

MODELOS DE SEPARAÇÃO DE GHI: VALIDAÇÃO PARA DADOS DE 1-MIN E ANÁLISE DO IMPACTO NA GERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOSEM BAIXA LATITUDE

João Victor F. F. de Medeiros^{1,2}, Lucas E. A. Barboza^{1,2}, Diego R. Miranda^{1,2}, Olga C. Vilela^{1,2}, Emerson T. A. Gomes^{1,2}, Germán Salazar³

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

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

³ Grupo de Estudio y Evaluación del Recurso Solar (GEERS) - Instituto de Investigación en Energía No Convencional (INENCO-CONICET) - Argentina.
Tel. +55 81 2126-7326 (CER-UFPE) - E-mail: joao.furtado@ufpe.br

RESUMO: As simulações de sistemas fotovoltaicos (FV) demandam informações de qualidade a respeito dos dados de entrada e seleção dos modelos aplicados no processo de simulação. Um dos grupos de modelos existentes nas ferramentas de simulação diz respeito a separação da irradiância global horizontal para obtenção da irradiância direta (DNI) e difusa (DHI). Nos últimos anos, esses modelos passaram a ser avaliados em resoluções temporais sub-horárias, com destaque para 1-min. Neste trabalho 19 modelos de separação de GHI foram avaliados com base nos dados medidos de DNI e DHI de Araripina (Brasil), uma análise sobre o impacto dos mesmos na simulação de sistemas fotovoltaicos foi realizada. Com base nas gerações obtidas a partir da DNI e DHI modelados e medidos, observou-se que a seleção dos modelos para sistemas fixos de baixa inclinação não apresentam forte impacto no PR e na geração. Já para os sistemas FV de elevada inclinação ou com rastreamento, a escolha do modelo de separação possui impacto não desprezível nos resultados obtidos, podendo variar o PR em até 0,94% e sobrestimar a geração em até 6,45%, valor quase 3 vezes superior ao melhor modelo (nMBE de 2,25%), Yang4. Os melhores modelos avaliados para a localidade correspondem aos modelos Yang4, Starke3 e Engerer2, ambos apresentaram melhor desempenho quanto a DNI/DHI e a geração.

Palavras chave: irradiância direta e difusa, fração difusa, modelos de decomposição, *cloud enhancement*, dados minuto-a-minuto.

INTRODUÇÃO

Diversos modelos matemáticos são empregados nas simulações de sistemas fotovoltaicos (FV) ou térmicos. Um dos grupos de modelos existentes nas ferramentas de simulação diz respeito à separação da irradiância global horizontal (GHI). Esses modelos são empregados geralmente em casos onde as componentes da irradiância direta normal (DNI) e difusa horizontal (DHI) são desconhecidas para a localidade, sendo necessário utilizar modelos de separação da irradiância global horizontal para, em seguida, transpor a irradiância para o plano do arranjo FV ou dos coletores térmicos. Em lugares onde o recurso solar disponível é elevado, a componente DNI tende a ser dominante, sendo assim necessário estimar a irradiância direta, como também a DHI, de forma acurada (Gueymard e Ruiz-Arias, 2014).

Com os avanços no monitoramento de dados solarimétricos, os estudos voltados a avaliar os modelos de separação de GHI passaram a trabalhar em uma escala temporal mais reduzida, passando da resolução mensal, diária ou horária (Erbs et al., 1982; Ridley et al., 2010; Rodrigues et al., 2019) para intervalos de tempo sub-horários, na escala dos minutos ou ainda menores (Gueymard e Ruiz-Arias,

2016; de Medeiros et al., 2022). A obtenção das componentes DNI e DHI na resolução dos minutos é geralmente realizada com base na relação entre a fração difusa (k_d) e o índice de claridade (k_t), onde abrange os momentos de céu nublado, parcialmente nublado, céu claro e também, os eventos de efeito de lente produzido pelas nuvens, fenômeno chamado sobreirradiância ou também, de *cloud enhancement* (CE) (Starke et al., 2018). Um dos pioneiros na concepção desses modelos com base em dados na resolução dos minutos foi Engerer (2015), este autor propôs 3 modelos para a região da Austrália, sendo um deles o modelo Engerer2, que considera todos os tipos de céu incluindo os eventos de CE.

Recentemente, vários trabalhos se dedicaram a estimar com maior acurácia a dispersão $k_d \times k_t$. Para avaliar esses novos modelos desenvolvidos, Yang (2022) utilizou dados de 126 estações solarimétricas localizadas em diferentes climas, onde os modelos Starke3, Yang4 e Engerer2 se destacaram como uns dos principais modelos para as localidades dos trópicos. Visando analisar os modelos de separação de GHI para uma localidade de baixa latitude (7,57°S - Araripina, Brasil) e compreender qual o impacto que os mesmos possuem na simulação de sistemas fotovoltaicos, o presente trabalho busca analisar as componentes DNI e DHI obtidas a partir dos modelos de separação e avaliar o efeito que os mesmos possuem no desempenho global do sistema FV, tendo como ênfase a métrica *Performance Ratio – PR*.

MODELOS DE SEPARAÇÃO DE GHI

Em Gueymard e Ruiz-Arias (2014) foi observado que os modelos horários podem geralmente ser aplicados com dados na resolução dos minutos, entretanto dois pontos são levantados pelos autores, o primeiro quanto ao aumento de erros aleatórios com o aumento da resolução temporal e, o segundo, que nem sempre os modelos horários conseguem descrever corretamente as situações transientes relacionadas ao *cloud enhancement*. O mesmo fato é observado em de Medeiros et al. (2022), onde alguns modelos horários, como Skartveit et al. (1998) e Perez et al. (1992) apresentam ótimos resultados para uma cidade de baixa latitude (9,11°S), o modelo de Engerer (2015) concebido com dados de 1-min também se destacou para a localidade avaliada.

O modelo ENGERER2, concebido em Engerer (2015) é reparametrizado em Bright e Engerer (2019), dando origem ao modelo ENGERER4 que foi proposto para várias resoluções temporais (1-min, 5-min, 10-min, 15-min, 30-min, 1-h e 1 dia), onde os novos coeficientes (β) do modelo apresentam menor descrição dos dados observados em momentos de *cloud enhancement*.

