

MONITORAMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO UTILIZANDO BASES DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR E TEMPERATURA DO INMET

Guinther Agliardi - agliardiguinther@gmail.com

Fabiano Perin Gasparin - gasparin.fabiano@gmail.com

Arno Krenzinger – arno.krenzinger@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Campus do Vale

Resumo. Com a demanda por eletricidade crescendo, a migração para fontes renováveis é uma realidade. Na geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos são uma alternativa renovável e sustentável às principais fontes de energia para gerar eletricidade. Monitorar um sistema fotovoltaico (FV) ao longo do tempo de operação garante a verificação do seu bom desempenho. Para isso, são necessários dados de radiação solar e temperatura medidos no local da instalação ou a utilização de bancos de dados de estações solarimétricas. O objetivo deste estudo foi verificar a viabilidade do monitoramento do desempenho de um sistema FV de 1,225 kWp localizado na cidade de Porto Alegre - Brasil fazendo uso da ferramenta de modelagem System Advisor Model (SAM) e bancos de dados públicos. Foram comparados os resultados de simulação utilizando dados fornecidos por uma estação do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) com os resultados obtidos com dados medidos no local do sistema FV. Foram verificadas diferenças entre a radiação solar medida no local e a do banco de dados do INMET, sendo que a diferença na radiação acumulada foi de 9,2 % para todo o período analisado. Ao comparar a eletricidade em corrente alternada medida e a simulada utilizando os dados de radiação e temperatura medidos no local, verificou-se que a diferença entre os resultados foi de -2,09%. Com o uso do arquivo climático, as diferenças mensais variaram em torno de -6,6% a 6,0% e a diferença em eletricidade acumulada para todo o período de medição foi de 0,58%. Os resultados mostraram que o uso de uma base de dados medidos por uma estação solarimétrica pública, distante aproximadamente 6 km da instalação, é viável para o monitoramento de sistemas FV, uma vez que as diferenças encontradas não foram significativas. Este monitoramento pode identificar falhas no sistema e perda de desempenho ao longo do tempo.

Palavras-chave: Fotovoltaico, Monitoramento, Base de dados.

1. INTRODUÇÃO

A alta demanda por eletricidade somada à procura pela redução do uso de combustíveis fósseis na sua geração vêm acarretando uma grande mudança no setor elétrico mundial. O uso das fontes convencionais para geração de eletricidade como petróleo, gás natural e carvão mineral, que tendem à escassez, acarreta a emissão de gases poluentes e agrava o efeito estufa. Portanto, a busca por fontes alternativas de energia como a solar fotovoltaica vem aumentando e os estudos sobre essas tecnologias estão se tornando cada vez mais importantes (EPE, 2018).

A eletricidade gerada por um sistema FV varia de acordo com diversos parâmetros como a radiação solar incidente no plano dos módulos FV e a temperatura ambiente (CAMARGO FRANCISCO *et al.*, 2019). Dessa forma, a medição precisa desses dados próxima ao local de instalação do sistema é muito importante para obter uma previsão mais assertiva do desempenho de projetos FV e ter a garantia do retorno do investimento inicial (MURAT ATES; SINGH, 2021).

As medições de radiação solar ainda são muito escassas dependendo da localidade e da escala temporal de medição. A radiação solar global que chega à superfície da terra é constituída de duas componentes: a direta e a difusa. A radiação direta é a parcela da radiação solar que chega diretamente (sem sofrer desvio) do disco solar na superfície do solo, e a radiação difusa é a parcela que sofreu espalhamento na atmosfera. Para avaliar com maior exatidão o recurso solar disponível em uma superfície inclinada, como por exemplo um módulo FV, é pertinente dispor de dados medidos com boa precisão dessas duas componentes. Essas informações podem ser medidas por meio de estações solarimétricas com equipamentos como o piranômetro e o pireliômetro. Entretanto, o alto custo de instalação e manutenção operacional desses equipamentos para cada unidade individual de geração distribuída pode tornar este processo praticamente inviável economicamente (SCOLAR; MARTINS; ESCOBEDO, 2003). A maioria dos bancos de dados disponíveis atualmente não dispõe de medições dessas componentes, dispondo apenas de valores de radiação solar global na superfície horizontal, o que inviabiliza o estudo da sazonalidade, e pode gerar incertezas nas estimativas de incidência de radiação solar em uma superfície inclinada (DE SOUZA *et al.*, 2010).

