o coeficiente de determinação (R^2). Para que o modelo seja considerado acurado é desejado que os mesmos apresentem valores próximos a 0 (zero) para os três primeiros indicadores e que apresentem valores próximos a 1 (um) para o R^2 .

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Parametrização da literatura

A Figura 3 apresenta as dispersões das simulações obtidas pelos modelos frente à medição térmica, destacando o estatístico coeficiente de determinação (R^2) de cada modelo por gráfico. A reta de ajuste de cada modelo também é apresentada.

(a)

(b)

(c)

(d)

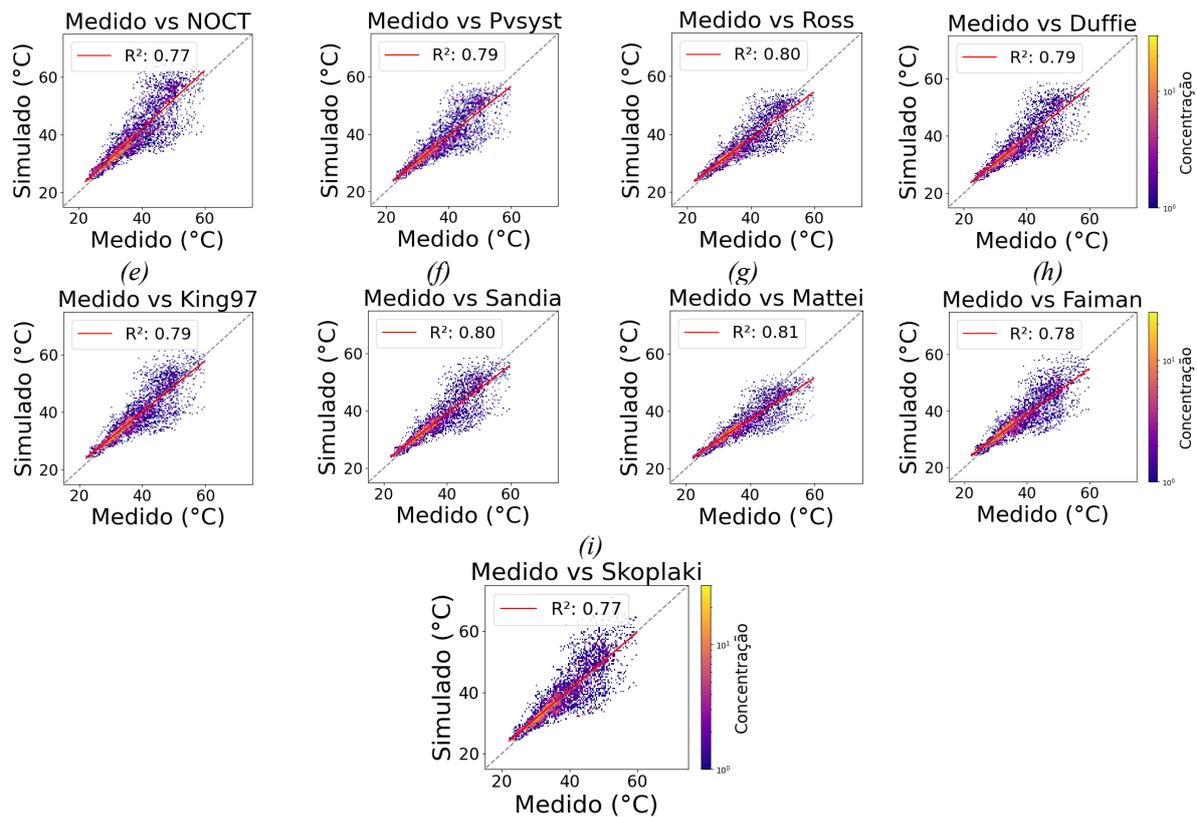


Figura 3: Dispersões dos dados simulados vs medidos dos modelos térmicos a) NOCT, b) PVsyst, c) Ross, d) Duffie, e) King97, f) Sandia, g) Mattei, h) Faiman, i) Skoplaki.

