

# **ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE E DA POTÊNCIA INSTANTÂNEA NA MINIUSINA SOLAR DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS UTILIZANDO O MATLAB**

**Cledson Calaça Cavalcante Gomes** (UFAL) - cledsoncalaca@gmail.com

**Igor Cavalcante Torres** (UFAL) - igor.torres@ceca.ufal.br

**Allwert Henrique Leão** (UFAL) - allwerthenrique@gmail.com

## **Resumo:**

*Após a publicação das Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que tratam sobre microgeração e minigeração distribuída conectada à rede, a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil cresceu de maneira exponencial. No entanto, ainda é preciso se estudar maneiras para aumentar cada vez mais a eficiência destes sistemas, analisando desde os materiais utilizados na fabricação dos painéis, até a forma de se aproveitar ao máximo a radiação solar através do arranjo e alinhamento dos módulos fotovoltaicos. Este trabalho busca fazer uma estimativa, através de modelos existentes, utilizando o software MATLAB, da irradiância solar incidente e da potência instantânea na miniusina a ser instalada na Universidade Federal de Alagoas - UFAL, levando em consideração as variáveis de inclinação, orientação, latitude local e temperatura ambiente.*

**Palavras-chave:** *Minigeração distribuída, Irradiância, Potência.*

**Área temática:** *Radiação Solar*

**Subárea temática:** *Recursos Solares e Meteorologia da Radiação Solar*

# ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE E DA POTÊNCIA INSTANTÂNEA NA MINIUSINA SOLAR DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS UTILIZANDO O MATLAB

Cledson Calaça Cavalcante Gomes – cledsoncalaca@gmail.com

Igor Cavalcante Torres – igor.torres@ceca.ufal.br

Allwert Henrique Leão de Argôlo Militão – allwerthenrique@gmail.com

Universidade Federal de Alagoas, Centro de Ciências Agrárias

**Resumo.** Após a publicação das Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que tratam sobre microgeração e minigeração distribuída conectada à rede, a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil cresceu de maneira exponencial. No entanto, ainda é preciso se estudar maneiras para aumentar cada vez mais a eficiência destes sistemas, analisando desde os materiais utilizados na fabricação dos painéis, até a forma de se aproveitar ao máximo a radiação solar através do arranjo e alinhamento dos módulos fotovoltaicos. Este trabalho busca fazer uma estimativa, através de modelos existentes, utilizando o software MATLAB, da irradiância solar incidente e da potência instantânea na miniusina a ser instalada na Universidade Federal de Alagoas - UFAL, levando em consideração as variáveis de inclinação, orientação, latitude local e temperatura ambiente.

**Palavras-chave:** Minigeração distribuída, Irradiância, Potência.

## 1. INTRODUÇÃO

É notório que a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil cresceu nos últimos cinco anos, em decorrência, principalmente, das Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 687/2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que tratam da microgeração e minigeração distribuída conectada à rede.

Até o final de 2013 o Brasil possuía 67 sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, com uma potência instalada de 1.853,7 kW, enquanto que até o primeiro semestre de 2018 o número de sistemas pulou para 32.331, com uma potência instalada de 308.233,21 kW (ANEEL, 2018), ou seja, um aumento de 48.155% no número de sistemas e de 16.628% na potência instalada, o que nos leva a crer que esse crescimento tem sido impulsionado, principalmente, pela instalação de sistemas de microgeração.

Diante disso, torna-se cada vez mais importante o estudo e conhecimento sobre aspectos que possam melhorar o desempenho e a eficiência desses sistemas, aproveitando ao máximo a energia solar incidente nos painéis, visando maximizar a potência gerada e minimizar as perdas. Neste sentido, este trabalho busca fazer uma estimativa, através de modelos existentes, utilizando o software MATLAB, da radiação solar incidente e da potência instantânea na miniusina a ser instalada na Universidade Federal de Alagoas - UFAL, com previsão de potência instalada total de 150 kWp, levando em consideração as variáveis de inclinação, orientação, latitude local e temperatura ambiente.

## 2. ÂNGULOS SOLARES

Para entender melhor como a inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos de um sistema podem influenciar na captação da radiação incidente, e conseqüentemente na geração de energia, é preciso ter uma noção de como os ângulos solares atuam na superfície terrestre.