Diversos modelos empíricos foram desenvolvidos buscando decompor a componente global de radiação solar horizontal e estimar os valores de radiação difusa e direta incidente em uma superfície horizontal. Com base em dados de medição em diferentes localidades, Liu e Jordan (1960) apresentaram relações entre a componente global e a difusa da radiação solar em escala diária para dias de céu limpo e para diferentes graus de nebulosidade. Orgill e Hollands (1977) e; Erbs, Klein e Duffie (1982) apresentaram a relação entre a fração de radiação difusa solar horária e o índice de claridade horário (k_T). Reindl, Beckman e Duffie (1990) acrescentaram a esses estudos a influência de variáveis como elevação solar, temperatura ambiente e umidade relativa na determinação da fração difusa horária e apontaram uma significativa redução dos erros associados a estudos anteriores. Batlles *et al.* (2000) verificaram que para dias de céu nublado e ângulos de elevação solar mais altos, pode-se estimar valores de radiação direta com erros próximos a 14% em relação à média dos valores medidos utilizando modelagem empírica. Essas informações são úteis para a simulação da eficiência energética de sistemas FV, sendo uma alternativa menos custosa em

relação aos dados medidos *in loco*. O número de sistemas *FV* instalados vem aumentando gradativamente e por consequência, também aumentaram os estudos de viabilidade técnica e econômica para diferentes tipos de sistemas (HAFFAF *et al.*, 2021). Kazem *et al.* (2014) estudaram por seis meses a viabilidade técnica e econômica de um sistema *FV* instalado em Omã, utilizando uma base horária de dados medidos de radiação solar e temperatura ambiente. Dimas, Gilan e Aris (2011) relataram que resultados de previsão de desempenho de sistemas *FV* tendo como referência dados horários de radiação solar apresentam maior confiabilidade do que com a utilização de dados em escala diária ou mensal.

Tendo em vista a importância do monitoramento de sistemas *FV* e a dificuldade de medição de dados de radiação solar e temperatura ambiente no local da instalação, bancos de dados de medições de estações solarimétricas são uma alternativa que possibilita as análises de desempenho destes sistemas. Okello *et al.* (2015) encontraram uma diferença de 3% nos resultados de performance de um sistema *FV* de 3,2 kWp com simulações realizadas no software *PVSystem*, utilizando dados medidos na África do Sul e o *Meteonorm*, um banco de dados desenvolvido pela *Meteotest* e amplamente utilizado como referência na indústria solar fotovoltaica. No Suriname, Raghoebarsing e Kalpoe (2017) monitoraram um sistema *FV* de 27 kWp conectado à rede. Os resultados apontaram uma diferença de 6% entre os dados medidos e simulados.

Neste contexto, a análise dos resultados do monitoramento realizado utilizando bases de dados é imprescindível. O objetivo deste trabalho foi verificar a viabilidade do monitoramento de desempenho de um sistema *FV* através de um banco de dados horários de radiação solar global horizontal medido por uma estação solarimétrica com dados públicos e oriundos da mesma cidade onde se encontra instalado o sistema. Para isso, a potência em corrente alternada (CA) na saída de um sistema *FV* instalado foi monitorada. As medições da potência em CA do sistema foram comparadas aos resultados de simulações feitas no software *System Advisor Model (SAM)* com duas bases de dados de entrada: 1) utilizando dados de radiação global horizontal, radiação difusa horizontal e temperatura ambiente medidos no local e 2) um banco de dados medidos por uma estação solarimétrica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

2. MATERIAL E MÉTODOS

Nesta seção é abordada a metodologia utilizada para realizar o estudo. Na primeira parte é apresentada uma breve descrição das características do sistema *FV* do laboratório utilizado como objeto de estudo. Na segunda, foram descritos os equipamentos de medição e a aquisição de dados no local de instalação. Na sequência, o uso dos bancos de dados do INMET e NREL, disponíveis publicamente, e o consequente tratamento destes dados foi explicado. Por último, foi abordado o uso da ferramenta de modelagem *SAM* para obtenção dos resultados de eletricidade gerada pelo sistema *FV* através de simulações computacionais.

