



Uso de diferentes bases de dados de irradiação solar na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico

Orlando Moreira Júnior^{1(*)}, Celso Correia de Souza² e Daniel Massen Frainer²

¹Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD). Rua João Rosa Góes, 1761, Vila Progresso, Dourados - MS, CEP 79825-070 Dourados, MS. E-mail: orlandojunior@ufgd.edu.br

²Universidade Anhanguera-Uniderp. Av. Ceará, 333, Vila Miguel Couto, CEP 79003-010 Campo Grande, MS. E-mails: csouza939@gmail.com e danielfrainer@gmail.com

(*)Autor para correspondência.

INFORMAÇÕES

História do artigo:

Recebido em 29 de novembro de 2019

Aceito em 19 de março de 2020

Termos para indexação:

PV*Sol

Inmet

geração elétrica

RESUMO

O artigo mostra o resultado da comparação entre os valores da energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico de 4,26kWp e a previsão de energia elétrica gerada segundo os dados de irradiação obtidos através de três softwares, SWERA, SunDATA e PV*SOL e da estação meteorológica do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). O software PV*SOL foi o que apresentou os melhores resultados, quando comparado aos dados do sistema fotovoltaico, variação média de 1,56%, enquanto que a base de dados da estação meteorológica do INMET e os softwares SunDATA e SWERA apresentaram desvios médios de 5,69%, 10,82% e 20,85%, respectivamente. O software PV*SOL, foi o que apresentou valores mais próximos frente aos resultados de geração de energia do sistema fotovoltaico, usando como metodologia de cálculo a potência do sistema, a área dos painéis, a eficiência de conversão do painel e a taxa de desempenho do sistema.

© 2020 SBAgro. Todos os direitos reservados.

Introdução

O Brasil tem uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo, porém a geração de energia elétrica é altamente dependente da fonte hídrica (Ons, 2020). De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, as fontes renováveis representavam 83,4%, em novembro de 2019 (hidráulica, biomassa, eólica e solar), da oferta interna de eletricidade no Brasil, sendo 63,2% de origem hídrica.

Em vários países, pesquisas estão sendo desenvolvidas buscando soluções para que o homem venha a utilizar fontes de energia menos poluentes, renováveis, melhorando a relação entre meio ambiente e energia. Neste meio, a energia solar, que pode ser aproveitada como geração de calor e eletricidade é uma fonte viável para os interesses do Brasil, devido a sua privilegiada localização geográfica e clima favorável, apesar de seu custo ter diminuído nos últimos anos, esse fato ainda dificulta sua disseminação (Absolar, 2019).

A irradiação total que incide sobre uma superfície inclinada, é o resultado da decomposição da radiação solar incidente sobre um receptor. Sua decomposição é a soma das irradiações direta, difusa e refletida (Trajano, 2010).

Polo (2015) destaca que as diferentes componentes de radiação devem ser oferecidas mensalmente e anualmente de forma confiável e precisa para projetos de sistemas de energia solar concentrada (CSP- *Concentrated Solar Power*). Estes sistemas estão primeiramente interessados na irradiação normal indireta (DNI - *Direct Normal Irradiance*), e coletores planos (fotovoltaicos ou térmicos) que requerem boas previsões de irradiância global horizontal (GHI - *Global Horizontal Irradiance*) para que possam ser corretamente dimensionados e para que possa haver uma boa previsão da sua capacidade após a instalação.

A obtenção das medidas da irradiação direta (DNI) ou global (GHI), podem ser realizadas em solo, por meio de piranômetros ou células de referência das estações meteorológicas ou derivada de dados de satélites, (Gregory & Rikus, 2016).

O conhecimento da irradiância solar é uma das principais variáveis para o correto dimensionamento de sistemas solares. A precisão dessa variável é indispensável para validar modelos numéricos e técnicas de interpolação para previsão do seu valor. Segundo Yang et al. (2006) a irradiância é determinada pelos diferentes comprimentos de onda emitidos pela Sol pois esses interagem com a presença de nuvens e teor de água na atmosfera. A Irradiância Solar é definida como a potência total da energia proveniente do Sol por unidade de área a 1 UA (distância entre o Sol e a Terra conhecida como Unidade Astronômica).

Em seu estudo, Yang et al (2006) relatou que ao validar seu sistema de previsão a irradiância global horizontal (GHI), se deparou com uma subestimação dos resultados, devido a presença de nuvens na atmosfera terrestre.

As componentes radiativas e o balanço radiativo no topo da atmosfera e/ou à superfície, vem sendo estimados por diversos pesquisadores, utilizando modelos matemáticos, estações automáticas e dados de satélite. De um modo geral os pesquisadores têm utilizado códigos complexos de transferência radiativa (Zhang et al., 1995; Rossow & Zhang, 1995), assim como modelos físicos simplificados para estimar as componentes radiativas (Ceballos et al., 2004), ou realizam análises a partir de dados obtidos em experimentos de campo (Pereira et al., 2006; Galvão, 1999; Correia, 2000).

