

OBTENÇÃO DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR PARA SIMULAÇÃO DE CENTRAL FOTOVOLTAICA EM PETROLINA

Heitor Farias de Barros – heitorfarias@live.com

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Engenharia Elétrica

Olga de Castro Vilela – ocv.olga@gmail.com

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Edson Ricardo Calado Sabino – edson.sabino@pesqueira.ifpe.edu.br

Instituto de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (IFPE)

Leonardo José de Petribú Brennand – leojdpb@hotmail.com

Universidade Federal de Pernambuco, Departamento de Energia Nuclear

Resumo. *O presente artigo compara diferentes procedimentos de obtenção de dados de radiação solar para simulação de uma central fotovoltaica localizada em Petrolina-PE. Foram empregadas duas metodologias para realizar estimativas de irradiação global horária (Ih): Utilizando o modelo Brasil SR (Pereira e Martins, 2000) através de imagens de satélite horárias, e utilizando o modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979) a partir de dados de irradiação global horizontal diária média (Hh) de atlas solarimétricos. Os procedimentos estudados foram comparados com dados de medições no local (Rede Sonda), avaliando se, em posse de médias mensais de Hh e de imagens de satélite horárias de um local, é mais adequado utilizar um ou outro para estudos de viabilidade de centrais fotovoltaicas. Foi simulada uma central fotovoltaica de 2,5MW em Petrolina-PE para a realização da comparação entre os métodos. Os resultados indicam que os dois procedimentos analisados apresentam erro pequeno em relação à simulação procedida com dados medidos. Concluiu-se que, devido ao alto esforço computacional demandado pelas estimativas de imagem de satélite em relação às estimativas obtidas através de Collares-Pereira e Rabl (1979), esse procedimento é desaconselhável. Salienta-se ainda que os resultados obtidos no trabalho não podem ser generalizados, ou seja, para outras localidades devem ser realizados estudos individuais.*

Palavras-chave: Atlas Solarimétrico, Central Fotovoltaica, Imagem de Satélite.

1. INTRODUÇÃO

Informações acerca da radiação solar em determinada localidade são relevantes para estudos de diversas áreas, desde a climatologia a estudos de viabilidade de conversão fotovoltaica. Em projetos de centrais fotovoltaicas, os dados de irradiação global, direta e difusa – principais variáveis de entrada – normalmente são obtidos através de medições realizadas em estações solarimétricas que utilizam equipamentos de boa precisão (piranômetros e pireliômetros calibrados). A ANEEL exige, segundo a Resolução Normativa nº 738/2016, no mínimo 1 ano de medições de irradiação global horizontal realizadas em um raio de até 10 km do local onde deseja-se construir a central fotovoltaica (FV). Entretanto, para realizar estudos preliminares de viabilidade dessas centrais, parte dos projetos utiliza dados oriundos de atlas solarimétricos devido à escassez de dados terrestres do recurso solar no Brasil.

Os dados de atlas solarimétricos brasileiros são obtidos a partir de interpolação de dados terrestres (Tiba *et al.*, 2000) ou estimativas a partir de imagens de satélite (Pereira *et al.*, 2017) e apresentam médias diárias da irradiação solar para cada mês. Desta forma, para realizar estimativas de energia produzida por um sistema FV em determinada localidade são necessários modelos que obtenham a distribuição de radiação solar ao longo do dia (médias horárias da irradiância incidente nos módulos) a partir dos valores diários de irradiação. Duffie e Beckman (2013) sintetizaram vários estudos estatísticos que indicam uma relação entre irradiação global horizontal horária média (Ih) e a irradiação global horizontal diária média (Hh) em um mês, dentre eles Liu e Jordan (1960) e Collares-Pereira e Rabl (1979). Foi utilizado nesse trabalho o modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979), que calcula a distribuição horária média de irradiação (Ih) em função de Hh, do horário angular, e do horário angular do pôr-do-sol, e apresentou resultados satisfatórios no Canadá (Iqbal, 1979) e Nova Zelândia (Benseman e Cook, 1969).

A potência e eficiência de um módulo ou sistema fotovoltaico depende sobretudo da irradiância coletada (Icol) e temperatura das células (Tc). Ambas podem ser calculadas a partir de Ih (Liu e Jordan, 1962) e da temperatura ambiente (Ta) (Green, 1982). Quando utilizados dados de atlas solarimétricos e modelos de distribuição de Ih para estimar a potência de uma central FV, são obtidas estimativas de Icol para um dia médio de cada mês, de modo que tais estimativas podem não representar satisfatoriamente o efeito da variabilidade de Icol ao longo do mês na eficiência do sistema. Uma forma obter estimativas que representem melhor a variabilidade de Icol é o uso de modelos de estimativa de radiação a partir de imagens de satélite.