2.1 Sistema FV

O sistema *FV* utilizado como base para o estudo está instalado em Porto Alegre (30°S'51°W) no telhado do Laboratório de Energia Solar (LABSOL - UFRGS), localizado no campus do Vale da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Para captar a radiação solar incidente, o sistema, que fora instalado em 2018, conta com 5 módulos *FV* de 60 células de silício policristalino (Yingli YL245P-29b). Os módulos possuem 15,1% de eficiência nominal, 245Wp de potência e são conectados em série, totalizando uma potência nominal de 1,225 kWp. Os módulos estão orientados para o norte geográfico com uma inclinação de 20° em relação à horizontal, conforme apresentado na Fig. 1. Durante o período de monitoramento e manutenção, os módulos não tiveram limpeza.



Fig. 1 – Sistema *FV* instalado no Laboratório de Energia Solar em Porto Alegre (UFRGS).

Um inversor de 1200W (Sunny Boy SB1200) e de 92,1% de eficiência nominal foi instalado para realizar a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) e a conexão com a rede de fornecimento de eletricidade da distribuidora. As

especificações técnicas dos módulos em condições de teste padrão (STC) e do inversor utilizados estão descritas nas Tab. 1 e 2, respectivamente.

Tab. 1 – Características técnicas do módulo Yingli (YL245P-29b).

Potência de saída (P_{MAX})	245 W
Tolerância (ΔP_{MAX})	0/+5 W
Eficiência do módulo (η_M)	15,1%
Tensão em Pmax (V_{MPP})	29,6 V
Corrente em Pmax (I_{MPP})	8,28 A
Tensão em circuito aberto (V_{OC})	37,5 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,83 A

Tab. 2 – Características técnicas do inversor de frequência Sunny Boy SB1200.

Potência CA nominal (P_{CANom})	1200 W
Intervalo de tensão do seguidor do ponto de máxima potência (ΔV_{MPPT})	100 – 320 V
Máxima corrente CC (I_{CCmax})	12,6 A
Frequência da rede (f_{NOM})	50/60 Hz
Eficiência do inversor (η_{INV})	92,1 %
Corrente CA nominal (I_{NOM})	6.1 A

2.2 Dados medidos no local de instalação

Neste estudo foram utilizados dois piranômetros para medição da radiação solar no local do sistema: um para medir a irradiância solar global horizontal, outro configurado com um anel de sombreamento com o objetivo de medir a irradiância solar horizontal difusa. O anel de sombreamento obstrui a componente direta da irradiância solar ao longo do dia, permitindo medir apenas o valor da componente difusa, conforme demonstrado na Fig. 2. O anel foi ajustado periodicamente de forma manual, e os seus resultados de medição foram corrigidos através do fator de correção F_C , de acordo com a tabela apresentada no manual do equipamento (KIPP & ZONEN, 2004), a fim de compensar a parcela difusa do céu bloqueada pelo anel de sombreamento. Uma célula FV de referência foi usada para medir a irradiância solar global no plano dos módulos, e a medição de temperatura ambiente (T_{AMB}) ocorreu por sensores do tipo Pt100.



Fig. 2 – Piranômetro com anel de sombreamento acoplado para realizar medição de radiação solar difusa horizontal.

Os valores de velocidade do vento no local de instalação não foram medidos durante o período de avaliação e, portanto, não fazem parte do arquivo de dados levantados. As leituras de radiação solar incidente, temperatura ambiente e potência em corrente alternada instantânea na saída do inversor foram efetuadas. As médias foram calculadas em intervalos de vinte minutos e armazenadas pelo sistema de aquisição de dados (SMA SBCOP02 Sunny Boy) no período de 01 de junho de 2021 a 31 de outubro de 2021. Esses valores foram compilados e transformados em médias horárias através de ferramentas computacionais. Devido ao fato de que o software SAM solicita na entrada arquivos climáticos com uma base de dados horários de pelo menos

um ano de intervalo, o arquivo de medições no local foi complementado com dados de um ano TMY (Typical Meteorological Year). Nesse sentido, a quantidade de dados obtidos foi suficiente para a análise proposta, apesar de ser um intervalo menor que um ano.