É possível observar na Figura 3 que alguns modelos apresentam elevado R^2 entretanto a linha de ajuste em vermelho, não está alinhada com a reta identidade ($y=x$, em cinza), demonstrando que a dispersão dos pontos tende a subestimar a medição, como é o caso do modelo Mattei que possui o maior R^2 entretanto a reta vermelha não alinhada com a reta cinza. Outros modelos apresentam maior alinhamento da linha de ajuste (vermelha) com a reta identidade, entretanto os dados estão bem dispersos apresentando menor R^2 , como é o caso do modelo NOCT.

A Tabela 3 apresenta os resultados dos estatísticos de cada modelo comparando aos valores calculados com parametrização da literatura. Na tabela, estão destacados em verde os melhores modelos para cada estatístico e em vermelho os piores resultados para cada um dos estatísticos.

Tabela 3: Estatísticos dos modelos térmicos com parametrização da literatura.

MODELOS	MAE (°C)	nMAE (%)	MBE (°C)	nMBE (%)*	RMSE (°C)	nRMSE (%)*	R^2 (-)
Duffie	2,51	6,66	-0,33	-0,87	3,77	10,04	0,786
Faiman	2,56	6,82	-0,74	-1,96	3,8	10,1	0,781
King97	2,56	6,80	0,32	0,86	3,79	10,08	0,789
Mattei	2,85	7,58	-2,2	-5,84	4,16	11,07	0,811
NOCT	3,43	9,13	1,88	4,99	4,82	12,81	0,769
PVsyst	2,48	6,59	-0,35	-0,93	3,73	9,93	0,788
Ross	2,51	6,67	-1,15	-3,06	3,77	10,02	0,795
Sandia	2,39	6,36	-0,52	-1,37	3,64	9,67	0,797
Skoplaki	2,97	7,89	1,04	2,76	4,27	11,35	0,767

*: Valor médio medido da T_m para os cálculos de nMBE e nRMSE corresponde a 37,61 °C.

Pela Tabela 3 é possível observar que os erros (MBE) variam entre aproximadamente -2,2 °C e 1,88 °C, com RMSE entre 3,64 e 4,82 °C. Em Oliveira et al. (2021) análises também na resolução de 1 min demonstram valores de RMSE entre 3,1 °C e 11,3 °C a depender das localidades no globo. Alguns lugares como no Reino Unido, o RMSE do modelo de Ross, que possui maior simplicidade na aplicação, e do Faiman, que considera as trocas convectivas, foram de respectivamente, 3,6 °C e 3,9 °C, próximos aos obtidos na presente pesquisa. Os autores ainda obtiveram resultados próximos entre ambos modelos

em lugares de baixa latitude como no Brasil em Brotas de Macaúbas (12,31° S) e Cingapura (1,28° N) quando avaliando dados de 1-min.

Ainda quanto a Tabela 3 é possível observar que o modelo NOCT, um dos mais utilizados na literatura e adotado em normas, sobrestima o comportamento térmico dos módulos em 4,99%, essa sobrestimativa também é observada em Li et al. (2020). Os modelos Ross, PVsyst e Duffie são modelos que não consideram a velocidade do vento nas análises, e mesmo não considerando a troca convectiva forçada, apresentaram bons resultados. Em Santiago et al. (2018) foi observado que os modelos que usam a velocidade do vento precisam ter as expressões de transferência térmica global determinados experimentalmente para a localidade e condições da instalação, uma vez ajustados é possível alcançar resultados otimizados.

Reparametrização dos modelos (Ajuste Local)

O ajuste dos coeficientes dos modelos foi realizado para os módulos instalados em estrutura fixa com inclinação de 15° N em Petrolina, a técnica empregada foi o *curve fit* em *python*, onde os novos coeficientes são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Coeficientes originais dos modelos e ajustado localmente para dados de 1 min.

		Ross	PVsyst	Skoplaki	Faiman	King97	Mattei	Sandia						
<u>Original</u>	<i>k</i>	0,0208	U _c	29	h _c	8,91	U _c	25	a	0,0712				
			U _v	0	h _v	2	U _v	6,84	b	-2,411	h _c	26,6	a	-3,56
									c	32,96	h _v	2,3	b	-0,076
<u>Ajustado</u>	<i>k</i>	0,0221	U _c	36,71	h _c	15,50	U _c	36,78	a	0,0361				
			U _v	0	h _v	1,24	U _v	1,78	b	-1,429	h _c	25,73	a	-3,60
									c	27,49	h _v	2,0	b	-0,063

Os ajustes são realizados em todos os modelos exceto Duffie e NOCT que não contam com coeficientes convectivos que podem ser parametrizados. Após os ajustes, é observado na Tabela 5 que os modelos que consideram a velocidade do vento apresentaram ganho na simulação do comportamento térmico dos módulos.