O grande número de parâmetros envolvidos bem como sua variabilidade, a complexidade dos modelos de transferência radiativa e o comportamento da atmosfera, são fatores que fazem com que a maior fonte de incerteza na estimativa da radiação solar repouse sobre a modelagem dos processos radiativos. A variabilidade dos parâmetros atmosféricos e procedimentos experimentais sejam em

terra ou no espaço também estão sujeitos a erros. Dessa forma o estudo da validade e da representatividade dos dados de irradiação disponíveis é essencial.

Um estudo realizado pela *National Renewable Energy Laboratory* (Nrel, 2018). mostra que o valor dos módulos fotovoltaicos vem diminuindo em todo mundo. Em 2010 o valor equivalia a U\$1,80/Watt produzido, em 2018 o valor médio havia diminuído para U\$0,35/watt, para módulos de silício policristalino.

Segundo o Balanço Energético do Estado de Mato Grosso do Sul (Bems, 2015), a geração de energia elétrica no estado concentra-se na fonte hídrica, considerando as usinas de fronteira, porém, ao analisar apenas as usinas internas o predomínio é de geração termoeletrica a gás natural, correspondente a 44% do total, seguido da geração termoeletrica a biomassa de cana-de-açúcar com 29%.

Segundo Pereira et al., (2006), o estado de Mato Grosso do Sul (MS) por estar localizado na região Centro Oeste, é a segunda em incidência de irradiação no território brasileiro, ficando atrás apenas da região Nordeste. Com esse grande potencial na região, é importante que se conheça com precisão os dados de irradiação, para que projetos de sistemas fotovoltaicos de pequeno, médio e grande portes possam ser dimensionados corretamente.

O conhecimento do potencial de geração de energia elétrica através do aproveitamento da irradiação solar no estado de MS pode contribuir, com a demanda crescente de energia elétrica no Estado, a não necessidade de importação de energia do sistema nacional e redução da emissão de gases poluentes (Bems, 2015). Além disso, o conhecimento sobre a irradiação solar é de interesse de áreas importantes para o desenvolvimento do Estado, como a escolha e o cultivo de culturas agrícolas que se adaptam melhor às condições oferecidas em MS (Sepaf, 2017).

Na geração distribuída, regulada pela resolução 482 da ANEEL, se conectam aos sistemas de distribuição quatro fontes de energia: hidroelétrica, com 8%, eólica com 1%, térmica com 4% e solar com 87% da potência instalada atual de 1.131.124 kW. (Aneel, 2019).

Assim, o objetivo desse trabalho foi comparar as estimativas de geração de energia elétrica de quatro fontes distintas, investigando sua representatividade junto a um sistema de geração de energia elétrica com tecnologia fotovoltaica na cidade de Campo Grande – (MS).

Material e métodos

Sistema Fotovoltaico

O presente estudo se enquadra, quanto aos fins, como uma pesquisa descritiva exploratória, ou seja, visa obter conhecimentos empíricos atuais e leva à possibilidade de generalização sobre a realidade pesquisada. O escopo da pesquisa é a comparação da geração de energia elétrica de

um sistema fotovoltaico, conectado à rede da concessionária local, instalado na cidade de Campo Grande – (MS), com as previsões calculadas utilizando informações de três softwares e dados de irradiação de uma estação meteorológica do Inmet.

O sistema fotovoltaico objeto de estudo, *on grid* de 4,26kWp, está localizado na cidade de Campo Grande – (MS) nas coordenadas 20°29'21.2S e 54°35'17.2W e altitude de 592m. O sistema é formado por quatorze painéis fotovoltaicos de 290Wp, associados em dois *strings* de sete módulos cada, fixados na estrutura de um telhado, conectados a um inversor de potência nominal de 4260W e está operando desde maio de 2014. Os painéis foram instalados com inclinação de 20°, com desvio azimutal em relação ao norte geográfico de 27° para Oeste.

A Figura 1 apresenta o gráfico com os valores de energia elétrica gerados durante o ano de 2016, período analisado neste trabalho, pelo sistema fotovoltaico de 4,26kWp, onde a energia elétrica média gerada no período foi de 491,07kWh.

A geração de energia elétrica é proporcional à radiação incidente no painel fotovoltaico, além de considerar a presença de nuvens, que é mais comum no verão.

O período analisado foi de doze meses (365 dias) referente ao ano de 2016. O período escolhido foi devido a boa qualidade das informações de geração do sistema fotovoltaico, geração ininterrupta, que são armazenados e estão disponíveis em um banco de dados na plataforma online do fabricante do inversor (Fronius, 2019).