Um modelo largamente avaliado e um dos pioneiros que usa uma função logística é o modelo BRL concebido por Ridley et al. (2010) na resolução horária. Nos últimos anos, alguns autores adaptaram este modelo para dados de 1-min. Em Lemos et al. (2017), o ajuste foi realizado com base nos dados da rede SONDA (Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais) para o Brasil. O modelo implementado, aqui denominado BRL-BR, atribui valores de β ajustado para o Brasil. A Eq. (1) apresenta o modelo descrito por Ridley et al. (2010), onde a parametrização dos coeficientes dá origem aos modelos BRL e BRL-BR. É observado na literatura que ambos modelos conseguem descrever a dispersão dos dados observados de 1-min se os momentos de CE forem removidos (Starke et al., 2018).

$$k_d^{BRL} = \frac{1}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi)} \quad (1)$$

Onde HSA corresponde a hora solar aparente, α a elevação solar, K_t ao índice de claridade diário e ψ a persistência. De maneira semelhante a BRL-BR, Every et al. (2020) parametrizam o modelo BRL-BR para dados do planeta todo, resultando no modelo EVERY1. Os autores ainda propõem uma parametrização específica para diferentes tipos de climas seguindo a classificação de Köppen-Geiger, essa parametrização dá origem ao modelo Every2. Para o clima de Araripina (BSh) os coeficientes correspondem a β_0 : -6,734, β_1 : 8,853, β_2 : 0,02454, β_3 : -0,00495, β_5 : 1,874 e β_6 : 0,939.

Em Starke et al. (2018), o modelo BRL é adaptado ao acrescentar na equação o parâmetro K_{CSI} , esse parâmetro é definido como a razão entre GHI e a irradiância GHI de céu claro (CSI) obtida a partir do modelo Solis (Ineichen, 2008). Os autores definem dois modelos sendo o modelo STARKE1 para dados da Austrália e o STARKE2 parametrizado para o Brasil. A Eq.(2) apresenta o modelo adotado.

$$k_d^{STARKE2} = \begin{cases} \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi + \beta_6 \frac{CSI}{277,78}\right)\right]} & , K_{CSI} < 1,05 \\ \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_7 + \beta_8 k_t + \beta_9 HSA + \beta_{10} \alpha + \beta_{11} K_t + \beta_{12} \psi + \beta_{13} \frac{CSI}{277,78}\right)\right]} & , K_{CSI} \geq 1,05 \text{ e } k_t > 0,65 \end{cases} \quad (2)$$

Os limites de K_{CSI} e k_t apresentados pelo modelo Starke et al. (2018) dizem respeito aos eventos de CE. Em Starke et al. (2021), os limites considerados correspondem a K_{CSI} maior igual a 1,05 e k_t maior que 0,75. Além disso, os autores acrescentam o índice de claridade horário ($k_{t,h}$) no modelo e realizam a parametrização para tipos diferentes de climas, os coeficientes para o clima de Araripina correspondem a β_0 : -1,7463, β_1 : -2,20055, β_2 : 0,01182, β_3 : -0,03489, β_4 : 2,46116, β_5 : 0,70287, β_6 : 0,00329, β_7 : 2,30316, β_8 : -6,53133, β_9 : 6,63995, β_{10} : 0,01318, β_{11} : -0,01043, β_{12} : 1,73562, β_{13} : 0,85521, β_{14} : -0,0003 e β_{15} : 2,63141. O modelo STARKE3 pode ser observado na Eq.(3).

$$k_d^{STARKE3} = \begin{cases} \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_8 + \beta_9 k_t + \beta_{10} HSA + \beta_{11} \alpha + \beta_{12} K_t + \beta_{13} \psi + \beta_{14} \frac{CSI}{277,78} + \beta_{15} k_{t,h}\right)\right]} & , K_{CSI} < 1,05 \\ \frac{1}{\left[1 + \exp\left(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \alpha + \beta_4 K_t + \beta_5 \psi + \beta_6 \frac{CSI}{277,78} + \beta_7 k_{t,h}\right)\right]} & , K_{CSI} \geq 1,05 \text{ e } k_t > 0,75 \end{cases} \quad (3)$$

Semelhantemente a Starke et al. (2021), Yange Boland (2019) propuseram uma alteração em um modelo já existente, os autores modificaram o modelo de Engerer (2015), acrescentando a fração difusa horária ou 30-min obtida com base em dados de satélite. Devido a maior complexidade para implementação, Yang (2021) propõe uma alteração nesse modelo, substituindo a fração difusa de dados de satélite pelo k_d obtido pelo modelo Engerer2 na resolução horária ($k_{d,h}^{Engerer2}$). Esse parâmetro vil a descrever as variações de baixa frequência, semelhantemente a um índice de variabilidade. Com essa alteração o modelo denominado YANG4 é escrito conforme Eq. (4), onde k_{de} representa uma porção da fração difusa atribuída aos eventos de CE, θ_z é o ângulo zenital, Δk_{tc} corresponde à diferença entre o k_t medido e o índice de claridade de céu claro obtido pelo modelo de céu claro REST2.

$$k_d^{YANG4} = C + \frac{1 - C}{1 + \exp(\beta_0 + \beta_1 k_t + \beta_2 HSA + \beta_3 \theta_z + \beta_4 \Delta k_{tc} + \beta_6 k_{d,h}^{Engerer2})} + \beta_5 k_{de} \quad (4)$$

Um modelo recente de maior praticidade na implementação e que busca alcançar os eventos de CE, é o modelo de Abreu et al. (2019). O modelo ABREU corresponde a uma função polinomial de segundo grau e varia em função de k_t . Os coeficientes A, B e n são obtidos para diferentes tipos de climas, onde o clima árido apresenta os coeficientes denotados na Eq. (5).

$$k_d^{ABREU} = \{1 + [A(k_t - 0,5)^2 + B(k_t - 0,5) + 1]^{-n}\}^{\frac{1}{n}} ; A = 11,39 , B = -6,25 , n = 1,86 \quad (5)$$

Com base no exposto acima, os modelos de separação selecionados para análise correspondem a alguns modelos horários largamente discutidos na literatura na resolução de 1-min (Gueymard e Ruiz-Arias, 2016; de Medeiros et al., 2022) e os modelos concebidos na resolução dos minutos e apresentados nesse trabalho. Dessa forma, como modelos horários temos os modelos de Erbs et al. (1982) - ERBS, Orgill e Hollands(1977) - O&H, Chandrasekaran e Kumar (1994) - C&K, as variações dos modelos de Reindl et al. (1990) (REINDL1, REINDL2 e REINDL3), os modelos de Maxwell (1987) - DISC, Perez et al. (1992) - DIRINT, Skartveit et al. (1998) - SKARTVEIT e Ridley et al. (2010) - BRL. Os modelos de 1-min considerados foram os modelos de Engerer (2015) - ENGERER2, Bright e Engerer(2019) - ENGERER4, Lemos et al. (2017) - BRL-BR, Every et al. (2020) - EVERY1 and EVERY2, Starke et al. (2018) - STARKE2, Starke et al. (2021) - STARKE3,

Yang (2021) - YANG4 e Abreu et al. (2019) - ABREU, totalizando assim 19 modelos de separação de GHI.

METODOLOGIA

A metodologia aplicada no presente trabalho é apresentada na Figura 1 e consiste na validação dos modelos de separação selecionados com base nos dados de DHI e DNI medidos. Em seguida, os dados de DHI e DNI modelados (caso “a”, ver Figura 1) e medidos (caso “b”) passam pelo modelo de transposição isotrópico para estimar a irradiância no plano dos módulos fotovoltaicos (GTI – *Global Tilted Irradiance*). Depois, para cada GTI estimado, teremos a geração e o desempenho global de um mesmo sistema fotovoltaico para os diferentes modelos.