Tabela 5: Estatísticos dos modelos térmicos ajustados com base nas características locais.

MODELOS	MAE (°C)	nMAE (%)	MBE (°C)	nMBE (%)*	RMSE (°C)	nRMSE (%)*	R ² (-)
Duffie	2,51	6,66	-0,33	-0,87	3,77	10,04	0,786
Faiman	2,39	6,34	-0,53	-1,41	3,63	9,66	0,797
King97	2,39	6,34	-0,53	-1,42	3,63	9,66	0,797
Mattei	2,38	6,32	-0,49	-1,30	3,61	9,60	0,798
NOCT	3,43	9,13	1,88	4,99	4,82	12,81	0,769
PVsyst	2,46	6,54	-0,64	-1,69	3,72	9,88	0,791
Ross	2,46	6,54	-0,62	-1,65	3,72	9,88	0,790
Sandia	2,39	6,34	-0,54	-1,42	3,63	9,66	0,797
Skoplaki	2,39	6,36	-0,56	-1,49	3,65	9,70	0,797

*: Valor médio medido da T_m para os cálculos de nMBE e nRMSE corresponde a 37,61 °C.

Com o ajuste realizado, é possível observar que o modelo Sandia com e sem Ajuste local apresentou bons resultados para a localidade. Os modelos Faiman, King97, Mattei e Sandia apresentaram os melhores desempenhos globais, e alguns modelos que utilizam a velocidade do vento como variável de entrada apresentaram ganhos importantes com o ajuste local. Para o modelo Mattei, que tinha apresentado elevado coeficiente de determinação inicialmente, entretanto baixo desempenho global com maior subestimativa das temperaturas e elevado nRMSE, após ajuste, obteve melhora do nRMSE de 1,47%, saindo de 11,07% para 9,6% e do nMBE saindo de -2,2°C para -0,49°C.

De maneira geral, é possível observar após reparametrização dos modelos que os modelos que consideram a velocidade do vento tendem a apresentar resultados ligeiramente melhores. Entretanto não apresentam ganhos muito expressivos, por exemplo o modelo de Ross é um modelo simples e que consegue apresentar resultados satisfatórios quanto a estimativa do comportamento térmico. Essa ligeira diferença se deve ao pequeno impacto que a V_w possui na modelagem da temperatura, apesar de pequeno, quando disponível deve ser levada em consideração nos cálculos da temperatura dos módulos (Akshassi et al., 2018). Além disso, a velocidade do vento na altura dos módulos para a localidade de

Petrolina e período avaliado não é tão expressiva (<7 m/s), o que corrobora com a ligeira melhora na modelagem.

A notar ainda que todos esses modelos são considerados modelos de regime permanente (Prilliman et al., 2022), pois não levam em consideração a inércia térmica dos módulos, como pode ser observado na Figura 4, onde momentos entre 10:45 e 11:15 de um dia de céu variável ocorrem picos nas temperaturas modeladas e logo em seguida, a temperatura simulada cai rapidamente. Essa grande variação se dá pelas variações abruptas da irradiância, devido à passagem de nuvens. Ao mesmo tempo, pode-se observar que a temperatura medida tem comportamento suavizado, resfriando aos poucos, conforme pode ser observado na curva azul da Figura 4.

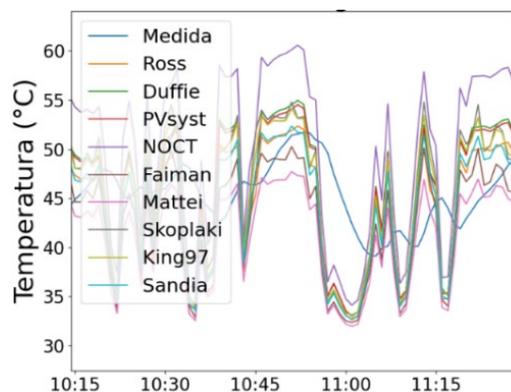


Figura 4 - Comportamento térmico dos módulos simulado pelos modelos e medido (curva em azul).