Os modelos de estimativa de radiação solar a partir de imagens de satélite consideram de maneira mais adequada a variação das condições atmosféricas, principalmente no que se refere à ação das nuvens sob Ih. Tais modelos costumam apresentar erros menores que os provocados pelas interpolações de dados terrestres a partir de distâncias maiores que 50 km (Ceballos, 2001), e o crescimento nas últimas décadas da disponibilidade de imagens de satélite com alta resolução espacial, temporal e radiométrica tem permitido o aperfeiçoamento significativo dos mesmos. Todavia, as estimativas de radiação solar a partir de imagens de satélite envolvem um trabalho computacional muito maior que o método descrito com os atlas solarimétricos. Outro fator relevante que justifica o habitual uso de atlas solarimétricos é que, para estudos de viabilidade de centrais FV, desejam-se estimativas a longo prazo, visto que as centrais FV são projetadas com este horizonte temporal. Assim, estimativas realizadas a partir de imagens de satélite com frequência horária de poucos anos podem não apresentar resultados necessariamente significativos a longo prazo apesar de apresentarem resultados relativamente precisos para um horário específico de um dia.

Há dois modelos principais de estimativa de irradiação a partir de imagens de satélite desenvolvidos no Brasil, o Brasil SR (Pereira e Martins, 2000) e GL (Ceballos e Moura, 1997), ambos desenvolvidos e aperfeiçoados em parcerias de pesquisadores com o INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Os modelos podem ser utilizados para estimar a irradiação global horária num determinado sítio a partir de imagens do satélite GOES - *Geostationary Operational Environmental Satellite*. A partir destas estimativas e dados de temperatura é possível simular a potência e energia de uma central FV.

Pretende-se, neste estudo, comparar dois métodos de obtenção de dados de radiação solar e a influência dos mesmos nos resultados da simulação de uma central FV em Petrolina. A escolha desta localidade se deu devido à disponibilidade de uma base de dados terrestres de radiação solar usada como verdade terrestre nas comparações. Apesar de não haver indícios que o estudo realizado possa ser extrapolado para longas distâncias, os resultados obtidos são importantes para avaliar a metodologia mais apropriada para a obtenção de dados de radiação solar em outras cidades nas proximidades de Petrolina. O estudo se deu comparando os erros na estimativa na produção de energia elétrica de uma central fotovoltaica quando utilizados dados de Ih estimados a partir de imagens de satélite – através do Brasil SR – e quando estimados a partir de médias diárias de Hh obtidas em atlas solarimétricos – através de Collares-Pereira e Rabl (1979).

2. METODOLOGIA

O local para o qual o estudo foi realizado foi a cidade de Petrolina, cuja estação da Rede Sonda tem latitude de 09° 04' 08" S e longitude de 40° 19' 11" O. Este local foi escolhido considerando que está prevista a construção de uma central fotovoltaica de 2,5 MW nos próximos anos, e as simulações foram realizadas utilizando algumas das características técnicas da central (potência instalada, mesma quantidade de inversores etc.) de forma a tornar o projeto mais realista.

Para realizar a simulação de uma central fotovoltaica são necessários dados de irradiação coletada (Icol) pelos módulos fotovoltaicos e de temperatura da célula (Tc). Foi utilizado o modelo de Liu e Jordan (1962) para cálculo de Icol a partir da irradiação global horizontal horária (Ih), da irradiação direta horária (Idir) e da irradiação difusa horária (Idif). A simulação foi procedida considerando os módulos com inclinação de 10° e ângulo azimutal de 180°, ambos calculados para maximizar a Icol dos modelos.

A comparação entre a energia produzida a partir dos valores de Icol obtidos pelo modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979), pelo Brasil SR e pelos dados terrestres foi realizada considerando dados dos anos de 2010 a 2015 para os horários de 6h30 a 17h30. Este horário foi utilizado devido à dificuldade de realização de estimativas de radiação através de imagens de satélite para baixos ângulos de elevação solar (nascer e pôr-do-sol). É importante ressaltar que tal faixa de horário compreende quase a totalidade do período em que há luz solar na cidade. O único ano do período citado que não foi utilizado na comparação foi o ano de 2012, visto que foram detectados problemas que comprometeram os dados de Petrolina da Rede Sonda deste ano.

2.1 Cálculo da irradiação solar horária horizontal (Ih)

Os procedimentos de obtenção de dados de radiação solar comparados, como já mencionado, foram o uso de imagens de satélite aplicando modelo Brasil SR (Pereira e Martins, 2000), e o uso de atlas solarimétricos aplicando o modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979).