Fontes de dados da irradiação local

O estudo foi realizado com dados secundários obtidos de quatro bancos de dados, INMET (Inmet, 2019), PV*Sol (PV*Sol, 2015), SunDATA (Cresesb, 2019) e SWERA (Swera, 2019), que foram trabalhados de acordo com suas especificidades.

As informações da Estação Meteorológica Automática

do INMET sofreram uma análise detalhada das condições dos arquivos de dados disponibilizados pelo INMET (Inmet, 2019). Após um estudo das informações de resolução, período, formato e região de análise desde sua instalação, verificou-se que o ano de 2016 apresentava a melhor opção no que se refere à qualidade dos dados, por não haver interrupção e apresentar boa uniformidade, ou seja, não representou um ano atípico.

O software SWERA foi utilizado usando o link gratuito, disponível na web (Swera, 2019). Para acesso aos dados de irradiação do local desejado, foi necessário fornecer a localização da cidade de Campo Grande – (MS) e selecionar a irradiação GHI (*Global Horizontal Irradiation*), INPE *High Resolution* que corresponde a captações de dados dos satélites do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais).

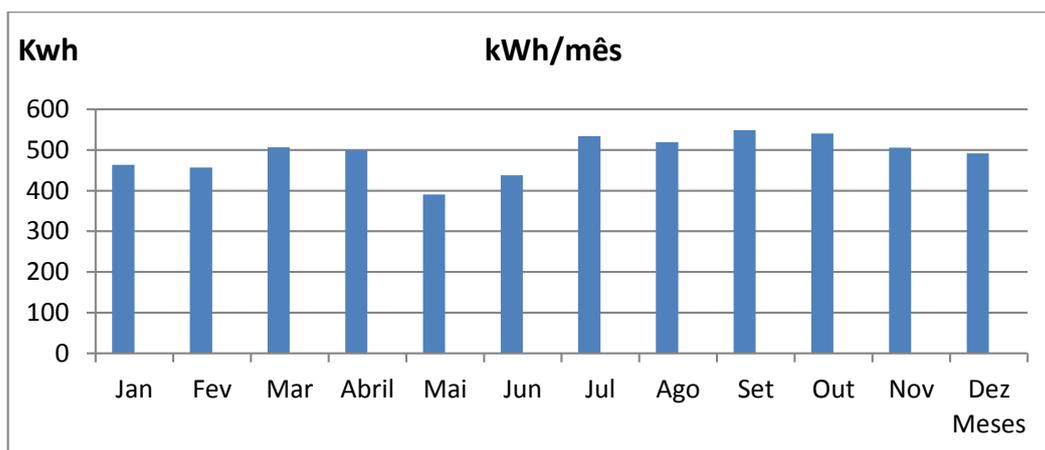
No site do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), é possível acessar o programa SunData, caracterizado como uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. O programa permite acessar os valores de irradiação solar média mensal no plano horizontal e inclinado, em kWh/m².dia para as coordenadas do local desejado (Cresesb, 2019).

O software PV*SOL é uma ferramenta que pode ser adquirida junto a empresa Valentin Software GmbH, localizada em Berlin, Alemanha, (PV*Sol, 2015). As informações da irradiação solar são originárias da base de dados climáticas global Meteonorm, que é amplamente usada para simulação solar térmica e fotovoltaica.

Os Modelos Utilizados

Neste artigo, os dados de geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico, foram comparados, no mesmo período, com dados da estação automática do Inmet A 702, localizada na cidade de Campo Grande – (MS) (Inmet, 2019), e com os softwares SWERA (Swera, 2019), SunData (Cresesb, 2019) e PV*Sol (PV*Sol, 2015), com o propósito de verificar

Figura 1. Geração de energia elétrica do sistema FV no ano de 2016, em kWh.



as diferenças nas previsões fornecidas entres essas fontes de dados, analisando suas causas.

Estação Automática Inmet

O estado de MS possui 28 (vinte e oito) municípios monitorados pelo Centro de Monitoramento de Tempo, do Clima e dos Recursos Hídricos de Mato Grosso do Sul (Cemtec/MS-Agraer) através das Estações Meteorológicas Automáticas de Superfície (AUT's) pertencentes ao INMET.

Uma AUT's é composta de uma unidade de memória central ("data logger"), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos como pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, irradiação solar, direção e velocidade do vento, que integra os valores observados minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora.

Foi utilizada a estação A 702 inaugurada em 11/09/2001, localizada na cidade de Campo Grande - (MS) com latitude de 20,4471° S, longitude de 54,7226° W e altitude de 528 metros acima do nível do mar. Esta estação foi escolhida por ser a mais próxima do local de instalação do sistema fotovoltaico, objeto desse estudo. Os dados desta estação foram obtidos junto ao Inmet (Inmet, 2019).