2.3 Base de dados INMET

Valores de radiação solar global no plano horizontal (I) e temperatura ambiente (T_{AMB}) em intervalos de uma hora foram fornecidos pela estação automática A-801 do INMET, localizada aproximadamente 6 km de distância do sistema FV analisado. Além disso, o modelo SOLPOS-NREL foi usado para obter dados de radiação solar global horizontal extraterrestre I_0 (sem influência atmosférica) e ângulo de zênite θ_z (ângulo entre os raios solares e a vertical) também em escala horária. Valores de radiação extraterrestre e ângulos de zênite na metade de cada hora do dia foram utilizados nos cálculos (também disponibilizado pelo SOLPOS-NREL), caracterizando a radiação no centro do intervalo de uma hora. Com os valores de I e I_0 , pôde-se calcular o índice de claridade horário (k_T) de acordo com a eq. (1):

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (1)$$

Esse índice é a razão entre a componente de radiação solar global horizontal horária e a radiação solar extraterrestre, e descreve a perda de energia solar na atmosfera devido ao espalhamento e à nebulosidade presente no céu. Através desses resultados, foi utilizada a modelagem empírica proposta por Erbs *et al.* (1982) para obter a fração horária da radiação solar difusa horizontal, de acordo com a eq. (2):

$$\frac{I_d}{I} = \begin{cases} 1 - 0.09k_T & k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4 & 0.22 < k_T \leq 0.8 \\ 0.177 & k_T > 0.8 \end{cases} \quad (2)$$

Essas equações correlacionam a fração horária da radiação solar difusa horizontal e o fator k_T para diferentes intervalos do índice de claridade horário. Dispondo da radiação solar global horizontal e a razão I_d/I , pôde-se obter a radiação solar difusa horizontal I_d em intervalos horários.

Sabendo que a radiação solar global horizontal é a soma das componentes difusa e direta, para calcular a componente da radiação solar direta normal ($I_{b,n}$) ao plano horizontal foi utilizada a eq. (3):

$$I_{b,n} = \frac{I - I_d}{\cos\theta_z} \quad (3)$$

2.4 System Advisor Model – SAM

A simulação de desempenho do sistema FV foi realizada utilizando o SAM (BLAIR *et al.*, 2018). SAM é uma ferramenta computacional de modelagem desenvolvida pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL) que permite realizar a análise energética e financeira de sistemas FV e diversas outras tecnologias renováveis. Duas simulações distintas foram realizadas para analisar a diferença entre os resultados provenientes dos dados medidos e obtidos por uma base de dados do INMET. Um modelo de sistema FV detalhado foi utilizado nesse estudo, onde foram inseridos na interface do software parâmetros como: dados do catálogo do módulo, do inversor de frequência, e os arquivos climáticos com os valores de hora em hora da radiação solar global horizontal (I), radiação solar difusa horizontal (I_d), radiação solar direta normal ($I_{b,n}$) e temperatura ambiente (T_{AMB}). A Fig. 3 ilustra através de um fluxograma a metodologia utilizada no SAM e o processo de comparação entre os resultados.

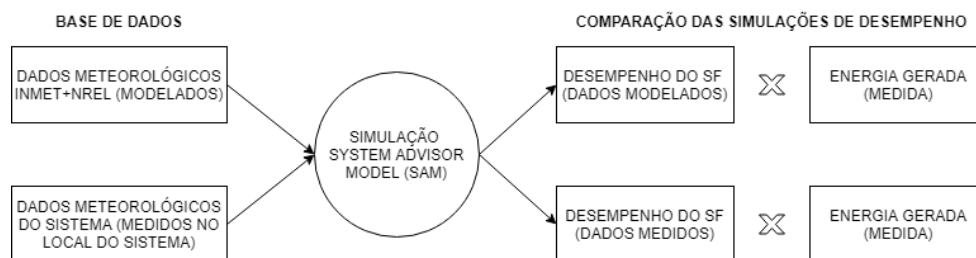


Fig. 3 – Fluxograma de simulações feitas no SAM para o sistema FV .