Atlas Solarimétrico. Neste procedimento foram utilizados o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al*, 2017) e o Atlas Solarimétrico do Brasil (Tiba *et al*, 2000) para obter os dados de Hh diária média de cada mês em Petrolina, sendo realizada a média para os valores encontrados nos dois atlas. Foi utilizado o modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979) para o cálculo da Ih média de cada hora para cada mês a partir da Hh diária média, como mostrado na Eq. (1), onde ω é o horário angular e ω_s é o horário angular de pôr-do-sol.

$$\frac{I_h}{H_h} = \frac{\pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos(\omega)) \cdot \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \frac{\pi \cdot \omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (1)$$

Os coeficientes a e b expressos na Eq. (1) são função de ω e ω_s , como apresentados nas Eq. (2) e (3).

$$a = 0.409 + 0.5016 \cdot \text{sen}(\omega_s - 60) \quad (2)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \cdot \text{sen}(\omega_s - 60) \quad (3)$$

Imagens de satélite. As imagens utilizadas neste procedimento foram provenientes do sensor *Imager* dos satélites GOES-E 12 e GOES-E 13, satélites geoestacionários cuja órbita é de 35800 km com latitude de -75° . Assim como os satélites GOES-W, os satélites GOES-E fazem parte do projeto GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*), administrados pela instituição estadunidense NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*). As características do sensor *Imager* do GOES estão mostrados na Tab. 1.

Tabela 1 - Características do sensor *Imager* dos satélites GOES.

Canal	1 - Visível	2 – Ondas curtas	3 – Umidade	4 – IR 1	5 – IR 2
Comprimento de onda (μm)	0,55 – 0,75	3,8 – 4,0	6,5 – 7,0	10,2 – 11,2	11,5 – 12,5
Campo de visão geográfico instantâneo Resolução espacial	1 km ²	4 km ²	8 km ²	4 km ²	4 km ²
Acurácia do sistema	Canal Infravermelho: Menor ou igual a 1 K Canal Visível: 5% da Irradiância de cena				
Taxa de geração de imagem Resolução temporal	Disco terrestre inteiro em até 26 minutos				

Os modelos de estimativa de radiação normalmente utilizam o canal visível dos satélites para realizarem as estimativas. Este canal mede a radiação com comprimento de onda entre 0,55 e 0,75 μm refletida pela superfície terrestre e nuvens. No caso das nuvens, a refletividade está relacionada diretamente a espessura vertical das mesmas, o que afeta a radiação observada na superfície terrestre. Foram utilizadas imagens da América do Sul de 2010 a 2015 do canal visível do GOES 12 e GOES 13 adquiridas junto ao Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC/INPE. Estas imagens estão disponíveis a cada 30 min para os anos estudados, e em alguns períodos estão disponíveis a cada 15 minutos. Foram utilizadas imagens das 7h às 17h com frequência de 1 hora. Apesar da resolução espacial do canal 1 dos satélites GOES 12 e 13 ser de aproximadamente 1 km/pixel, as imagens disponibilizadas pelo CPTEC têm resolução de aproximadamente 4 km/pixel. A resolução radiométrica das imagens é de 8 bits, ou seja, cada pixel possui um nível de cinza (intensidade de pixel) que varia entre 0 e 255 e determina a cor do pixel na imagem, sendo 0 a cor preta e 255 a cor branca. A Fig. 1 mostra uma das imagens utilizadas, do dia 1 de janeiro de 2014 às 12h do GOES-13.

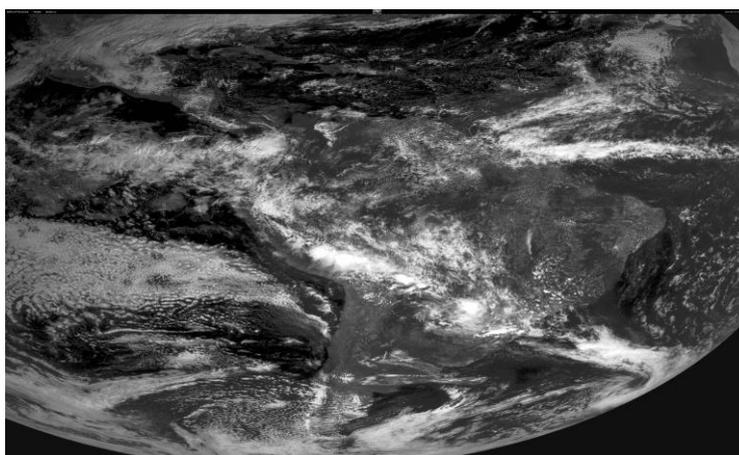


Figura 1 – Imagem da América do Sul do GOES 13 às 12h em 1 de janeiro de 2014.