De acordo com Pinho e Galdino (2014) a Terra, em seu movimento anual em torno do Sol, descreve uma trajetória elíptica com uma pequena excentricidade ( $\varepsilon \approx 0,017$ ) e seu eixo, em relação ao plano normal à elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente  $23,45^\circ$ , variando entre  $+23,45^\circ$  no dia 21 de junho (solstício de inverno no hemisfério Sul) e  $-23,45^\circ$  no dia 21 de dezembro (solstício de verão no hemisfério Sul), sendo positivo ao Norte e negativo ao Sul do Equador. Este valor é necessário para se calcular a Declinação Solar ( $\delta$ ) ao longo do ano, que pode ser calculada pela Eq. (1), onde  $d$  representa o dia juliano, variando de 1, no dia 1 de janeiro, até 365, no dia 31 de dezembro.

$$\delta = \sin^{-1} \left( -\sin(23,45^\circ) \cos \left( \left( \frac{360}{365,25} \right) (d + 10) \right) \right) \quad (1)$$

A seguir, de acordo com Pinho e Galdino (2014), observam-se outros ângulos importantes para se entender como o movimento diário da Terra em torno do Sol pode alterar a irradiação solar captada por um módulo solar, de acordo com seu arranjo, em um determinado momento do dia ou período do ano.

O Ângulo Horário do Sol ( $\omega$ ) pode ser calculado através da Eq. (2). Trata-se do deslocamento angular Leste-Oeste do meridiano do Sol, a partir do meridiano local, onde cada hora solar ( $H_s$ ) corresponde a um deslocamento de  $15^\circ$ . Por convenção, são adotados valores negativos para o período da manhã e positivos para o período da tarde.

$$\omega = (H_s - 12)15^\circ \quad (2)$$

O Ângulo Zenital ( $\theta_z$ ) é o ângulo formado entre os raios do Sol e o eixo vertical local, ou zênite, e pode ser calculado em função da declinação solar ( $\delta$ ), do ângulo horário ( $\omega$ ) e da latitude local ( $\varphi$ ), de acordo com a Eq. (3). Já a Altura Solar ( $\alpha$ ) diz respeito ao ângulo entre os raios do Sol e a projeção desses raios sobre o plano horizontal de um observador, e seu valor é complementar ao ângulo zenital, ou seja:  $\theta_z + \alpha = 90^\circ$ .

$$\cos \theta_z = (\cos \delta \cos \omega \cos \varphi + \sin \delta \sin \varphi) \quad (3)$$

O Ângulo Azimutal do Sol ( $\gamma_s$ ), ou azimute solar, é o ângulo formado entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul de um observador. Esse deslocamento é verificado a partir do Norte geográfico, e por convenção é positivo quando a projeção se encontrar à direita do Sul, ou seja, a Leste, e negativo quando se encontrar à esquerda, ou seja, a Oeste, podendo então variar de  $-180^\circ$  a  $180^\circ$ . Já o Ângulo Azimutal da Superfície ( $\gamma$ ) é ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul e segue os mesmos parâmetros do azimute solar.

A Inclinação da Superfície de Captação ( $\beta$ ) diz respeito ao ângulo formado entre o plano horizontal da superfície terrestre e o plano de uma superfície de captação, como por exemplo, um painel solar inclinado, e pode variar de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , enquanto o Ângulo de Incidência ( $\theta$ ) corresponde ao ângulo formado entre os raios do Sol e o plano normal de uma superfície de captação ( $\gamma$ ), e pode ser calculado de acordo com a Eq. (4).