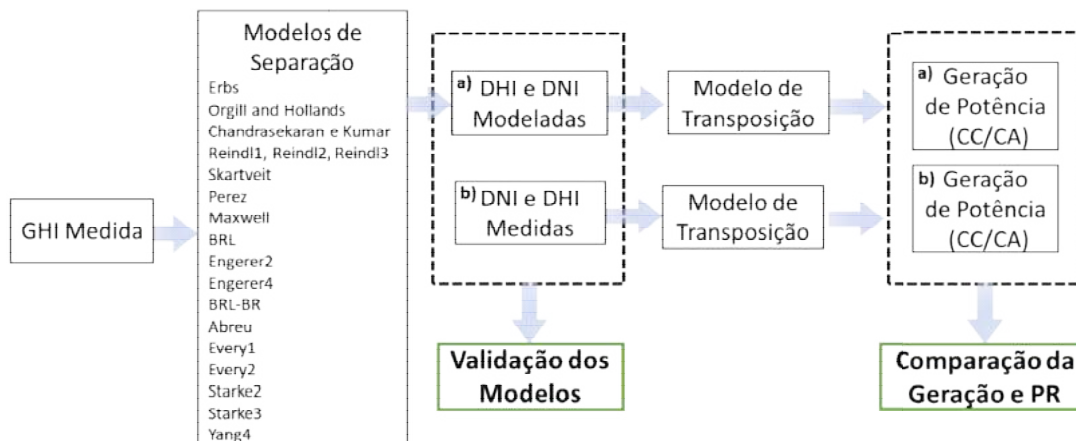


Figura 1: Metodologia para validação dos modelos de separação de GHI e para comparação do PR e da Geração obtida para os sistemas simulados com DHI e DNI a) Modeladas e b) Medidas.

O sistema fotovoltaico considerado para simulação possui potência de 601,92 kWp, contando com 16 *strings* de 19 módulos cada e totalizando 6 *string boxes*. Os módulos fotovoltaicos considerados para simulação possuem 330 Wp, sendo da Canadian Solar modelo CS6U-330P.

Os sistemas fotovoltaicos foram simulados pela linguagem de programação *python* com auxílio da biblioteca *pvlb* para modelagem do modificador do ângulo de incidência (IAM), geração CC (corrente contínua) e CA (corrente alternada), onde o modelo físico de IAM foi adotado pois apresentou melhor desempenho nas simulações avaliadas em Mayer e Gróf (2021). Para a geração CC e realizar a conversão CC-CA foram utilizados os modelos empregados no *software PVWatts*. O modelo para estimar o comportamento térmico dos módulos foi o de Duffie e Beckman (2013), usado no *software Homer Pro 3.15*. As Eq. 6 e 7 apresentam como a temperatura e a potência são estimadas por esses modelos.

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}} \right) \left[1 - \frac{\eta_{STC}(1 - \alpha_P T_{c,STC})}{\tau \alpha} \right]}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}) \left(\frac{GTI}{G_{NOCT}} \right) \left(\frac{\alpha_P \eta_{STC}}{\tau \alpha} \right)} \quad (6)$$

$$P_{FV} = P_{STC} \frac{GTI}{G_{STC}} [1 + \alpha_P (T_c - T_{STC})] \quad (7)$$

Onde T_a e T_c são a temperatura ambiente e a da célula FV, α_P é coeficiente de temperatura da potência, P_{STC} a potência dos módulos, η_{STC} eficiência em STC, G_{NOCT} , $T_{c,NOCT}$, $T_{a,NOCT}$ a irradiância, temperatura da célula e ambiente em condições nominais de operação (NOCT), $\tau \alpha$ o produto transmitância-absortância cujo valor sugerido por Duffie e Beckman (2013) é de 0,9 e GTI a irradiância coletada.

As perdas consideradas nas simulações correspondem ao valor obtido pela parametrização realizada no trabalho de Ramos et al. (2022), com ligeiras diferenças quanto a degradação anual, onde foi

considerado uma degradação de 0,7% ao ano, com aumento gradual na *mismatch*. As perdas adotadas são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Parametrização das perdas adotadas. Adaptado de Ramos et al. (2022).

PERDAS	VALOR
Mismatch	1,2%
Perdas ôhmicas	0,71%
LID	1,8%
Sujidade	1,8%
Degradação Anual	0,7%/ano com <i>mismatch</i> crescente (0,2%/ano)

Tendo em vista a baixa latitude de Araripina (7,57° S) e sabendo-se que os módulos fotovoltaicos instalados na região entre trópicos tendem a apresentar inclinações próximas a latitude local, sendo assim pequenas inclinações, decidiu-se expandir a análise dos modelos de separação para outras inclinações que podem ser alcançadas por sistemas Fotovoltaicos Integrados as Edificações (BIPV) (Assoa et al., 2020) ou até sistemas com rastreamento solar. O impacto desses modelos na geração de energia e no desempenho global do sistema é avaliado então para 6 cenários distintos, sendo eles: *i*) sistema fixo com módulos inclinados com 10°N; *ii*) fixo com 15°N; *iii*) fixo com 30°N; *iv*) fixo com 45°N; *v*) fixo com 60°N; *vi*) sistema com rastreamento Leste-Oeste com eixo Norte-Sul.

Base de dados

A base de dados utilizada corresponde a estação solarimétrica localizada em Araripina, no estado de Pernambuco, Brasil, com latitude de 7,57 °S, longitude de 40,51 °O, altitude de 633 m e clima de semiárido (classificação Köppen-Geiger: BSh). Os dados utilizados e medidos pela estação correspondem a GHI, DNI, DHI, temperatura ambiente e umidade relativa, sendo referente ao período de 25 de maio de 2016 a 31 de dezembro de 2020 com medições segundo a segundo e registro das médias de 1 em 1 minuto. Os instrumentos utilizados para realizar as medições da GHI e DHI correspondem a piranômetros modelo CMP3e o pireliômetro modelo CHP1 da Kipp&Zonen.

Dada a natureza do presente trabalho trata da validação e análise estatística dos modelos de separação, a garantia de qualidade dos dados torna-se imperativa, tendo em vista que os modelos alimentados com dados de má qualidade podem induzir os estatísticos de maneira indesejada. Neste sentido, o procedimento de garantia de qualidade dos dados adotado segue a metodologia proposta em Petribúet al. (2017), onde três blocos de testes são aplicados, correspondendo aos testes globais, que avaliam a existência de lacunas e inconformidades na série temporal; testes físicos que avaliam a coerência física dos dados medidos; testes comparativos que avaliam a relação entre as três componentes da radiação, correspondendo aos testes de *tracker off* e da coerência considerando validação com modelo de céu claro; e, por fim, testes de refinamento. Os resultados de qualidade indicam a existência de dados anômalos equivalentes a 2,19% para as medições de GHI, 5,84% para DHI e 12,83% para DNI.