Após a aquisição das imagens de satélite, foi aplicada a rotina computacional do modelo Brasil SR para obter as estimativas de irradiação horária das 6h30 às 17h30 (imagens das 7h às 17h) em horário local para todos os dias dos anos estudados. Apesar de haver radiação solar no sítio estudado para além da faixa de horário considerada, o valor de I_h no início e final dos dias é pequeno, não interferindo significativamente para a potência de um sistema FV. Além

disso, as estimativas de radiação a partir de imagens de satélite apresentam alta incerteza para baixos ângulos de altitude solar. O modelo Brasil-SR envolve duas etapas principais: determinação do CCI (índice de cobertura de nuvens) das imagens e determinação das transmitâncias de céu-claro (τ_{clr}) e de céu nublado (τ_{cld}) para uso da Eq. (4) para cálculo da radiação global horizontal na superfície (I_h) em determinado local e instante. Com isso, sendo I_{0ef} a irradiância extraterrestre efetiva (Eq. (7).), tem-se:

$$I_h = I_{0ef} \cdot \{(\tau_{clr} - \tau_{cld}) \cdot (1 - CCI) + \tau_{cld}\} \quad (4)$$

O CCI de cada imagem é encontrado a partir da Eq. (5), onde Lr é o nível de cinza do pixel em determinada imagem (hora e data), $Lclr$ é o nível de cinza de céu-claro e $Lcld$ é o nível de cinza de céu nublado. $Lclr$ e $Lcld$ são respectivamente o menor valor e o maior valor de nível de cinza de um determinado pixel, em determinado horário dentro de um mês (onde o ângulo zenital é aproximadamente o mesmo).

$$CCI = \frac{Lr - Lclr}{Lcld - Lclr} \quad (5)$$

Por sua vez, as transmitâncias de céu-claro e de céu nublado são calculadas através da resolução da equação de transferência radiativa a partir da aproximação de dois fluxos. Para tal procedimento são necessárias informações acerca da visibilidade, água precipitável, altitude, albedo da superfície, umidade relativa, determinação do perfil atmosférico de aerossóis e cálculo de propriedades ópticas das nuvens. No Brasil SR a transmitância pode ser definida como na Eq. (6).

$$\tau = \frac{I_h}{I_{0ef}} \quad (6)$$

Este procedimento é necessário para realizar estimativas em localidades onde não há dados de irradiação global. Contudo, tal procedimento exige uma quantidade muito grande de dados atmosféricos e geográficos para fornecer as estimativas de transmitância de céu-claro e céu-nublado. Neste trabalho, τ_{clr} e τ_{cld} foram calculadas a partir da série temporal de dados terrestres de I_h e do cálculo da Irradiância extraterrestre efetiva I_{0ef} , como mostrado na Eq. (7). Assim, τ_{clr} foi considerada o máximo mensal desta série para determinado horário e τ_{cld} foi considerado o mínimo mensal desta série para determinado horário, para o cálculo de ambas foram considerados os dados de todos os anos, evitando que houvesse um aumento irreal da precisão no modelo original.

$$I_{0ef} = I_0 \cdot \left\{ 1 + 0.033 \cdot \cos \left(djul \cdot \frac{360}{365.25} \right) \right\} \quad (7)$$

Medições terrestres. Para a simulação da central FV através de dados medidos foram utilizadas médias horárias da Rede Sonda (INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) de temperatura e de irradiância global. A simulação obtida através do uso destes dados foi utilizada como referência para comparação dos métodos supracitados. Para cada hora foram utilizados os dados dos 29 minutos anteriores aos 30 minutos subsequentes ao horário. Por exemplo, para o cálculo de I_h às 7h em um dia, foram utilizados os dados das 6h31 às 7h30.

Os dados da Rede Sonda passaram por um procedimento de garantia de qualidade no qual vários testes foram empregados de modo a classificar os dados como bons, anômalos ou suspeitos, tal como visto em Petribú *et al* (2017). Somente os dados avaliados como bons foram utilizados neste trabalho, sendo as horas com menos de 20 minutos de dados bons desconsideradas.

Primeiramente, foram aplicados uma série de testes (testes globais) a fim de avaliar as séries temporais como um todo e identificar comportamentos como duplicidade de datas (duas datas idênticas fornecidas pelo *datalogger*) e quantidade de dados ausentes (dados não fornecidos pelo *datalogger*). Em seguida, testes físicos baseados no comportamento da radiação solar foram empregados a fim de impor limites de aceitação para as variáveis. Posteriormente, testes comparativos foram utilizados no intuito de verificar a coerência entre as componentes da radiação (global, direta e difusa), além de identificar comportamentos como erro no seguidor solar (*tracker*). Finalmente, testes de refinamento foram empregados a fim de aumentar a confiabilidade do procedimento, identificando comportamentos como persistência de valores consecutivos e diferenças elevadas (saltos bruscos) entre duas amostras subsequentes, não notáveis no comportamento normal da radiação solar.