Modelo Média Móvel de Duffie e Beckmann

Visando amenizar essa elevada variabilidade foi aplicado um modelo que consiste na média móvel do modelo de Duffie e Beckmann (DB). Esse modelo consiste na média móvel de 10 min de DB, onde para os instantes iniciais em que a média móvel ainda não teria capturado a janela de 10 minutos do modelo DB, o modelo da média móvel é preenchido com os valores instantâneos do modelo de Duffie e Beckman. Esse modelo foi selecionado devido à facilidade de aplicação do mesmo (varia em função de T_{amb} e G_{TI}) e possui bons resultados do *bias* (MBE e nMBE). O conceito de média móvel é também empregado em Prilliman et al. (2022) sendo utilizado uma média móvel ponderada. Os ganhos da presente modelagem podem ser observados na Figura 5, ao comparar o melhor modelo reparametrizado, o modelo Mattei Ajustado com o modelo média móvel de Duffie e Beckman (MM_DB).

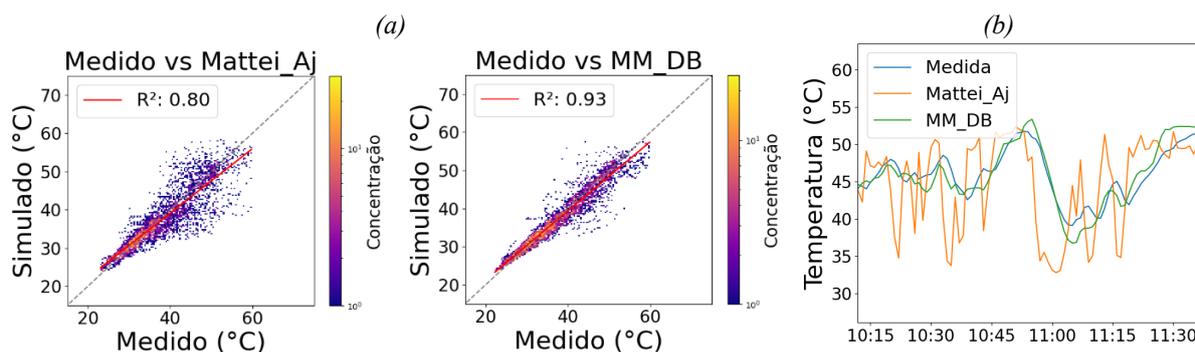


Figura 5 – a) Simulado vs medido para o melhor modelo ajustado (Mattei_Aj) e a Média Móvel de Duffie e Beckman. b) Variação temporal dos modelos e da medição com base em dados de 1 min.

A maior concentração de dados próximos a reta identidade (reta de cor cinza) demonstra que os dados simulados pelo modelo MM_DB permitem uma maior descrição do comportamento térmico dos módulos fotovoltaicos, o que é confirmado na Figura 6.b a partir das séries temporais avaliadas. O comportamento suavizado do modelo MM_DB acarreta no elevado R^2 (0,93), no RMSE de $2,15$ °C (nRMSE de $5,72\%$), MBE de $-0,37$ °C (nMBE de $-0,97\%$). Frente ao modelo Mattei ajustado os ganhos nessa abordagem permitem a redução de $1,4$ °C no RMSE ($3,61$ °C para $2,15$ °C) e aumento de $0,13$ no R^2 (0,80 para 0,93). Apesar da metodologia ser diferente, em Prilliman et al. (2022) os resultados obtidos

com a média móvel do modelo proposto pelos autores acarretam no ganho de até 2,40 °C no RMSE para a localidade de Orlando, já em Albuquerque os ganhos no RMSE foram de 1,10 °C, próximo ao valor aqui obtido.