Por meio da utilização das variáveis I e I_d , e do modelo Perez de céu difuso (PEREZ *et al.*, 1987), foi possível realizar o cálculo da radiação solar difusa e direta incidentes no plano inclinado dos módulos, a componente de radiação refletida no solo

e, conseqüentemente a eletricidade gerada pelo sistema *FV* nos dois casos. A primeira análise teve o objetivo de testar o SAM como uma ferramenta de monitoramento quando alimentado com dados horários medidos. O SAM normalmente é utilizado como ferramenta de projeto e estimativa de produção de eletricidade a, e, portanto, foi avaliada as diferenças dos resultados de eletricidade gerada ao longo dos cinco meses quando comparados aos dados armazenados no datalogger.

Para a comparação entre a potência CA simulada com a potência CA medida por instrumentação foram feitas duas simulações com diferentes arquivos climáticos: um com dados medidos no local e o outro com dados de uma estação solarimétrica.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os dados de radiação solar provenientes de medição e da estação meteorológica do INMET, além dos resultados obtidos no SAM utilizando a metodologia descrita são analisados nesta seção. O período de medição se deu entre 02 de junho de 2021 até 31 de outubro de 2021. O valor máximo medido de radiação solar global horizontal, durante o período de monitoramento, foi 1052 Wh/m² no dia 25 de outubro de 2021 às 12 horas. Na base de dados do INMET, o valor máximo encontrado também foi de 1052 Wh/m² no dia 21 de outubro de 2021 às 11 horas. A Fig. 4 apresenta a radiação solar horária medida no local e a obtida pelo INMET ao longo do dia 22 de agosto de 2021 a fim de ilustração. Durante todo o período da manhã, a radiação solar medida no local é maior do que a do banco de dados do INMET, e após o meio-dia a radiação solar do banco de dados é maior, estabilizando do meio da tarde para cima. Entretanto, a radiação diária acumulada medida pelo INMET é em torno de 2% maior que a medida no local nesse dia.

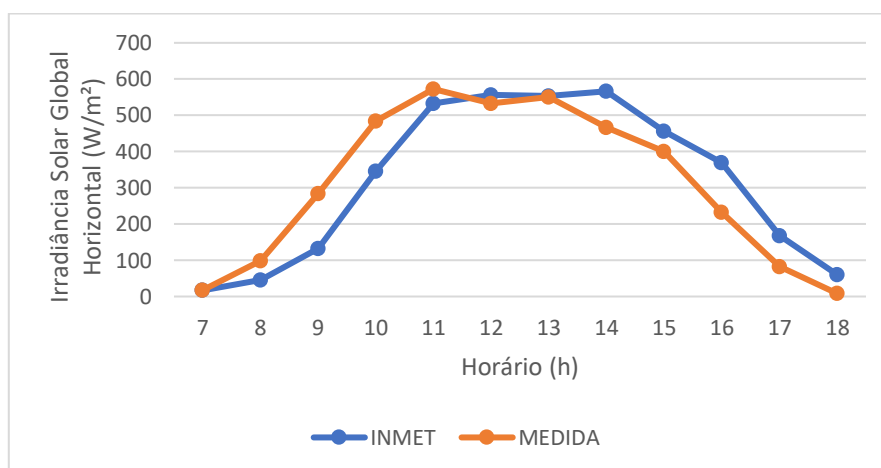


Fig. 4 – Radiação horária medida no local do sistema *FV* e pelo INMET no dia 22 de agosto de 2021.

Na Fig. 5 estão apresentados os valores de irradiação solar global horizontal mensal em kWh/m² para ambas as fontes de dados. Os valores medidos no local e obtidos pelo INMET de radiação solar global horizontal total acumulada ao longo do período em questão são respectivamente 505 kWh/m² e 562 kWh/m². A diferença entre a radiação total obtida pelos dados do INMET em relação aos dados medidos é de 10,14% para todo o período de medição.