2.2 Cálculo da irradiância coletada (Icol)

O cálculo da irradiação horária incidente média em um plano inclinado (I_{col}) considerou, para um céu isotrópico, as componentes global, direta e difusa da irradiância no plano do coletor e o albedo (ρ) das superfícies próximas ao coletor (considerado albedo de 0,2), de acordo com a Eq. 8 (Liu e Jordan, 1962). As componentes direta (I_{dir}) e difusa (I_{dif}) da irradiação foram calculadas utilizando as correlações de Collares-Pereira e Rabl (1979). Esse procedimento foi

utilizado para o cálculo de I_{col} para os dados obtidos dos atlas solarimétricos, permitindo o cálculo de um coeficiente de correção horário para cada dia. Este coeficiente foi utilizado para corrigir I_{col} em função de I_h , da inclinação (β) e do ângulo azimutal (γ) dos módulos para os outros conjuntos de dados.

$$I_{col} = I_{dir} \cdot \left(\frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \right) + I_{dif} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_h \cdot \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (8)$$

2.3 Cálculo da temperatura da célula

A temperatura da célula (T_c) foi calculada a partir da temperatura ambiente (T_a), de um parâmetro α (considerado 0,02) e da I_{col} , pelo modelo de Green (1982), como mostrado na Eq. (9). A temperatura ambiente horária média foi calculada através dos dados da Rede Sonda com o mesmo procedimento que foi utilizado no cálculo da I_h horária média.

$$T_c = T_a + \alpha \cdot I_{col} \quad (9)$$

2.4 Modelo de simulação fotovoltaica e translação de curva I-V

O módulo fotovoltaico considerado nas simulações foi o CS6P-255P da Canadian Solar, devido a adequação de seus parâmetros como potência e eficiência com os módulos utilizados em centrais fotovoltaicas como a prevista. Outro fator importante foi a disponibilidade de curvas IV – mostradas na Fig. 2 – e de outros parâmetros no *datasheet* do equipamento, necessária para realização das simulações.

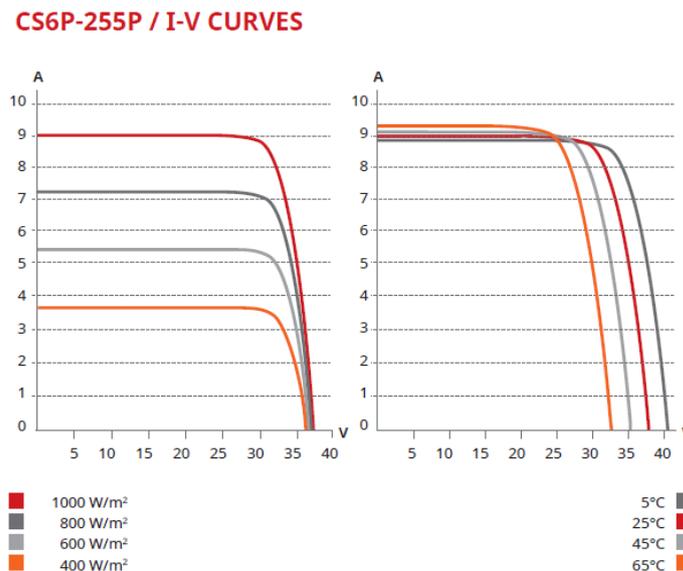


Figura 2 – Curva I-V do módulo CS6P-255P

A partir dos dados fornecidos pelo fabricante (V_{oc} , I_{cc} , T_c , V_{mp} , I_{mp} e coeficientes de temperatura), apresentados na Tab. 2, e das curvas I-V (Corrente x Tensão), foram estimadas as variáveis não fornecidas (fator de idealidade (x_m), a resistência em série (R_s) e a resistência em paralelo (R_p)) de um circuito equivalente ao do módulo de modo a minimizar os erros nos pontos de máxima potência das curvas.

Tabela 2 - Especificações elétricas do módulo CS6P-255P para as condições de irradiância 1.000 W/m², temperatura de célula 25 °C e espectro AM 1,5.

Máxima Potência (P_{mp})	255 W
Tensão de Máxima Potência (V_{mp})	30,2 V
Corrente de Máxima Potência (I_{mp})	8,43 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	37,4 V
Corrente de Curto-Circuito (I_{cc})	9,0 A
Eficiência (η)	15,85%
Coeficiente de temperatura de I_{cc} (α)	0,065%/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β)	-0,34%/°C

Com estes parâmetros, foi traçada a curva I-V do módulo nas condições padrões (1000W/m^2 e $T_c=25^\circ\text{C}$) através do modelo apresentado em Green (1982). Tal modelo é baseado no modelo de Shockley (1953) para representação do comportamento de um diodo iluminado (célula ideal), acrescentando os efeitos de resistências parasitas existentes nas células reais e considerando $I_L=I_{cc}$ (corrente fotogerada igual a corrente de curto-circuito), já que a corrente de saturação é muito pequena em relação a corrente fotogerada, $I_L \gg I_0$.