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \cos \beta \cos \delta \cos \omega \cos \varphi + \cos \beta \sin \delta \sin \omega + \sin \beta \sin \gamma \cos \delta \sin \omega + \\ & \sin \beta \cos \gamma \cos \delta \cos \omega \sin \varphi - \sin \beta \cos \gamma \sin \delta \cos \omega \end{aligned} \quad (4)$$

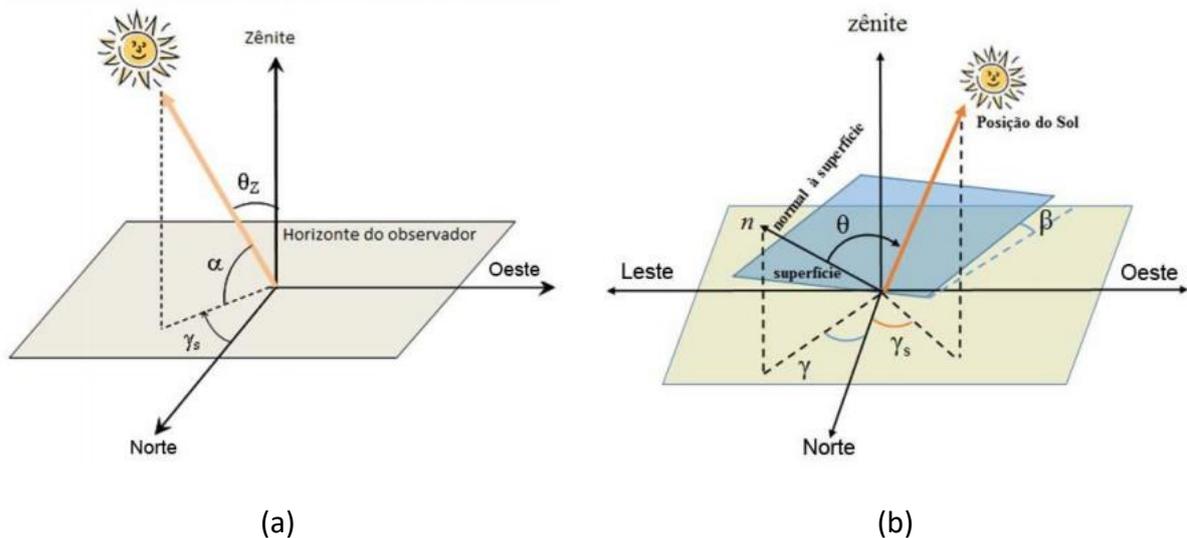


Figura 1. (a) Ângulos solares em relação a um plano horizontal; (b) Ângulos em relação a um plano horizontal e uma superfície inclinada. Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

A Fig. 1 representa uma melhor percepção dos ângulos formados pelos raios solares, com relação aos planos vertical e horizontal da superfície terrestre, bem como com relação ao plano horizontal e um plano de uma superfície inclinada, como por exemplo, um painel solar.

### 3. MODELAGEM DA IRRADIÂNCIA SOLAR

A irradiância solar no topo da atmosfera é atenuada devido as características presentes na composição da atmosfera. A interação atmosférica com irradiância solar resulta em um espalhamento não direcional dos raios incidentes, conhecida como radiação solar difusa, já os raios que fluem diretamente do Sol através da atmosfera, correspondem à radiação solar direta (Kalogirou, 2013).

Modelos baseados em horas de brilho de Sol podem determinar a irradiância na superfície terrestre. Utilizando-se o índice de claridade ( $K_T$ ), pode-se determinar a transmitância da atmosfera pela razão entre a média mensal diária da radiação global na superfície terrestre num plano horizontal ( $H$ ) e a média mensal diária da radiação global extraterrestre numa superfície horizontal ( $H_0$ ).

Os tipos de céu claro são determinados por vários pesquisadores, em diferentes metodologias. Em seu trabalho, Ricieri (1998) determinou uma metodologia para obtenção do tipo de cobertura do céu em função do índice de claridade, para a cidade de Botucatu, comparando graficamente a radiação global direta e difusa no plano horizontal.

Além disso, a previsão de desempenho de um sistema solar depende de valores horários de radiação. Utilizam-se valores médios diários de radiação a longo prazo para estimar a radiação a partir de correlações empíricas. As correlações mais utilizadas são a de Liu e Jordan (1960) para a radiação difusa e a de Collares-Pereira e Rabl (1979) para a radiação global. É possível utilizar outros métodos, também empíricos. Andrade (2016), por exemplo, utilizou o modelo de céu claro da ESRA, para determinar a energia solar global coletada por uma superfície.