CONCLUSÕES

No presente trabalho o comportamento térmico dos módulos foi estimado a partir de diferentes modelos térmicos comumente adotados na literatura e ainda, um modelo térmico foi proposto visando otimizar a modelagem térmica dos módulos. Ao empregar nove modelos utilizando a parametrização da literatura, observou-se que os modelos Duffie e Beckman, PVsyst, Ross e Sandia apresentaram os melhores desempenhos. Na segunda etapa, após ajustar os coeficientes para as condições de instalação e climáticas de Petrolina, foi observado que o modelo Mattei, King97, Sandia e Faiman apresentaram os melhores resultados. O modelo Sandia apresentou ótimo desempenho com e sem ajuste local dos coeficientes, demonstrando ótima descrição do comportamento térmico. O desempenho superior dos modelos com ajuste local na segunda etapa se deve ao fato de que esses modelos consideram a velocidade do vento na troca térmica, onde os resultados ligeiramente superiores se devem a baixa velocidade do vento existente na altura dos módulos. Por fim, um modelo térmico foi proposto com o objetivo de descrever a inércia térmica dos módulos. O modelo média móvel de Duffie e Beckmann (MM_DB) apresentou o melhor desempenho dentre as condições avaliadas, apresentando ganho de 1,4 °C no RMSE e 3,9% em termos normalizados, saindo de 9,6% com Mattei com coeficientes ajustados para 5,7% com o modelo média móvel de Duffie e Beckmann. Como perspectivas futuras, propõe-se analisar o acoplamento da modelagem térmica com a modelagem elétrica para diferentes localidades, utilizando também outros modelos de regime permanente como entrada na modelagem de média móvel, bem como, modelos específicos de regime transiente, considerando a inércia térmica do sistema.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF por meio do projeto 23076.009704/2020-56 no âmbito do Programa de P&D ANEEL, como também ao Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES pelo apoio aos bolsistas no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Tecnologias Energéticas e Nucleares – PROTEN.

REFERENCIAS

- Akhsassi, M., El Fathi, A., Erraissi, N., Aarich, N., Bennouna, A., Raoufi, M., & Outzourhit, A. (2018). Experimental investigation and modeling of the thermal behavior of a solar PV module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 180, 271-279.
- Assoa, Y. B., Valencia-Caballero, D., Rico, E., Del Caño, T., E., Furtado, J. V. (2023). Performance of a large size photovoltaic module for façade integration. *Renewable Energy*, 211, 903-917.
- Assoa, Y.B., De Medeiros, J.V.F.F. E Thony, P. (2020). Impact of Configurations on the Performance Prediction of Building Integrated Photovoltaic Modules. In *EU PVSEC 2020, 37th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, p. 1937-1940.
- Atlas Eólico e Solar de Pernambuco. Disponível em:
<<http://www.atlaseolicosolar.pe.gov.br/chapter/climatologia.html?Uso%20do%20Solo%20e%20Rugosidade>>. Acesso em: 15 maio. 2023.
- Burger, B. & Rüther, R. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy*, v. 80, no 1, p. 32-45.
- de Medeiros, J. V. F., Barboza, L. E., Miranda, D. R., Vilela, O. C., Gomes, E. T., & Salazar, G. (2022). Modelos de separação de GHI: validação para dados de 1-min e análise do impacto na geração de sistemas fotovoltaicos em baixa latitude. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA*, 26, 291-302.
- Duffie J.A., Beckman W.A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes* 2nd edition, Wiley, New York, NY.