O modelo utilizado aproveita parâmetros fornecidos pelo fabricante, tais como tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{cc}), temperatura da célula (T_c), tensão de máxima potência (V_{mp}) e corrente de máxima potência (I_{mp}). As Eq. (10) e (11) mostram as correlações presentes entre as variáveis corrente e tensão de um módulo fotovoltaico no modelo mencionado, sendo acrescentado um “r” após as variáveis para apontar que tratam-se de parâmetros fornecidos pelo fabricante.

$$I_0 = \frac{I_{cc,r} - I_{mp,r} - \frac{V_{mp,r} + I_{mp,r} \cdot R_s}{R_p}}{\exp\left(\frac{V_{mp,r} + I_{mp,r} \cdot R_s}{n \cdot x_m \cdot v_t}\right) - 1} \quad (10)$$

$$I = I_{cc,r} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_r + I \cdot R_s}{m \cdot v_t}\right) - 1 \right] - \frac{V_r + I \cdot R_s}{R_p} \quad (11)$$

Para calcular os pontos de máxima potência (P_{mp}) do módulo em condições mais genéricas de irradiância e de temperatura da célula, a curva encontrada nas condições mencionadas foi trasladada utilizando o método de Sandstrom (1967) – Eq. 12, 13 e 14 –, que utiliza os coeficientes de temperatura para corrente (α) e para tensão (β), afóra o fator de correção da curva (κ).

$$\Delta I_{cc} = I_{cc,r} \cdot \left(\frac{I_{col_2}}{I_{col_1}} - 1 \right) + \alpha \cdot (T_{c_2} - T_{c_1}) \quad (12)$$

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{cc} \quad (13)$$

$$V_2 = V_1 - \beta \cdot (T_{c_2} - T_{c_1}) - \Delta I_{cc} \cdot R_s - \kappa \cdot (T_{c_2} - T_{c_1}) \cdot I_2 \quad (14)$$

3. RESULTADOS

As estimativas de I_h realizadas a partir de imagens de satélite, através do Brasil SR, apresentaram parâmetros estatísticos em relação aos dados da Rede Sonda de acordo com o encontrado na literatura (Pereira e Martins, 2000). Foram encontradas correlação de Pearson maior que 0,9, RMSE (Root Mean Square Error – Raiz do Erro Quadrático Médio) de 17 a 25% e MBE (Mean Bias Error - Viés) menor que 4% (em módulo) em todos os anos, vide Tab. 3.

Tabela 3 – Resultados das estimativas do Brasil SR para os anos utilizados.

Ano	2010	2011	2012	2013	2014	2015
RMSE	20,3%	22,2%	Não utilizado	24,8%	17,0%	20,1%
MBE	-0,1%	-3,4%	Não utilizado	-2,1%	2,0%	-0,6%
Correlação de Pearson	0,94	0,92	Não utilizado	0,90	0,95	0,94

A Fig. 3 mostra a dispersão da I_h estimada pelo Brasil SR e a I_h em relação aos dados da Rede Sonda para o ano de 2014, onde foram obtidos os melhores resultados, sendo indicados o coeficiente de correlação de Pearson, o MBE relativo, o RMSE relativo e a equação da reta de melhor ajuste.

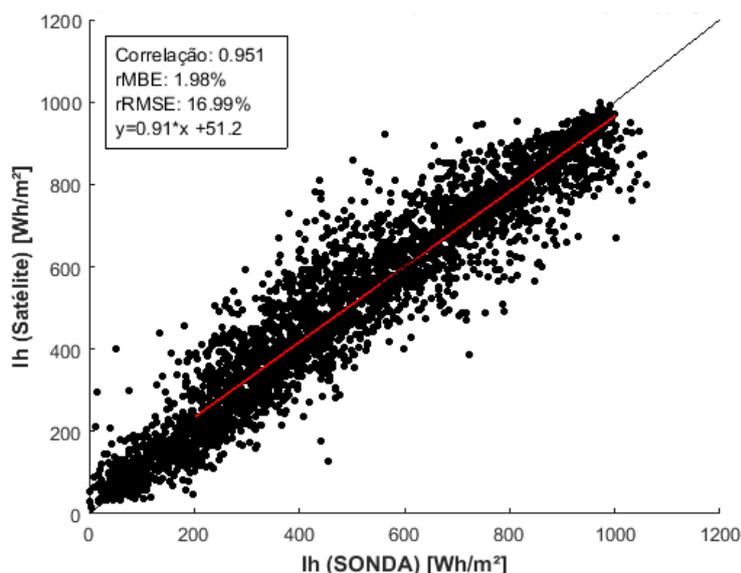


Figura 3 – Estimativas de I_h do Brasil SR em Petrolina das 7h às 17h em 2014.