Foram selecionados todos os dados do ano de 2016. Para validação dos dados finais utilizados nesta pesquisa, foram necessárias as correções do horário, que é fornecido em UTC e correções de falhas de leitura dos sensores (por exemplo: leituras no período noturno). Todas as leituras foram obtidas do banco de informações de dados meteorológicos do Sistema de Informações Hidro-Meteorológico (SIM) do Inmet (Inmet, 2019). As médias mensais diárias de irradiação calculadas estão dispostas na Tabela 1.

Os dados obtidos da estação A 702 foram convertidos de $\text{kJ/m}^2\cdot\text{dia}$ para $\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$, para posterior comparação com as outras fontes de dados de irradiação solar. A média anual no local é igual a $5,44 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$.

Software SWERA

A irradiação local foi obtida usando o software *Solar and Wind Energy Resource Assesment* (SWERA), desenvolvida pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) (Pereira, et al. 2006). O programa SWERA foi uma colaboração de parceiros mundiais com a missão de fornecer informações sobre recursos de energia renovável para todos os países do mundo.

Desde 2001, o SWERA promove a utilização de energias renováveis solar e eólica, nos países em desenvolvimento, através da remoção de barreiras de conhecimento geradas pela falta de informação, disponibilizando um banco de dados consistente e de alta confiabilidade sobre esses recursos energéticos. O projeto visa fornecer informações necessárias para que governo e iniciativa privada tomem decisões embasadas em conhecimento técnico-científico,

com o objetivo de reduzir as incertezas nos custos de implementação de projetos com maior garantia de retorno dos investimentos e, desta forma, atrair investidores para a exploração desses tipos de energia.

Para extrair informações do software deve-se selecionar a localidade onde se deseja aferir a irradiação, no caso deste estudo, a cidade de Campo Grande - (MS) e escolher qual o tipo de irradiação que se deseja aferir. Nesse estudo foi escolhido a opção *Global Horizontal Irradiation* (GHI) INPE *High Resolution* que corresponde à captações de satélites do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (Swera, 2019). O software é ofertado de forma gratuita e isto é um dos elementos facilitadores ao uso dessa ferramenta.

Os valores da irradiação, média mensal diária, do local da instalação, Campo Grande (MS), dado pelo SWERA, expressa em $\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ estão dispostos na Tabela 1. A média anual no local é igual a $5,52 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$, neste artigo, os valores de irradiação utilizada, para efeitos de comparação, foram as médias mensais.

Programa SunDATA

O programa SunData destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. É disponibilizado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). É uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. O programa é baseado nos valores médios de irradiação *horizontal solar* sobre o solo do *Centro de Estudos de la Energia Solar* (CENSOLAR), contendo valores de irradiação solar diária média mensal no plano horizontal para cerca de 350 pontos no Brasil e em países limítrofes. O programa fornece os dados de irradiação solar em $\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$ no plano horizontal e inclinado, ângulo igual ao da latitude, usado neste trabalho (Cresesb, 2019).

Os valores de irradiação gerados pelo programa SunDATA, usando as coordenadas (20°29'21.2S e 54°35'17.2W) estão dispostos na Tabela 1. Essas coordenadas são as da localização do sistema de geração fotovoltaico instalado em Campo Grande-(MS), estudado neste artigo. A média anual no local é igual a $5,12 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{dia}$.

Software PV*Sol

O Software PV*Sol foi desenvolvido em 1998 pela empresa *Valentin Software GmbH*, localizada em Berlin, Alemanha, e anualmente sofre atualizações. O PV*Sol é distribuído em mais de cinquenta países e está entre os softwares mais utilizados no mundo, por permitir que o usuário faça o planejamento, interpretação, simulação dinâmica e cálculo de suprimento de energia solar em diversos sistemas (PV*Sol, 2015). As informações da irradiação solar são originárias da base de dados climáticas *global Meteonorm*, que é amplamente usada para simulação solar térmica e fotovoltaica (Meteonorm, 2019).

A interpolação dos dados de irradiação global, gerada pelo *Meteonorm*, é baseada em informações de medidas no solo e em dados de satélite. Os dados dos satélites cobrem todo globo terrestre. A versão utilizada neste trabalho apresenta dados de radiação que cobre o período de 1996 a 2015, com um total de 800 estações de solo espalhadas pela América Central e do Sul e 8350 espalhadas por toda a Terra, somadas a cinco satélites geoestacionários (*Meteonorm*, 2019).