Validação experimental dos modelos de DHI/DNI

As irradiâncias difusa horizontal e direta normal foram validadas estatisticamente com base nas componentes DHI e DNI medidas na estação. Os parâmetros estatísticos considerados são o erro médio absoluto (nMAE), o erro médio (nMBE) e a raiz do erro quadrático médio (nRMSE) normalizados, a correlação (R), a razão entre os desvios padrões (stdr) que representa o desvio padrão medido sobre o observado e o *skill score* de Taylor (Taylor, 2001). Este último indica o desempenho geral dos modelos. 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 os demais. A notar que a validação experimental é realizada unicamente a nível das componentes direta e difusa.

Análise do desempenho global do sistema fotovoltaico

Com base nas saídas de direta e difusa, 6 cenários de sistemas fotovoltaicos são avaliados para os modelos de separação. A geração dos sistemas fotovoltaicos para cada um dos cenários e a estimativa da radiação no plano dos módulos FV permitem analisar o desempenho dos sistemas. A principal métrica de desempenho de usinas fotovoltaicas é o Performance Ratio (PR), ou em português,

desempenho global do sistema FV. O PR representa o desempenho do sistema FV independentemente do local em que a usina está instalada e do tamanho do sistema fotovoltaico (Khalid et al., 2016) e pode ser calculado como a razão entre a produtividade (Y_f) e o rendimento de referência (Y_r), conforme Eq. (8).

$$PR = Y_f \cdot \frac{1}{Y_r} \Rightarrow PR = \frac{E}{P_{nom}} \cdot \frac{G_{stc}}{H_t} \quad (8)$$

Onde E corresponde a energia gerada do sistema (CA), P_{nom} a potência instalada da usina, G_{stc} irradiância nas condições de teste padrão (STC), 1000 W/m² e H_t a irradiação total que incide nos módulos.

Além desse importante indicador o desempenho será avaliado a nível de geração de energia elétrica, tendo em vista a importância que as simulações em 1-min possuem no mercado FV (Hofmann e Seckmeyer, 2017). Devido a existência de lacunas nas medições de GHI, DHI e/ou DNI, os valores de geração foram obtidos a partir da produtividade média diária por ano, ou seja, com base nos dados existentes a geração é simulada e essa simulação indica valores médios diários da produtividade (*Final Yield*), esses valores de Y_f são multiplicados pela potência nominal do sistema (601,92 kW_p) para calcular a geração diária média e multiplicando-a por 365 dias, se obtém a geração para o ano analisado.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 2 apresenta os resultados dos estatísticos comparando os valores estimados por cada modelo com os dados de DNI medidos na estação. Na tabela, estão destacados em negrito os 6 melhores modelos de cada estatístico e o melhor modelo possui valor sublinhado.

Tabela 2: Estatísticos da irradiância DNI para os modelos avaliados.

MODELOS	nMAE (%) [*]	nMBE (%) [*]	nRMSE (%) [*]	stdr (-)	R (-)	SS4 (-)
ABREU	22,91	13,02	37,26	1,037	0,954	0,910
BRL	26,00	20,08	41,82	1,120	0,959	0,908
BRL_BR	30,68	28,13	47,27	1,171	0,963	0,906
C&K	23,69	13,85	36,57	1,036	0,957	0,915
DIRINT	21,11	15,39	32,84	1,074	0,971	0,939
DISC	22,26	16,83	35,04	1,071	0,967	0,932
ENGERER2	17,06	4,81	29,55	1,023	0,967	0,935
ENGERER4	19,98	11,34	34,17	1,086	0,965	0,926
ERBS	24,28	16,43	39,18	1,088	0,957	0,911
EVERY1	28,93	23,29	48,04	1,206	0,959	0,889
EVERY2	29,99	25,63	48,83	1,206	0,961	0,892
O&H	24,60	16,24	38,15	1,063	0,957	0,914
REINDL1	26,40	19,12	40,94	1,089	0,956	0,907
REINDL2	19,18	8,07	30,34	0,979	0,965	0,932
REINDL3	20,79	11,01	31,96	0,970	0,963	0,928
SKARTVEIT	20,53	15,80	32,93	1,087	0,973	0,940
STARKE2	18,74	14,16	29,15	1,040	0,976	0,951
STARKE3	15,85	5,43	25,08	0,995	0,976	0,953
YANG4	14,56	2,24	24,60	1,017	0,977	0,954

*: Valor médio medido da DNI para os cálculos de nMAE, nMBE e nRMSE corresponde a 365,45 W/m².

Pode-se observar na Tabela 2 que os modelos que melhor consideram o efeito do *cloud enhancement* são os que se correlacionam melhor com os dados medidos. Os modelos Yang4, Starke3 e Engerer2 se destacam como principais modelos, já que os três estão entre os 6 primeiros modelos com os melhores resultados estatísticos. Algo similar acontece no caso da DHI, onde Yang4, Starke3 e Engerer2 estão sempre entre os primeiros 6 melhores modelos, segundo os estatísticos.

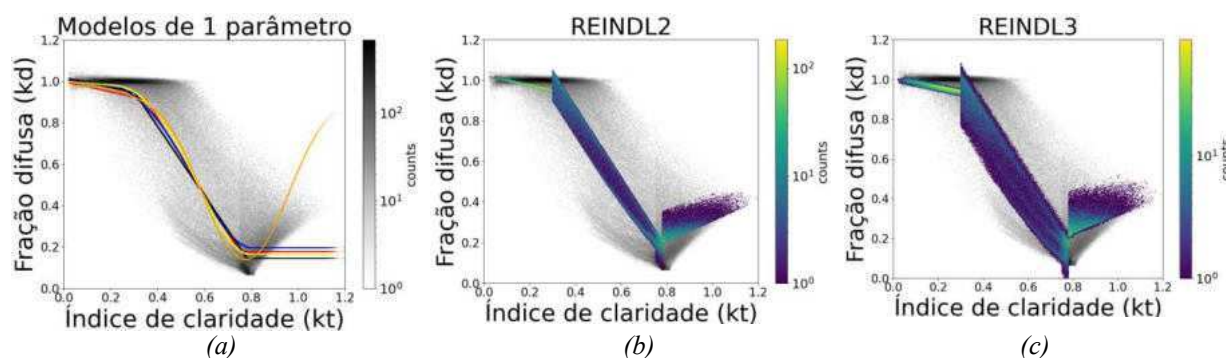
Tabela 3: Estatísticas da irradiância DHI para os modelos avaliados.