Foi verificado um viés de +2,41% nos dados de I_h dos atlas solarimétricos usados em relação ao valor de I_h médio calculados da Rede Sonda nos anos estudados em Petrolina. Este resultado indica que as estimativas de energia produzida pela central FV simulada através dos dados dos atlas solarimétricos apresentariam tendência a estar superestimadas.

A Fig. 4 apresenta a energia elétrica média produzida nesses anos ao longo dos meses. Em preto está a simulação da central através dos dados medidos da Rede Sonda, em azul está a simulação a partir do modelo de Collares-Pereira e Rabl (1979) através de dados de atlas solarimétricos e em laranja está mostrada a simulação a partir de dados estimados através do Brasil SR. É possível observar que os dois métodos utilizados se aproximam bastante dos valores simulados e que os modelos apresentam maior erro nos meses onde a radiação é menor – inverno no hemisfério sul.

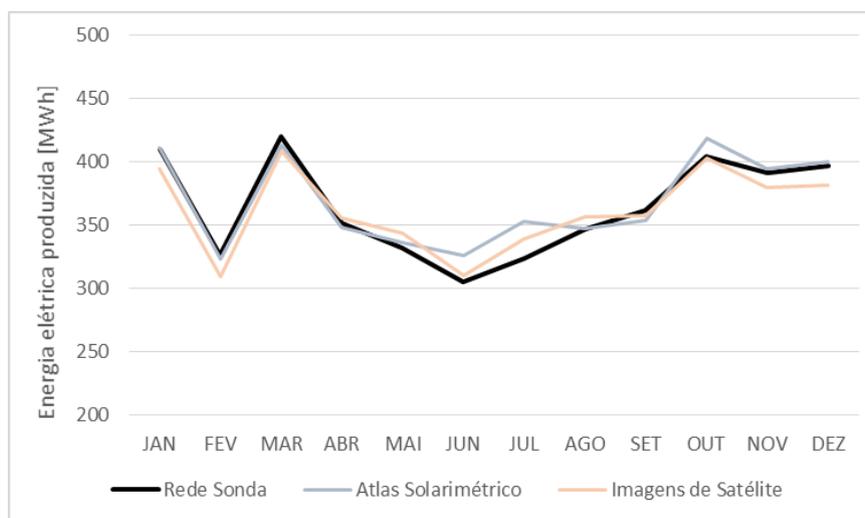


Figura 4 – Energia elétrica produzida pela central simulada a partir de cada conjunto de dados e procedimento.

O erro percentual da energia elétrica média produzida em cada mês e anualmente está mostrado na Fig. 5. O erro anual médio da energia produzida simulada foi de -0,7% para o método utilizando imagens de satélite e +1,3% para o método utilizando os dados de atlas solarimétricos.

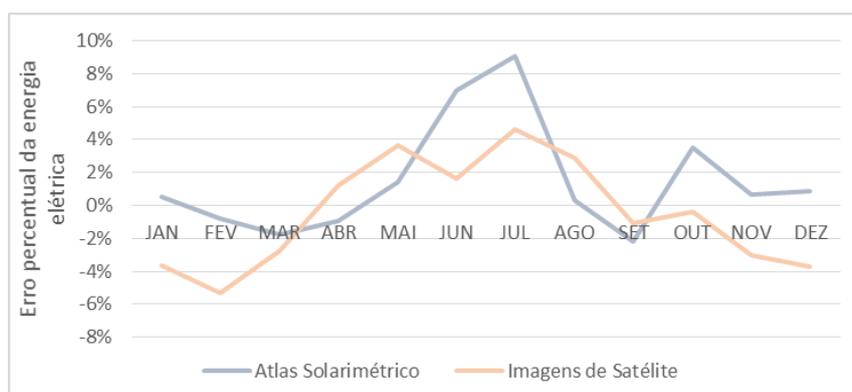


Figura 5 – Erro percentual da energia elétrica produzida pela central simulada a partir de cada conjunto de dados e procedimento.