O programa PV*Sol foi abastecido com as informações do sistema fotovoltaico utilizado neste estudo, sua localização, condições locais (tipo de telhado e inclinação, tipo de ligação entre os painéis, cabeamento, sombreamento, etc), fornecendo a irradiação no plano horizontal, superfície inclinada sem perdas e com perdas. O programa possibilita a reprodução de imagens do local da instalação do sistema fotovoltaico, fornecendo detalhes como sombreamento, inclinação dos painéis, tipo de ligação, dentre outros detalhes, Figura 2. O software possui uma biblioteca própria, que ao acessa-la, possibilita inserir os dados dos painéis (fabricante, potência, rendimento, etc), do inversor e dados climáticos do local.

O software PV*Sol, gerou um gráfico com os valores de irradiação previstos pelo software, após a inserção dos dados climáticos e da configuração dos equipamentos do sistema fotovoltaico, mostrando a variação mensal dos valores de irradiação local, levando em conta as perdas elétricas geradas pelo cabeamento do sistema, desvio azimutal, e perdas por reflexão nos módulos e aumento de temperatura.

Neste trabalho foi utilizada a irradiação inclinada com perdas, com inclinação igual a do sistema fotovoltaico em estudo e suas perdas inerentes as ligações no cabeamento, por aquecimento das placas fotovoltaicas e desvio azimutal.

Os valores da irradiação mensal, gerados pelo PV*Sol, foram divididos pelo número de dias de cada mês, para obtenção dos valores mensais em kWh/m².dia, mostrados na

Tabela 1. A média anual no local é igual a 4,69 kWh/m²/dia.

Cálculo da Energia Elétrica

Os cálculos de previsão de geração de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico, segundo os dados dos quatro bancos de dados, em kWh/dia, foram realizados usando a Eq. 1:

$$E_D = E_S \cdot A_P \cdot \eta_P \cdot TD \quad (1)$$

onde:

E_D : Energia produzida pelo sistema fotovoltaico (kWh/dia);

E_S : Energia recebida diariamente do Sol (kWh/m²/dia);

A_P : Área total dos painéis (m²);

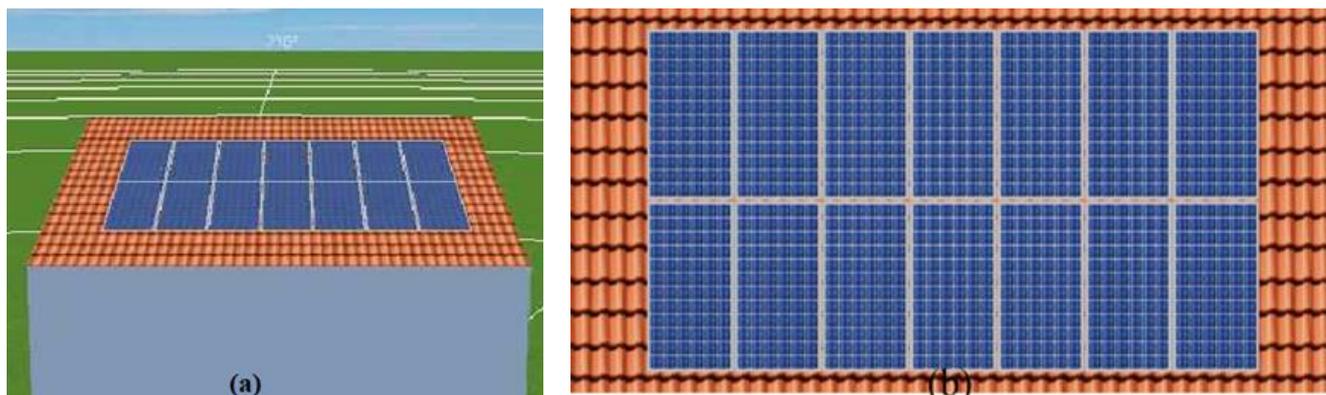
η_P : Eficiência de conversão do painel (%);

TD: Taxa de desempenho do sistema (%).

O desempenho do sistema fotovoltaico foi avaliado pela Taxa de Desempenho (TD), que é definida como a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema fotovoltaico, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e fiação, sujeira, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, *mismatching* (não-homogeneidade entre a potência/corrente máxima de módulos individuais "idênticos"), resposta espectral, temperatura operacional, entre outras. Como esse artigo visa a comparação dos valores das previsões da energia gerada obtida pela irradiação apresentada pelos quatro banco de dados, o valor da taxa de desempenho do sistema foi o mesmo para todos os casos.

Para obtenção da previsão de produção de energia elétrica mensal pelo sistema fotovoltaico, usando os dados de irradiação dos quatro bancos de dados, multiplica-se a ge-

Figura 2. Imagem 3D gerada da instalação do sistema FV. (a) Visão geral (b) Detalhe da instalação das placas fotovoltaicas. Fonte: Adaptado PV*Sol (2015)



ração de energia elétrica diária (E_D) pelo número de dias do mês. Assim, tem-se pela Eq. 2:

$$E_M = E_D \cdot Dias \quad (2)$$

Para o cálculo da energia produzida (kWh) no sistema FV e previsões da base de dados, foi considerada a potência do sistema de 4,26kWp, a área total dos painéis de 26,86 m², a eficiência de conversão do painel de 16,48%, fornecida pelo fabricante e a taxa de desempenho do sistema de 78,6% em todos os casos.