MODELOS	nMAE (%) [*]	nMBE (%) [*]	nRMSE (%) [*]	stdr (-)	R (-)	SS4 (-)
ABREU	22,92	-9,67	39,72	0,855	0,807	0,650
BRL	25,75	-17,12	42,77	0,784	0,797	0,615
BRL_BR	28,51	-25,80	48,21	0,795	0,779	0,594
C&K	24,59	-10,98	38,78	0,669	0,837	0,608
DIRINT	19,64	-10,88	33,13	0,862	0,876	0,758
DISC	21,15	-11,49	35,32	0,837	0,858	0,722
ENGERER2	18,56	-0,45	32,56	0,884	0,866	0,746
ENGERER4	20,56	-7,62	35,92	0,818	0,842	0,691
ERBS	24,26	-14,31	40,56	0,705	0,820	0,608
EVERY1	27,46	-22,10	49,64	0,865	0,740	0,561
EVERY2	28,33	-24,23	50,55	0,850	0,739	0,556
O&H	24,73	-13,81	39,67	0,685	0,833	0,613
REINDL1	26,28	-17,25	42,44	0,674	0,815	0,582
REINDL2	21,37	-3,03	33,66	0,760	0,863	0,698
REINDL3	22,66	-4,75	35,25	0,785	0,845	0,684
SKARTVEIT	19,38	-11,88	33,38	0,837	0,878	0,754
STARKE2	17,04	-9,22	29,30	0,859	0,905	0,804
STARKE3	16,62	-0,22	27,63	0,930	0,905	0,819
YANG4	15,67	2,94	27,12	0,975	0,912	0,835

*: Valor médio medido da DHI para os cálculos de nMAE, nMBE e nRMSE corresponde a 216,76W/m².

As dispersões k_d vs k_t dos modelos apresentados na Figura 2 mostram que, dentre os modelos de 1 parâmetro, o modelo de ABREU (destacado em laranja) apresenta elevados valores de k_d para momentos em que o índice de claridade é elevado, conseguindo assim descrever os eventos de CE. A nível dos estatísticos, observa-se que o mesmo apresenta um menor nMBE e nMAE que os demais modelos de um parâmetro (C&K, ERBS e O&H) tanto para difusa quanto para direta, entretanto para os demais estatísticos o modelo não apresenta forte destaque.

Na Figura 2 também se observa que alguns modelos conseguem alcançar grande parte da dispersão dos dados medidos, tais quais os modelos de Skartveit, Starke2, Starke3 e Yang4. As regiões cuja dispersão apresenta cor esverdeada nos gráficos demonstram a maior concentração de dados, sendo elas: a região de baixo k_t correspondendo a momentos de céu nublado e a região com elevada concentração, com k_t próximo ao valor de 0,8, correspondendo a momentos de céu claro. Vale salientar que os modelos de Starke2 e Skartveit possuem um BIAS considerável tanto para DHI quanto para DNI, enquanto o modelo de Engerer2 tem um BIAS melhor ajustado para ambas as componentes.



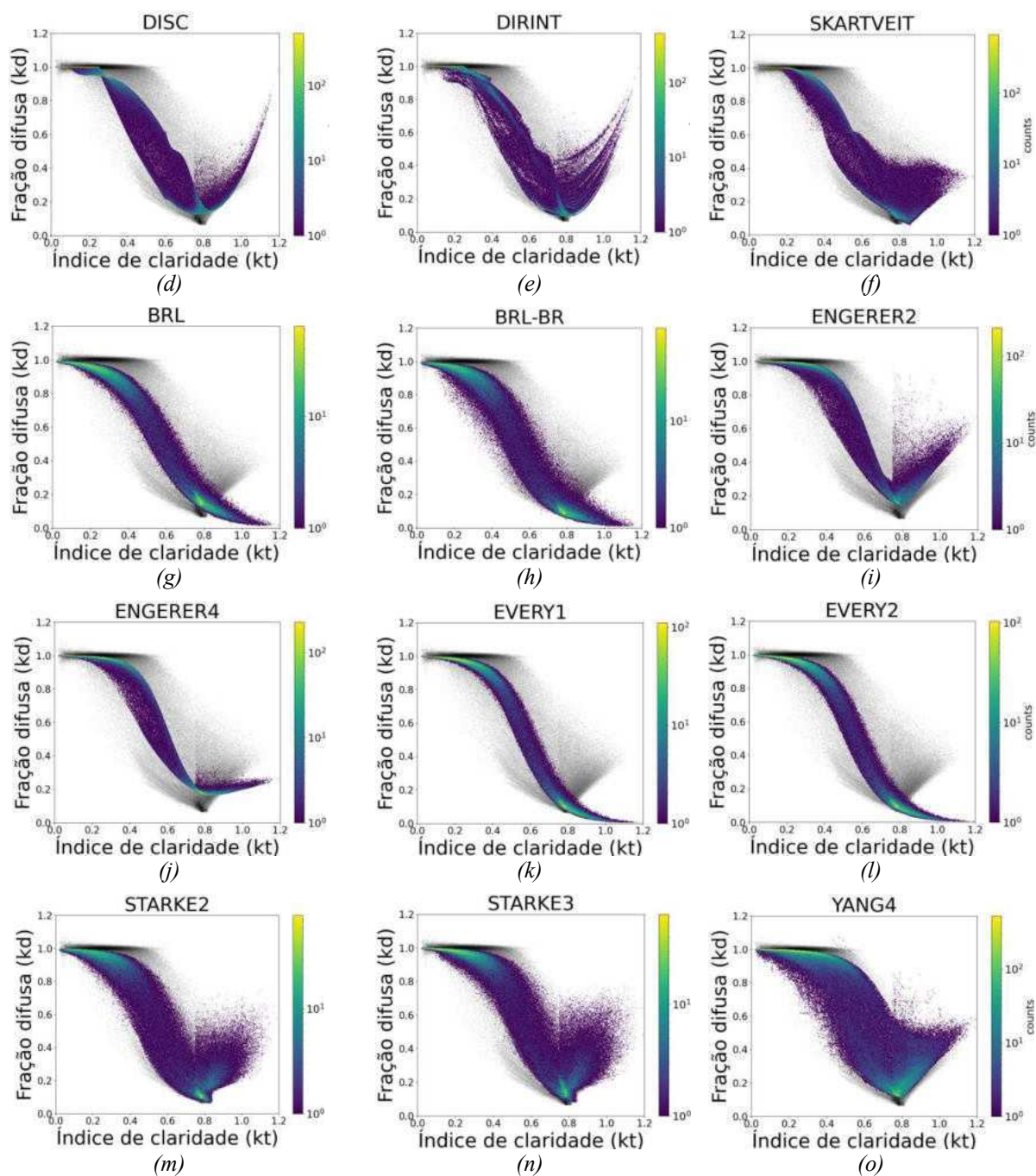


Figura 2: Gráficos da dispersão kd vs kt .