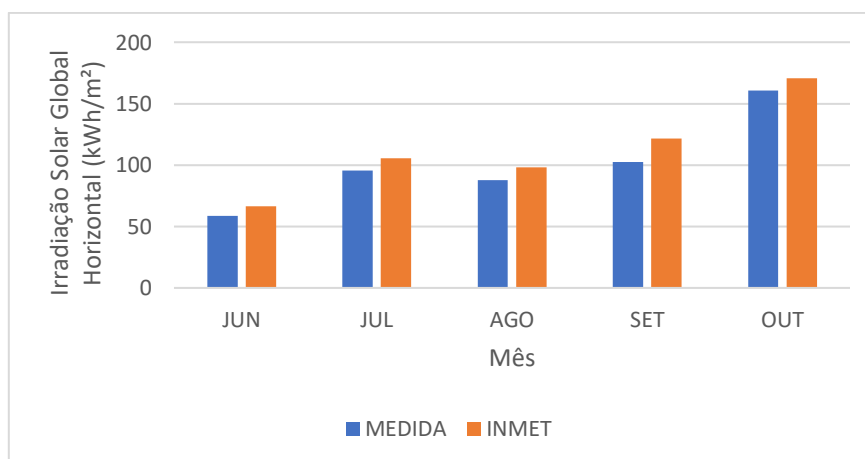


Fig. 5 – Valores de irradiação solar global horizontal mensais medidos e do INMET de junho a outubro de 2021.

As diferenças entre os dados de radiação solar medida no local e pelo INMET podem ser relacionadas às incertezas de medição e calibração dos equipamentos utilizados no local e na estação do INMET, além das diferenças nas condições locais. Essas diferenças locais podem ocorrer devido à passagem de nuvens, que chegam à instalação FV e à estação solarimétrica em momentos diferentes do dia. Durante os meses de inverno, o sistema instalado no laboratório tem sombreamento parcial no início da manhã devido às árvores no perímetro da instalação, entretanto o sombreamento não foi considerado na simulação. Portanto, as diferenças tendem a reduzir quando são comparados valores acumulados de radiação solar, aumentando o intervalo de tempo analisado. Ressalta-se que os valores encontrados são específicos para a situação considerada e que dependem do local da instalação, da distância da estação solarimétrica e das incertezas dos equipamentos utilizados.

A Tab. 3 apresenta os valores da eletricidade gerada pelo sistema FV medida na saída do inversor e simulada com ambas as fontes de dados. As diferenças na eletricidade mensal simulada e medida está apresentada na Tab. 4. As diferenças mensais variaram de -6,6% a 6,0% com o uso da base de dados do INMET. Quando foram utilizados na simulação dados de radiação solar medidos no local, as diferenças na eletricidade mensal foram menores, variando de -6,7% e 5,0% conforme consta na Tab. 4.

Tab. 3 – Eletricidade mensal em CA acumulada gerada ao longo do dia.

Mês	Eletricidade Medida (kWh)	Eletricidade simulada SAM – INMET (kWh)	Eletricidade simulada SAM – Medidos (kWh)
6	63,55	66,20	66,95
7	115,87	108,26	113,66
8	92,40	97,99	91,42
9	96,94	99,59	94,87
10	142,76	142,44	136,83
Total	511,52	514,48	503,73

Tab. 4 – Diferença na eletricidade mensal em CA simulada e medida ao longo do dia.

Mês	SAM – INMET	SAM – Medidos
6	4.2%	1.1%
7	-6.6%	5.0%
8	6.0%	-6.7%
9	2.7%	-4.7%
10	-0.2%	-3.9%

Uma das etapas mais importantes de uma simulação é a definição dos parâmetros de entrada, uma vez que nem todas as variáveis são controladas. No caso de sistemas FV em meio urbano, os sistemas possuem elementos de entorno complexos que dificultam a estimativa de alguns desses parâmetros, tais como o albedo, além desses elementos causarem sombreamento. A complexidade da estimativa de parâmetros de entrada e da modelagem de sistemas sombreados foram analisadas por Chepp, Gasparin e Krenzinger (2021).

De acordo com a Tab. 5, a diferença entre a eletricidade acumulada medida e a simulada pelo SAM utilizando os dados de radiação medidos no local em todo o período de medição é de -2,09%. Portanto, o resultado obtido evidencia a acurácia dos resultados obtidos por simulação utilizando o SAM. A eletricidade CA acumulada obtida pela simulação realizada utilizando a base de dados do INMET teve uma diferença de 0,58% em relação à medida.

Tab. 5 – Eletricidade produzida acumulada em todo o período das 11 horas a meio-dia.