Resultados e discussão

Para efeitos de comparação entre os bancos de dados das quatro fontes estudadas, utilizou-se os valores da irradiação medida na estação meteorológica do Inmet, e as previsões de irradiação obtidas dos softwares SWERA e SunDATA e PV*SOL, dispostos na Tabela 1.

A Tabela 2 mostra os valores mensais de geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico durante o ano de 2016 e as previsões dos quatro bancos de dados de irradiação solar estudados neste trabalho.

É possível observar pelos dados apresentados na Tabela 2, que a previsão obtida através do software PV*Sol apresenta maior proximidade com os dados de geração do sistema fotovoltaico, em média, os valores diferem menos de 1,56%, enquanto que os dados fornecidos pela previsão do software SWERA apresenta o maior afastamento, em média 20,85%. Os valores previstos pela estação do Inmet e pelo software SunDATA diferem, respectivamente 5,69% e 10,82% em média, sendo que todos eles apresentam sobre-valores médios.

A Tabela 3 apresenta resultados da análise estatística descritiva dos bancos de dados de irradiação.

Verifica-se na Tabela 3 que os resultados obtidos com o banco de dados do software SWERA é o que apresenta a maior amplitude, variando de 418,37kWh a 739,09kWh o que apresenta menor amplitude é o PV*Sol, variando de 428,19kWh a 577,03kWh, o que mostra que a interpolação dos dados de irradiação (estações em Terra e Satélites), feita pelo programa PV*Sol, resulta em valores mais próximos dos gerados pelo sistema FV. O software PV*Sol apresenta média de 495,54kWh, a mais próxima da média do sistema

fotovoltaico que é de 491,07kWh e com o menor desvio padrão, 44,20kWh. Os menores coeficientes de variação são encontrados no SunDATA e no PV*Sol, mostrando que estes apresentam menor variabilidade 8,67 e 8,92 respectivamente, valores mais próximos dos gerados pelo sistema FV. Os dados do Inmet são os que apresentam correlação mais alta com os dados de geração do sistema FV, (0,70), porém todos apresentam correlação positiva e significativa.

Os resultados da Tabela 3, permitem observar que o software SWERA apresenta os maiores sobre-valores de previsão de energia gerada, fato este que pode estar relacionado com a obtenção de dados de irradiação por satélites, não considerando a reflexão em nuvens e absorção dos raios solares ao atingir a atmosfera e o solo terrestre. Segundo Pereira, (2006), a área central do Brasil apresenta menor variabilidade durante o inverno e maior variabilidade durante o verão, comportamento relacionado à nebulosidade ao longo do ano, o que explica a boa concordância dos dados dessa fonte durante os meses de junho e julho e a maior discrepância durante os meses de outubro, novembro, dezembro, janeiro e fevereiro.

Segundo Santos e Rütger (2009), o desvio de azimute de um sistema fotovoltaico, como o existente neste trabalho, representa cerca de 5% de perdas na sua produção. Isso pode explicar parte dos sobre-valores apresentados pela previsão da produção de energia, segundo as bases de dados SWERA, SunDATA e Inmet, apenas o software PV*Sol possibilitou essa correção durante a fase de fornecimento das informações do sistema.

As menores diferenças dos resultados de geração, previstos pelo software PV*Sol, sugerem que isso ocorreu devido os dados de irradiação serem obtidos por interpolação de dados de satélites geoestacionários e de um grande número de estações meteorológicas em solo, além de possibilitar a consideração das perdas no cabeamento do sistema, por desvio azimutal e por reflexão da irradiação nos módulos.

Conclusão

Dentre os quatro bancos de dados de irradiação solar utilizados neste trabalho, nota-se, uma grande concordância entre três deles, estação meteorológica do INMET e os softwares SunDATA e PV*Sol, onde, seus valores médios de

Tabela 1. Irradiação solar média mensal sobre plano inclinado [kWh/m².dia] na cidade de Campo Grande (MS) em 2016, medida e previsões.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
INMET	4,9	5,6	5,3	5,1	3,4	3,7	4,4	4,5	5,4	5,7	5,6	5,3
SWERA	6,3	6,0	5,4	5,8	4,6	4,2	3,9	5,2	5,5	6,5	7,1	6,7
Sundata	5,4	5,1	5,3	5,6	5,2	4,1	5,1	5,1	4,7	5,3	5,5	4,9
PV*SOL	4,4	5,4	5,3	4,3	4,0	4,8	4,0	4,6	5,0	4,5	5,1	4,9

Tabela 2. Energia produzida (kWh) no sistema FV e previsões, média mensal.