Uma vez obtidas as componentes DHI e DNI simuladas a partir dos modelos, é possível transpor essas componentes para o plano dos módulos FV e simular a geração do sistema FV para os 6 cenários selecionados. Todos os seis casos avaliados foram aplicados para os 5 anos de dados, visando replicar também as variabilidades anuais existentes quanto ao recurso solar. A Figura 3 consiste em um *violin plot* e agrega todos os valores de *Performance Ratio* simulados do sistema FV a partir de cada modelo de separação. A marcação em “x” azul representa a referência, sendo o PR simulado tendo como entrada a DHI e DNI medidas localmente, o “x” preto representa o melhor modelo avaliado que apresenta PR próximo a referência, normalmente localizado no limite superior.

Pode-se observar na Figura 3 que as simulações realizadas para os sistemas fotovoltaicos com pequena inclinação ($<30^\circ\text{N}$) apresentam pouca variação entre si a nível de desempenho global (PR). Esse fato pode estar atrelado ao pequeno impacto que a baixa inclinação apresenta na transposição da irradiância para o plano inclinado. Para inclinações maiores, é observado um aumento na variação, com destaque para a inclinação de 60°N que apresentou diferença máxima de 0,94% no PR, podendo as perdas por

IAM ter fortemente influenciado nesse valor. Já quando o sistema realiza o rastreamento do Sol, a acurácia da componente DNI possui maior influência na simulação, onde modelos menos acurados podem obter diferenças de até 0,72% no PR, dessa forma os modelos que melhor descrevem o comportamento da DNI tendem a estimar melhor a geração e, assim, o desempenho da usina.

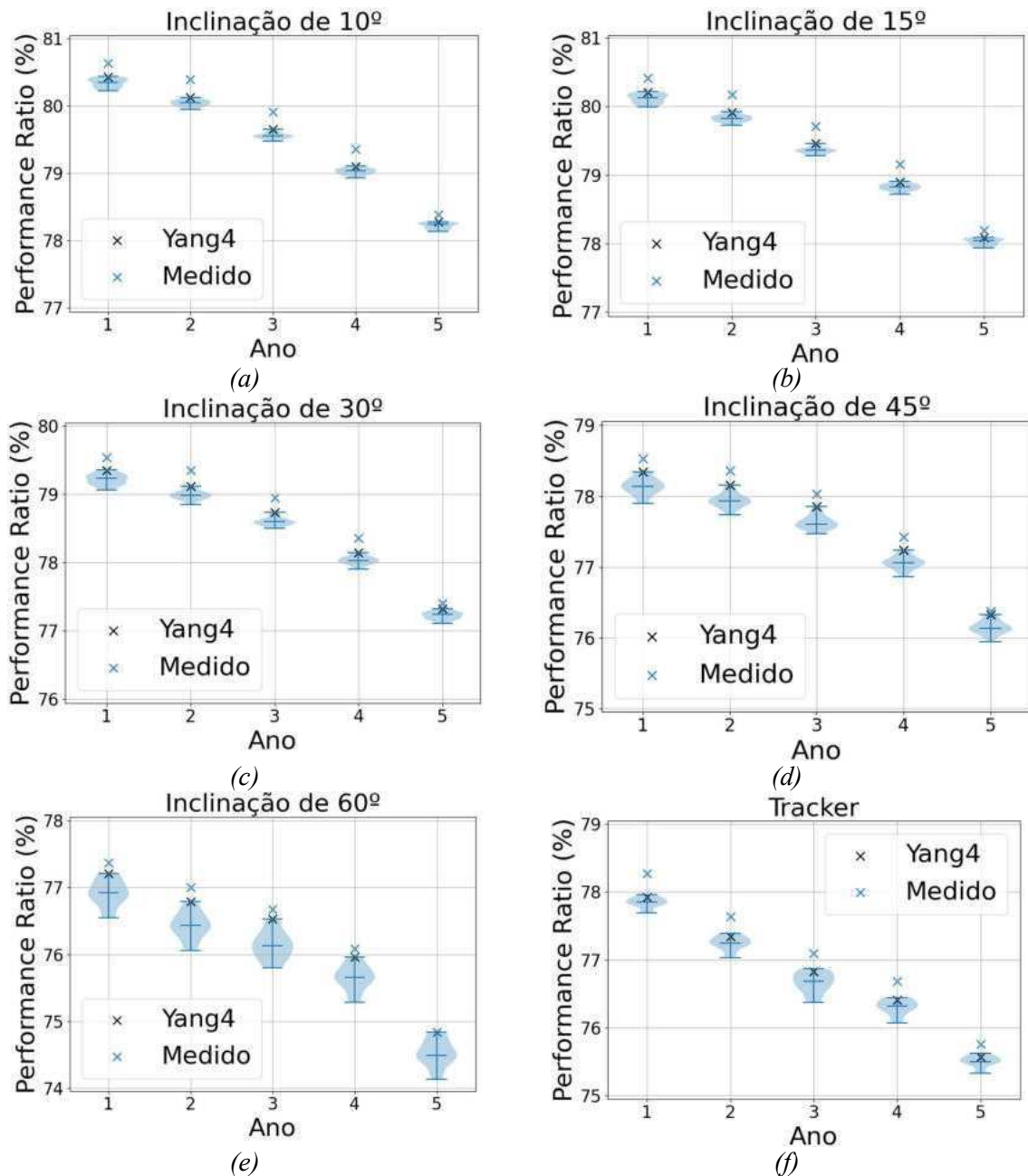


Figura 3: Variações no Performance Ratio ao longo dos cinco anos analisados a partir das simulações para os cenários de a) 10°N., b) 15°N., c) 30°N., d) 45°N., e) 60°N., f) tracker.

A Figura 4 apresenta a diferença existente na geração simulada ao longo dos 5 anos, para o caso mais frequentemente encontrado na região de baixa latitude: 15°N fixo e tracker. Observa-se no sistema fixo que os modelos de separação por si só, possuem pouco impacto na geração do sistema, sobrestimando a geração entre 2,19% e 2,53%. A sobrestimação na geração ocorre devido a DNI modelada ser superior a DNI medida. Como na transposição para o plano inclinado essa componente apresenta forte influência, a irradiância que incidirá será maior e, conseqüentemente, as temperaturas do módulo (Eq. 6). Dessa forma, como o PR contabiliza as perdas térmicas, ópticas (IAM), entre outras, a referência por receber menos energia tenderá a aquecer menos e assim, apresentar PR ligeiramente superior e geração inferior.