	Medida (kWh)	SAM – INMET (kWh)	SAM – Medidos (kWh)
Eletricidade	511,52	514,48	503,72
Diferença	-	0.58%	-2.09%

Apesar da eletricidade mensal simulada ser em torno de 6,6% menor que a medida na saída do inversor no mês de julho quando utilizada a base de dados do INMET, a diferença acumulada em todo o período de medição é menor que 1 %. Quanto maior o intervalo de análise de dados, as diferenças na radiação solar e na eletricidade simulada tendem a diminuir. Portanto, as diferenças entre os resultados simulados e medidos não foram significativas, mostrando que o uso de uma base de dados proveniente de estações solarimétricas públicas é uma opção considerada viável para o monitoramento de sistemas FV em geração distribuída, uma vez que a medição no local normalmente é inviável para o monitoramento de sistemas de pequeno

porte. Este método de monitoramento pode, por exemplo, indicar a necessidade de limpeza dos módulos, isto é, quando houver uma tendência de redução da eletricidade produzida e a diferença entre a eletricidade simulada e produzida começar a aumentar e chegar a valores em que o desempenho do sistema em comparação com o esperado na simulação estiver fora de certos limites estabelecidos. O monitoramento também permite acompanhar e verificar eventuais falhas não esperadas no sistema e intervir rapidamente. Sem um monitoramento eficiente com dados de radiação solar confiáveis não é possível verificar se o sistema está operando conforme o esperado.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo teve como objetivo analisar a viabilidade de realizar o monitoramento de sistemas *FV* utilizando uma base de dados medidos por uma estação solarimétrica pública, e que não está no mesmo local da instalação fotovoltaica. Neste caso, a estação está na mesma cidade, distante aproximadamente 6 km do sistema analisado. Foram comparados dados de radiação solar medidos no local da instalação fotovoltaica com dados obtidos de uma estação do INMET em uma região próxima. Além disso, a eletricidade gerada ao longo de todo o período de medição foi lida e comparada com a eletricidade simulada pela ferramenta SAM, utilizando como entrada um arquivo climático com dados de medição no local e outro com dados do INMET.

As comparações dos dados de radiação solar diários e mensais mostraram que existem diferenças entre os valores medidos no local e pelo INMET, e ao longo de todo o período de medição a diferença na radiação acumulada foi de -2,08%. Ao comparar a eletricidade gerada acumulada ao longo deste período, o resultado da simulação realizada com o arquivo climático medido apresentou 0,5 % de diferença em relação ao valor de eletricidade, confirmando a acurácia dos resultados simulados pelo SAM. A eletricidade estimada pelas simulações realizadas com o banco de dados do INMET apresentou uma diferença média de 0,58% em relação à eletricidade medida.

Portanto, a utilização de dados provenientes de uma estação solarimétrica próxima ao local de instalação é útil e viável para o monitoramento de sistemas *FV*. A utilização necessita de processamento dos dados e de obtenção da fração difusa da radiação solar por meio de modelos da literatura, uma vez que as estações automáticas do INMET apenas fornecem dados de radiação global horizontal. Estudos futuros, com o objetivo de automatizar a aquisição de dados provenientes de estações e utilizar essa metodologia de comparação, podem ser realizados a fim de obter um produto de mercado na área de monitoramento e manutenção de sistemas *FV*, em que desvios acentuados da eletricidade esperada fora dos limites de acurácia da metodologia indicam alguma necessidade de intervenção no sistema, seja para limpeza ou verificação de algum defeito oculto.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001 e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BATLLES, F. J. *et al.* Empirical modeling of hourly direct irradiance by means of hourly global irradiance. **Energy**, v. 25, n. 7, p. 675–688, 2000.
- BLAIR, N. *et al.* System Advisor Model (SAM) General Description. n. NREL/TP-6A20-70414, 2018.
- CAMARGO FRANCISCO, A. C. *et al.* The influence of meteorological parameters in the generation of energy in photovoltaic panels: A case study of Smart Campus Facens, SP, Brazil. **Urbe**, v. 11, p. 1–15, 2019.
- CHEPP, E. D.; GASPARIN, F. P.; KRENZINGER, A. Accuracy investigation in the modeling of partially shaded photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 223, n. May, p. 182–192, 2021.
- DE SOUZA, A. P. *et al.* Estimativa da radiação global incidente em superfícies inclinadas por modelos isotrópicos e índice de claridade. **Pesquisa Agropecuária Brasileira**, v. 45, n. 4, p. 339–350, 2010.
- DIMAS, F.; GILANI, S.; ARIS, M. Hourly solar radiation estimation from limited meteorological data to complete missing solar radiation data. **International Conference on Environment Science and Engineering IPCBEE**, v. 8, n. April 2015, p. 14–18, 2011.
- EPE, E. DE P. ENERGÉTICA; MME, M. DE M. E E. Balanço Energético Nacional de 2018 (ano base 2017): Relatório Completo. v. 1, p. 294, 2018.
- ERBS, D. G.; KLEIN, S. A.; DUFFIE, J. A. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. **Solar Energy**, v. 28, n. 4, p. 293–302, 1982.
- HAFFAF, A. *et al.* Monitoring, measured and simulated performance analysis of a 2.4 kWp grid-connected PV system installed on the Mulhouse campus, France. **Energy for Sustainable Development**, v. 62, p. 44–55, 2021.
- KAZEM, H. A. *et al.* Performance and feasibility assessment of a 1.4 kW roof top grid-connected photovoltaic power system under desertic weather conditions. **Energy and Buildings**, v. 82, p. 123–129, 2014.
- KIPP & ZONEN. Instruction Manual CM121 Shadow ring. p. 27, 2004.
- LIU, B. Y. H.; JORDAN, R. C. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. **Solar Energy**, v. 4, n. 3, p. 1–19, 1960.
- MURAT ATES, A.; SINGH, H. Rooftop solar Photovoltaic (PV) plant – One year measured performance and simulations. **Journal of King Saud University - Science**, v. 33, n. 3, p. 101361, 2021.