- Duffie, J.A., Beckman, W.A. (2013) Solar engineering of thermal processes, 4th edition, Wiley, New York, NY.
- Faiman, D. (2008). Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 16, n. 4, p. 307–315.
- Galdino, J.B., Barcelar, T. S., Miranda, D., Petribú, L., Vilela, O.C. & Barbosa, E. M. (2021). Comportamento térmico de painéis solares em diferentes formas de montagens de uma usina fotovoltaica flutuante. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, v. 8, p. 78-86.
- Hofmann, M., & Seckmeyer, G. (2017). Influence of various irradiance models and their combination on simulation results of photovoltaic systems. *Energies*, 10(10), 1495.
- IEC. IEC 61215:2005. (2005). Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules—Design qualification and type approval.
- King, D. L.; Boyson, W. E.; Kratochvil, J. A. (2004). Photovoltaic Array Performance Model. . United States.
- King D.L. (1997). Photovoltaic module and array performance characterization methods for all system operating conditions. In: *Proceedings of the NREL/SNL photovoltaic program review meeting*, Lakewood, CO, p. 1–22.
- Li, C., Spataru, S. V., Zhang, K., Yang, Y., & Wei, H. 2020. A Multi-State Dynamic Thermal Model for Accurate Photovoltaic Cell Temperature Estimation. *IEEE Journal of Photovoltaics*, p. 1–9.
- Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., & Poggi, P. (2006). Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. *Renewable Energy*, v. 31, n. 4, p. 553–567.
- Medeiros, J.V.F.F. (2023). Avaliação de modelos utilizados na estimativa da geração de energia de uma usina fotovoltaica localizada no semiárido brasileiro. *Dissertação de Mestrado*, CER, UFPE, Recife.
- Nordmann, T., & Clavadetscher, L. (2003). Understanding temperature effects on PV system performance. In *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of (Vol. 3, pp. 2243-2246)*. IEEE.
- Oliveira, A. K. V., Braga, M., Oh, S., Dittmann, S., Gottschalg, R., Rodríguez-Gallegos, C. D., Reindl, T., Ettlbi, K., Betts, T., Burnham, L., E Rüther, R. (2021). Analysis of Temperature Inertia of PV Modules Using Different Temperature Estimation Models. *38th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, p. 1269–1274.
- Prilliman, M., Stein, J. S., Riley, D., & Tamizhmani, G. (2020) Transient weighted moving average model of photovoltaic module back-surface temperature. In *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)* (pp. 0490-0497). IEEE.
- PVsyst (2023). Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/help>>. Acesso em: 20 de abril de 2023.
- Ramos, M. R., de Medeiros, J. V. F. F., Miranda, D., Vilela, O. C., Pereira, A. C., Jatoba, E. B., & de Melo Filho, J. B. (2022). Avaliação de desempenho da planta fotovoltaica de 2, 5 mwp do cresp com parametrização do software PVsyst. In *Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS* (pp. 1-9).
- REN21 (2022). *Renewables 2022 Global Status Report*. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf>. Acesso em: 21 de maio de 2023.
- Ross, R. G. (1976). Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. In: *12th Photovoltaic specialists conference*. p. 801-806
- Santiago, I., Trillo-Montero, D., Moreno-García, I. M., Pallarés-López, V., & Luna-Rodríguez, J. J. (2018). Modeling of photovoltaic cell temperature losses: A review and a practice case in South Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 70-89.
- Skoplaki, E., Boudouvis, A. G. & E Palyvos, J. A. (2008) A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 92, n. 1, p. 1393–1402.
- Vilela, O. D. C., Bacelar, T. S., Fraidenraich, N., & Barbosa, E. M. D. S. (2019). Previsão da temperatura e do desempenho do gerador fotovoltaico flutuante a partir de suas características elétricas medidas em reais condições ambientais. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 23, 21-28.
- Yang, D. (2022). Estimating 1-min beam and diffuse irradiance from the global irradiance: A review and an extensive worldwide comparison of latest separation models at 126 stations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 159, p. 112195.

THERMAL MODELING OF PHOTOVOLTAIC MODULES UNDER HIGH VARIABILITY CONDITIONS

ABSTRACT Accurate simulation of photovoltaic systems using 1-minute data allows to know the behavior of the systems in moments of high variability. Thermal models seek to describe the thermal behavior of modules given environmental operating conditions. This study aims to evaluate models widely disseminated in the literature with 1-min data. Nine models were evaluated, including PVsyst, Mattei, and Sandia, using their original parameterizations and performing a local adjustment. A moving average model was proposed to consider the thermal inertia of photovoltaic modules and compare it with the best-performing thermal model. The observational data of irradiation, wind speed, ambient temperature, and module operation are from the Solar Energy Reference Center of Petrolina in Pernambuco-Brazil. RMSE values between 3.6 and 4.8 °C were found with the original parameters of the thermal models. After reparameterization, models using wind speed as an input variable presented significant gains, such as the Mattei model. Sandia model performed very well with and without local adjustment of the coefficients. The model proposed here presented an RMSE of 2.2 °C, corresponding to a reduction of 1.4 °C compared to the best-adjusted model.

Keywords: thermal modeling of modules, thermal behavior, moving average, local adjustment, thermal inertia