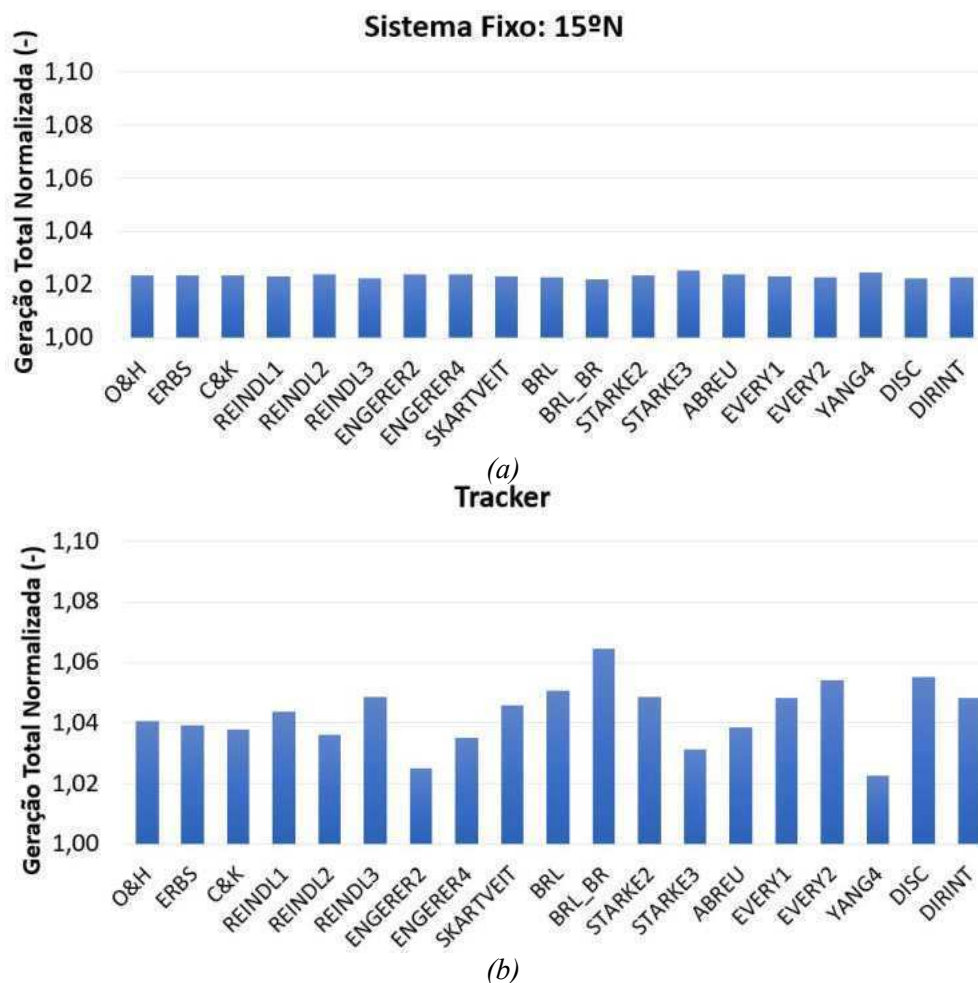


Figura 4: Geração Total dos modelos de separação normalizada pelas simulações com DHI e DNI medidos com base nos 5 anos de análise. Caso de um sistema a) fixo e inclinado a 15°N, b) tracker.

O sistema com rastreamento possui fortes diferenças a nível de geração do sistema, onde os modelos propostos por Engerer (2015), Starke et al. (2021) e Yang (2021) estimaram a geração com maior acurácia. O modelo de Yang (2021) que mais se aproximou da simulação de referência (realizada com DHI e DNI medidas), superou-a em 2,25%, valor que corresponde a 108,9 MWh nos 5 anos, enquanto que o modelo BRL-BR teve uma diferença de 312,3 MWh no mesmo período, sobrestimando em 6,45%. Dessa forma, a escolha de um modelo que não se adequou ao local avaliado acarretou na sobrestimação de quase 3 vezes o valor encontrado pelo melhor modelo. Em Hofmann e Seckmeyer (2017) foi observado variações entre -5% e +8% na produção anual de energia simulada para sistemas fixos e entre -26% e +14% para um *tracker* de 2 eixos para diferentes localidades do planeta. Essa variação foi observada utilizando diferentes modelos de separação e transposição, onde foi ressaltado a importância das simulações com dados de 1-min para dimensionamento dos componentes elétricos devido aos eventos de CE e para cálculo das perdas por clipagem.

Em Barboza et al. (2022) foi observada uma variação de até 13,09% na geração de energia para um sistema com rastreamento. Os autores identificaram que a depender dos modelos de separação e de transposição, a geração esperada pode variar significativamente. As variações obtidas estão fortemente atreladas a estimativa da DNI no plano inclinado. Ao observar o gráfico da DNI modelada em função da medida (Fig. 5), é possível observar como o modelo Yang4 consegue estimar a série observacional com valores coerentes, enquanto que o modelo BRL-BR tende a sobrestimar fortemente as medições.

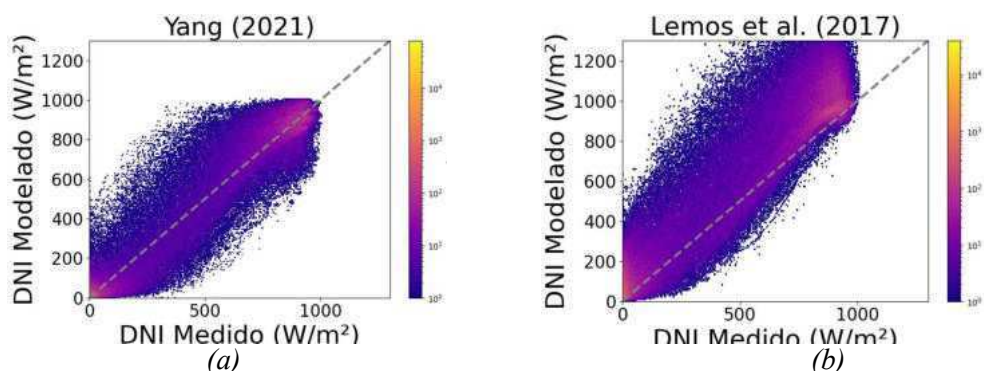


Figura 5: Dispersão da DNI modelada por a) Yang4, b) BRL-BR em função da DNI medida.

CONCLUSÕES

A validação de diferentes modelos concebidos na resolução horária e dos minutos foi realizada nesse trabalho com base em dados de 1-min para uma cidade de baixa latitude, além disso, foi realizado uma análise do impacto na seleção dos modelos de separação de GHI para simulação de sistemas fotovoltaicos. Quatro principais pontos podem ser destacados com o presente trabalho: (i) Os modelos que descrevem os eventos de *cloud enhancement* tendem a apresentar resultados mais acurados na estimativa de DHI e DNI, (ii) A seleção dos modelos de separação de GHI possuem maior impacto no PR e na geração para sistemas fotovoltaicos que possuem elevada inclinação ou que realizam o rastreamento solar, (iii) a decomposição de GHI e assim, a estimativa da componente DNI, possui forte influência na geração e PR de sistemas tipo *tracker*, (iv) Os modelos Yang4, Starke3 e Engerer2 possuem maior capacidade em estimar o comportamento das radiações DHI/DNI para uma cidade de baixa latitude no semiárido, podendo assim estimar a geração de forma acurada, alcançando erros de até 2,25%, enquanto que modelos que não se adequam ao local podem sobrestimar a geração em até 6,45%.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Formação de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, como também à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES pelo apoio aos bolsistas. Além disso, os autores agradecem ao Instituto Federal de Pernambuco (IFPE) por disponibilizar os dados para análise.