- OKELLO, D.; VAN DYK, E. E.; VORSTER, F. J. Analysis of measured and simulated performance data of a 3.2 kWp grid-connected PV system in Port Elizabeth, South Africa. **Energy Conversion and Management**, v. 100, p. 10–15, 2015.
- ORGILL, J. F.; HOLLANDS, K. G. T. Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. **Solar Energy**, v. 19, n. 4, p. 357–359, 1977.
- PEREZ, R. et al. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987.
- RAGHOEBARSING, A.; KALPOE, A. Performance and economic analysis of a 27 kW grid-connected photovoltaic system in Suriname. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 12, p. 1545–1554, 2017.
- REINDL, D. T.; BECKMAN, W. A.; DUFFIE, J. A. Diffuse fraction correlations. **Solar Energy**, v. 45, n. 1, p. 1–7, 1990.
- SCOLAR, J.; MARTINS, D.; ESCOBEDO, J. F. Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 21, n. 3, p. 249–258, 2003.

MONITORING OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM USING TEMPERATURE AND SOLAR RADIATION DATABASES FROM INMET

Abstract

With the demand for electricity growing, the migration to renewable sources is a reality. In distributed generation, photovoltaic systems are a renewable and sustainable alternative to the main energy sources to generate electricity. Monitoring a photovoltaic system over its operating time guarantees its good performance. This requires solar radiation and temperature data measured at the installation site or the use of solarimetric stations databases. However, the differences between the results simulated with databases and with data measured at the installation site are not widely known, which would be the ideal case from a technical point of view. The aim of this study was to verify the feasibility of monitoring the performance of a 1.225 kWp photovoltaic system located in the city of Porto Alegre - Brazil using the System Advisor Model (SAM) modeling tool and a public database. Simulation results were compared using data provided by a station of the National Institute of Meteorology (INMET) with the results obtained with data measured at the site of the photovoltaic system. Differences were verified between the solar radiation measured on site and that of the INMET database, and the difference in accumulated radiation was 9.2% for the entire period analyzed. When comparing the measured and simulated alternating current energy using the radiation and temperature data measured on site for the non-shading time, it was found that the difference between the results was 0.5%. Using the INMET climate file, the monthly differences ranged from -6% to 14% and the difference in accumulated energy for the entire measurement period was 2.5%. The results showed that the use of a database measured by a public solarimetric station close to the site, in this case approximately 6 km away from the installation, is feasible for monitoring photovoltaic systems, since the differences found were not significant. This monitoring can identify system failures and performance loss over time.

Keywords: *Photovoltaic, Monitoring, Data base.*