4. CONCLUSÃO

Os resultados apontam que os estudos de viabilidade realizados com dados de atlas solarimétricos utilizando procedimentos de distribuição horária de médias diárias de irradiação solar (Collares-Pereira e Rabl, 1979) e com modelos de estimativa a partir de imagens de satélite (Brasil SR) obtiveram bons resultados. Foram observados erros menores que 2% no total de energia produzida por uma central fotovoltaica quando comparada com a simulação utilizando dados medidos no local. Cabe destacar que a ANEEL exige medições de pelo menos um ano da irradiação global horizontal de um local para autorizar a construção de uma central fotovoltaica. A análise realizada mostra que, para o local considerado, os procedimentos abordados poderiam ser utilizados com um custo-benefício interessante sobretudo para análises preliminares.

É importante notar que, embora os erros obtidos nas simulações tenham sido muito próximos nos dois modelos, as estimativas de radiação solar a partir de imagens de satélite exigem um esforço computacional elevado. Portanto, este método é desaconselhável quando deseja-se obter estimativas em longo prazo, onde o uso de dados de atlas solarimétricos e modelos de distribuição de radiação são mais adequados. Ainda assim, modelos que utilizam imagens de satélite são relevantes para estudos que envolvam estimativas de produção de energia em curto prazo ou mesmo previsão de radiação e potência de centrais fotovoltaicas.

REFERÊNCIAS

- Benseman, R. F., Cook, F. W., 1969. Solar Radiation in New Zealand – The Standard Year and Radiation on Inclined Slopes. *New Zealand J. Sci.*, 12, 696.
- Ceballos, J. C., e Moura, G.B.A., 1997. Solar radiation assessment using Meteosat 4-VIS imagery. *Solar Energy*. v. 60, pp. 209-219.
- Collares-Pereira, M., Rabl, A., 1979. The Average Distribution of Solar Radiation – Correlations Between Diffuse and Hemispherical and Between Daily and Hourly Insolation Values. *Solar Energy*, vol. 22, 155pp.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*. 4rd ed. Hoboken, N.J.: Wiley, 936 p.
- Green, M. A. 1982. *Solar Cells: Operating, Principles, Technology and System Applications*. University of New South Wales. Prentice Hall, 274pp.
- Iqbal, M., 1979. A Study of Canadian Diffuse and Total Solar Radiation Data—II Monthly Average Hourly Radiation. *Solar Energy*, 22, 87.
- Liu, B. Y. H., R. C. Jordan, 1960. The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation. *Solar Energy*, 4 (3), 1.
- Liu, B. Y. H., Jordan, R. C., 1962. Daily Insolation on Surfaces Tilted Toward the Equator. *ASHRAE J.*, 3 (10), 53.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., 2000. Effects of burning of biomass on satellite estimations of solar irradiation in Brazil. *Solar Energy*, 68, 1, 91-107.
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Gonçalves, A. R., Costa, R. S., Lima, F. J. L., Rüther, R., Abreu, S. L., Tiepolo, G. M., Pereira, S. V., Souza, J. G., 2017. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, 2.ed. São José dos Campos: INPE. 88pp.
- Petribú, L., Sabino, E., Barros, H., Costa, A., Barbosa, E., Vilela, O. C., 2017. Procedimento objetivo para garantia de qualidade de dados de radiação solar. XL ASADES – XL Reunión de Trabajo, San Juan.
- Sandstrom, J., 1967. A method for predicting solar cell current-versus voltage characteristics as a function of solar intensity and cell temperature. JPL Publ. TR 32-1142, Jet Propulsion Laboratory, Pasadena, CA.
- Shockley, W. *Electrons and holes in semiconductors*, D. van Nostrand, New York, 1953.
- Tiba, C. (Coord.). 2000. *Atlas solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres*. Recife: Editora Universitária, 111p.

COMPARISON BETWEEN MODELS TO OBTAIN SOLAR RADIATION DATA FOR SIMULATION OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANT IN PETROLINA

Abstract. *The present article aims to compare procedures to obtain solar radiation data and its influence on the simulation of a photovoltaic power plant located in Petrolina/PE. It was used two methods to estimate the hourly global irradiation: Brazil SR model (Pereira and Martins, 2000) using satellite data, and Collares-Pereira and Rabl (1979) model using solar atlases data. In this way, we intend to evaluate if, in possession of daily averages of global irradiation and satellite images of a place, it is more appropriate to use one or the other for feasibility studies of photovoltaic power plants. A 2.5MW photovoltaic power plant in Petrolina-PE was simulated to perform the comparison between the methods and the measured data (Rede Sonda). The results indicate that the two procedures analyzed present a very small error in relation to the simulation performed with measured data (Sonda Network). It was concluded that, due to the high computational effort required by the satellite image estimates in relation to the estimates obtained through Collares-Pereira and Rabl (1979), the first procedure is inadvisable. It should also be noted that the results obtained in the work cannot be generalized, other studies for other locations should be carried out individually.*

Key words: *Solar Atlas, Photovoltaic Power Plant, Satellite Image.*