MESES	Geração do Sistema	Previsão Inmet	Previsão Swera	Previsão Sundata	Previsão PV*Sol
Janeiro	463,05	526,34	675,29	581,34	476,73
Fevereiro	456,72	543,59	583,15	501,70	522,17
Março	506,35	574,87	583,93	552,15	577,03
Abril	499,11	537,54	604,24	588,68	451,95
Mai	390,94	368,87	494,52	563,01	428,19
Junho	437,79	389,32	443,08	425,86	501,01
Julho	533,65	473,49	418,37	550,07	428,19
Agosto	518,71	483,19	556,43	547,91	493,98
Setembro	548,70	567,81	571,36	495,79	518,76
Outubro	540,40	620,17	699,23	574,87	490,75
Novembro	506,02	583,47	739,09	576,16	529,19
Dezembro	491,38	568,40	723,93	525,26	528,5
Média anual	491,07	519,76	591,05	540,23	495,54

Tabela 3. Estatística descritiva e correlação do sistema de geração e os bancos de dados.

Energia (kWh)	Média (kWh)	Desvio Padrão	CV%	Mínimo	Máximo	Correlação
INMET	519,76	77,48	14,91	368,87	620,17	0,70
SWERA	591,05	105,00	17,76	418,37	739,09	0,25
SunDATA	540,23	46,81	8,67	425,86	588,68	0,20
PV*SOL	495,54	44,20	8,92	428,19	577,03	0,25

geração variaram menos de 10,82% quando utilizados para o cálculo das previsões dos valores de geração de energia elétrica do sistema fotovoltaico em estudo neste trabalho, para o ano de 2016. Isso permite concluir, que estes bancos de dados possuem uma boa representação da espacialização da irradiação solar incidente para a região estudada e podem ser usados para o dimensionamento de futuros projetos, pois estão baseados em um bom período de referência e podem representar menores erros devido às variações climáticas, como anos atípicos.

Foi possível observar também que os resultados obtidos dos bancos de dados analisados neste artigo tendem a apresentar sobrevalores, quando comparados aos dados de geração do sistema fotovoltaico. Isso pode indicar que esse fato ocorre pela desconsideração da parcela da irradiação que é refletida ou absorvida ao entrar na atmosfera terrestre, diminuindo a intensidade da incidência dos raios solares sobre os painéis fotovoltaicos.

Outro fato que pode contribuir para os sobrevalores observados nos cálculos das previsões de energia gerada pelo sistema fotovoltaico, obtidos dos valores de irradiação das bases de dados estudadas, é a não consideração do desvio azimutal, e perdas por aumento de temperatura das placas e no cabeamento do sistema fotovoltaico, já que não é possível de simulação direta nos softwares SWERA e SunDATA.

Referências

- ABSOLAR – **A Matriz Elétrica Brasileira** – Disponível em <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>>. Acesso em 20 de Ago. de 2019.
- ANEEL. **Geração Distribuída**. Disponível em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em 12 de Ago. de 2019.
- BEMS. **Balanco Energético de Mato Grosso do Sul 2015**, Secretaria de Estado de Infraestrutura, Campo Grande MS, 2015. Disponível em: <<http://www.ms.gov.br.pdf>>. Acesso em 08 de Mar. 2019.
- CEBALLOS J.C., BOTTINO M.J., SOUZA J.M. 2004. A simplified physical model for assessing solar radiation over Brazil using GOES 8 visible imagery. **Journal of Geophysical Research**, 109 (D02211), DOI: 10.1029/2003JD003531.
- CENSOLAR. **Valores Médios de Irradiacion Solar Sobre Suelo Horizontal** - Centro de Estudios de la Energia Solar. Sevilla. 1993.
- CORREIA, F. W. S. **Estudo do Balanço de Radiação em Área de Policultivo na Amazônia**. 137p. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, 2000.
- CRESESB, **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. Potencial Solar – Sun Data**, 2017. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em 04 Abr. 2019.
- FRONIUS. **Link de acesso a produção de energia do sistema fotovoltaico na Solar web**, 2019: <https://www.solarweb.com/Account/GuestLogOn?pvSystemid=eb0fd05d-d5e2-4741-b551-d40b4da68876>. Acesso em 15 Abr. 2019.
- GALVÃO, J. A. C. **Estudo do balanço de radiação em áreas de floresta e pastagem na Amazônia**. 125p. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, 1999.

GREGORY, P. A., L. J. RIKUS. Validation of the Bureau of Meteorology's global, diffuse, and direct solar exposure forecasts using the ACCESS numerical weather prediction systems. *J. Appl. Meteor. Climatol.*, **55**, 595–619, 2016. <https://doi.org/10.1175/JAMC-D-15-0031.1>.

INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. **Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática**, Brasília, DF, Brasil. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesAutomaticas>. Acesso em 29 de Jun. de 2019.

METEONORM, Software Meteonorm: **Dados de irradiação para todos os lugares da Terra**. 2019. Disponível em: <http://www.meteonorm.com/en/>. Acesso em 20 de Jun. de 2019.

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Junho de 2017**. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Julho+-+2017.pdf/e84e3eee7239-4ff3-a306-afb269b1e393>>. Acesso em 20 Ago. 2019.

NREL. 2018. **U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

ONS, **Informativo Preliminar Diário da Operação**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>> Acesso em 24 de Janeiro de 2020.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos, SP: INPE, 2006.

POLO, J. et al. Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets. *Solar Energy*, 2015, Vol. 132, [s.i.], pp. 25-37.

PV*SOL. Version 7.5. **Design of Photovoltaic Systems**. 2015 Valentin Software GmbH.

ROSSOW, W. B.; Y. C. ZHANG. Calculation of Surface and Top of Atmosphere Radiative Fluxes from Physical Quantities Based on ISCCP Data Sets 2. Validation and First Results. *Journal of Geophysical Research*, v. 100, p. 1167-1197, 1995.

SANTOS, I. P., RÜTHER, R. **Avaliação das Características das Coberturas das Residências Unifamiliares para o Aproveitamento da Energia Solar**. 2009. X Encontro Nacional e VI Encontro Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Natal – RN, 2009.

SEPAF, **Secretaria de Estado de Produção e Agricultura Familiar**, Campo Grande, 2017. Disponível em: <<http://www.sepaf.ms.gov.br/>>. Acesso em 24 de Abr. 2019.

SWERA. **Software de aferição de irradiação**. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>>. Acesso em 14 Mar. 2019.

TRAJANO, S. V., 2010, **Potencial de Geração de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. Tese de Doutorado, UFSC.

YANG, F., H.-L. PAN, S. K. KRUEGER, S. MOORTHI, and S. J. LORD, 2006: Evaluation of the NCEP Global Forecast System at the ARM SGP site. *Mon. Wea. Rev.*, 134, 3668–3690, doi: <https://doi.org/10.1175/MWR3264.1>

ZHANG, Y. C.; W. B. ROSSOW; A. A. LACIS. Calculation of Surface and Top of Atmosphere Radiative Fluxes from Physical Quantities Based on ISCCP Data Sets 1. Method and Sensivity to Input Data Uncertainties. *Journal of Geophysical Research*, v. 100, p. 1149-1165, 1995.

REFERENCIAÇÃO

MOREIRA JÚNIOR, O.; SOUZA C. C.; FRAINER, D. M. Uso de diferentes bases de dados de irradiação solar na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. *Agrometeoros*, Passo Fundo, v.28, e026645, 2020.



Use of different solar irradiation databases in the generation of electricity from a photovoltaic system

Orlando Moreira Júnior^{1(*)}, Celso Correia de Souza² and Daniel Massien Frainer²

¹Universidade Federal da Grande Dourados (UFGD). Rua João Rosa Góes, 1761, Vila Progresso, Dourados - MS, CEP 79825-070 Dourados, MS.

E-mail: orlandojunior@ufgd.edu.br

²Universidade Anhanguera-Uniderp. Av. Ceará, 333, Vila Miguel Couto, CEP 79003-010 Campo Grande, MS.

E-mails: csouza939@gmail.com and danielfrainer@gmail.com

(*)Corresponding author.

ARTICLE INFO

Article history:

Received 29 November 2019

Accepted 19 March 2020

Index terms:

PV*Sol

Inmet

electric generation

ABSTRACT

The article shows the result of the comparison between the values of the electric energy generated by a photovoltaic system of 4,26kWp and the prediction of electrical energy generated according to the irradiation data obtained through three softwares, SWERA, SunDATA and PV*SOL and the meteorological station of the National Institute of Meteorology (INMET). PV*SOL software was presented the best results when compared to the data of the photovoltaic system, average variation of 1,56%, while the weather station's data base of INMET and the softwares SunDATA and SWERA presented average deviations and 5,69%, 10,82% and 20,85%, respectively. The PV*SOL software, was the one that presented values closest to the results of power generation of the photovoltaic system, using as a calculation methodology the power of the system, the area of the panels, the conversion efficiency of the panel and the performance rate of the system.

© 2020 SBAgro. All rights reserved.

CITATION

MOREIRA JÚNIOR, O.; SOUZA C. C.; FRAINER, D. M. Uso de diferentes bases de dados de irradiação solar na geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico. *Agrometeoros*, Passo Fundo, v.28, e026645, 2020.