REFERÊNCIAS

- Assoa, Y.B., de Medeiros, J.V.F.F.eThony, 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, pp. 1937-1940.
- Barboza, L.E.A., de Medeiros, J.V.F.F., de Negreiros, A.C.F., de Sá Campos, M.H., Vilela, O.C., Gomes, E.T.A., e Fraidenaich, N. (2022). Análise do desempenho de um sistema fotovoltaico com rastreamento de eixo único. In Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS.
- Bright, J. M. e Engerer, N. A. (2019). Engerer2: Global re-parameterisation, update, and validation of an irradiance separation model at different temporal resolutions. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(3).
- Chandrasekaran, J., e Kumar, S. (1994). Hourly diffuse fraction correlation at a tropical location. *Solar Energy*, 53(6), 505-510.
- de Medeiros, J.V.F.F., de Miranda, D.R., Gomes, E.T.A., Vilela, O.C., Pereira, A.C., Jatoba, E.B., e de Melo Filho, J.B. (2022). Avaliação de modelos utilizados na estimativa da radiação difusa na resolução dos minutos para uma cidade de baixa latitude. In Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS (pp. 1-10).
- Duffie, J. A., eBeckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.
- Erbs, D. G., Klein, S. A., eDuffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar energy*, 28(4), 293-302.
- Engerer, N. A. (2015). Minute resolution estimates of the diffuse fraction of global irradiance for southeastern Australia. *Solar Energy*, 116, 215-237.
- Every, J. P., Li, L., y Dorrell, D. G. (2020). Köppen-Geiger climate classification adjustment of the BRL diffuse irradiation model for Australian locations. *Renewable Energy*, 147, 2453-2469.
- Gueymard, C. A., e Ruiz-Arias, J. A. (2014). Performance of separation models to predict direct irradiance at high frequency: validation over arid areas. In EuroSun 2014 ISES Conference Proceedings (pp. 79-12).

- Gueymard, C. A., e Ruiz-Arias, J. A. (2016). Extensive worldwide validation and climate sensitivity analysis of direct irradiance predictions from 1-min global irradiance. *Solar Energy*, 128, 1-30.
- Hofmann, M., eSeckmeyer, G. (2017). Influence of various irradiance models and their combination on simulation results of photovoltaic systems. *Energies*, 10(10), 1495.
- Ineichen, P. (2008). A broadband simplified version of the Solis clear sky model. *Solar Energy*, 82(8), 758-762.
- Lemos, L. F., Starke, A. R., Boland, J., Cardemil, J. M., Machado, R. D., e Colle, S. (2017). Assessment of solar radiation components in Brazil using the BRL model. *Renewable Energy*, 108, 569-580.
- Maxwell, E. L. (1987). A quasi-physical model for converting hourly global horizontal to direct normal insolation (No. SERI/TR-215-3087). Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA).
- Mayer, M. J. eGróf, G. (2021). Extensive comparison of physical models for photovoltaic power forecasting. *Applied Energy*, 283, 116239.
- Orgill, J. F. e Hollands, K. G. T. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar energy*, 19(4), 357-359.
- Perez, R. R., Ineichen, P., Seal, R. D., Maxwell, E. L. eZalenka, A. J. A. T. (1992). Dynamic global-to-direct irradianceconversion models. *ASHRAE transactions*, 98(1), 354-369.
- Petribú, L., Sabino, E., Barros, H., Costa, A., Barbosa, E., e Vilela, O. C. (2017). Procedimento objetivo para a garantia de qualidade de dados de radiação solar. *Avances enEnergíasRenovables y Medio Ambiente-AVERMA*, 21, 67-78.
- Ramos, M.R., de Medeiros, J.V.F.F., Miranda, D., Vilela, O.C., Pereira, A.C., Jatoba, E.B., e 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).
- Reindl, D.T., Beckman, W.A., e Duffie, J.A. (1990). Diffuse fraction correlations. *Solar energy*, 45(1), 1-7.
- Ridley, B., Boland, J., e Lauret, P. (2010). Modelling of diffuse solar fraction with multiple predictors. *Renewable Energy*, 35(2), 478-483.
- Rodrigues, D., Petribú, L., Galdino, J.e Vilela, O. D. C. (2019). Estudo comparativo de modelos de estimativa da radiação difusa no sertão da paraíba, região nordeste do Brasil. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-AVERMA*, 23, 7-18.
- Skartveit, A., Olseth, J. A. eTuft, M. E. (1998). An hourly diffuse fraction model with correction for variability and surface albedo. *Solar Energy*, 63(3), 173-183.
- Starke, A. R., Lemos, L. F., Boland, J., Cardemil, J. M. e Colle, S. (2018). Resolution of the cloud enhancement problem for one-minute diffuse radiation prediction. *Renewable Energy*, 125, 472-484.
- Starke, A. R., Lemos, L. F., Barni, C. M., Machado, R. D., Cardemil, J. M., Boland, J. e Colle, S. (2021). Assessing one-minute diffuse fraction models based on worldwide climate features. *Renewable Energy*, 177, 700-714.
- Taylor, K. E. (2001). Summarizing multiple aspects of model performance in a single diagram. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 106(D7), 7183-7192.
- Yang, D., e Boland, J. (2019). Satellite-augmented diffuse solar radiation separationmodels. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11(2), 023705.
- Yang, D. (2021). Temporal-resolution cascade model for separation of 1-min beam and diffuse irradiance. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 13(5), 056101.
- 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*, 159, 112195.

GHI SEPARATION MODELS: VALIDATION FOR 1-MIN DATA AND IMPACT ANALYSIS FOR LOW-LATITUDE PHOTOVOLTAIC SYSTEM SIMULATION

ABSTRACT: The simulations of photovoltaic systems demand high quality information regarding the input data and the selection of the models applied in the simulation process. One of the existing groups of models in software is related to the separation of global horizontal irradiance. In recent years, these models have been evaluated with sub-hourly temporal resolutions, especially 1-min. In this work 19 GHI separation models were evaluated based on DNI and DHI data from Araripina (Brazil), an analysis on their impact on the simulation of photovoltaic systems was performed. Based on the generation obtained from the modeled and measured DNI and DHI, it was observed that the selection of the models for fixed low-slope systems do not have much impact on Performance Ratio and generation. On the other hand, for high-slope PV systems or tracking systems, the choice of the separation model has a greater impact on the results obtained, the PR value can vary by up to 0.94% and overestimate the generation by up to 6.45%, a value almost 3 times higher than the best model (nMBE of 2.25%), Yang4. The best models evaluated for the semiarid location correspond to Yang4, Starke3 and Engerer2, which presented the best performance regarding DNI/DHI statistics, as well as in terms of generation.

Keywords: direct and diffuse irradiance, decomposition models, diffuse fraction, cloud enhancement, 1-min data.