### 3.1 Radiação Solar Horária em Superfícies Horizontais

De acordo com Maleki *et al* (2017), a radiação solar global horária em superfícies horizontais ( $I_H$ ) pode ser medida com um piranômetro, que é um instrumento que mede a radiação solar global em todas as direções. Essa radiação pode ser calculada pela soma da radiação solar direta ( $I_d$ ) e da radiação solar difusa ( $I_f$ ), conforme a Eq. (5).

$$I_H = I_d + I_f \quad (5)$$

Foram estimados, através de modelos existentes, os valores diários médios mensais da radiação solar global e radiação solar difusa, para então se obter o valor diário médio mensal da radiação solar direta que atinge a superfície.

No entanto, para estimar a radiação solar global diária média mensal, esta deve ser medida em relação a um dia específico de cada mês. Para isso, foram utilizados os dias médios representativos de cada mês, recomendados por Klein (1977). Foram utilizados os valores médios para radiação global diária ( $H$ ) correspondente a cada dia representativo, de acordo com dados de uma série histórica, conforme pode ser visto na Tab. 1.

Tabela 1. Radiação global diária para o dia representativo de cada mês. (KLEIN, 1977).

Mês	Data	Dia Juliano do Ano	Valor Médio de Radiação Global Diária (Wh/m <sup>2</sup> )
Janeiro	17/01	17	6.126
Fevereiro	16/02	47	5.900
Março	16/03	75	5.556
Abril	15/04	105	4.857
Mai	15/05	135	4.366
Junho	11/06	162	3.986
Julho	17/07	198	4.020
Agosto	16/08	228	5.083
Setembro	15/09	258	5.640
Outubro	15/10	288	6.107
Novembro	14/11	318	6.311
Dezembro	10/12	344	6.028

A partir dessas premissas, pode-se estimar a quantidade de radiação solar direta horária, e consequentemente diária, que chega à superfície horizontal de um coletor solar.

Para a estimativa do valor da radiação solar global horária, utilizou-se a Eq. (6), proposta por Collares-Pereira e Rabl (1979).

$$I_H = H \frac{\pi}{24} \left( 0,409 + 0,5016 \sin(\omega_s - 60^\circ) + (0,6609 - 0,4767 \sin(\omega_s - 60^\circ)) \cos \omega \right) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \left( \frac{2\pi\omega_s}{360^\circ} \right) \cos \omega_s} \quad (6)$$

Onde  $\omega$  representa o ângulo horário do Sol, calculado de acordo com a Eq. (2), para cada hora do dia, entre 6h e 18h, e  $\omega_s$  representa o ângulo horário do pôr-do-sol, calculado através da Eq. (7) proposta por Liu e Jordan (1960), sendo  $\phi$  a latitude local e  $\delta$  a declinação solar do dia juliano que representa cada mês.

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (7)$$

Já para a estimativa do valor da radiação solar difusa horária, utilizou-se a Eq. (8), proposta por Liu e Jordan (1960).

$$I_f = H_f \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \left( \frac{2\pi\omega_s}{360^\circ} \right) \cos \omega_s} \quad (8)$$

Onde  $H_f$  representa a radiação solar difusa diária, podendo ser calculada através da correlação de Collares-Pereira e Rabl (1979), observada na Eq. (9)

$$\frac{H_f}{H} = \left\{ \begin{array}{ll} 0,99 & (K_T \leq 0,17) \\ 1,188 - 2,272K_T + 9,473K_T^2 - 21,856K_T^3 + 14,648K_T^4 & (0,17 < K_T \leq 0,75) \\ -0,54K_T + 0,632 & (0,75 < K_T < 0,80) \\ 0,2 & (K_T \geq 0,80) \end{array} \right\} \quad (9)$$

Sendo  $K_T$  o índice de claridade, calculado através da razão entre a radiação global diária ( $H$ ), de acordo com a Tab. 1, pela radiação extraterrestre diária ( $H_0$ ) de acordo com a Eq. (10), proposta por Liu e Jordan (1960).

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (10)$$

Onde a radiação extraterrestre diária ( $H_0$ ) pode ser calculada de acordo com a Eq. (11), proposta por Liu e Jordan (1960).

$$H_0 = I_{0ef} \frac{24}{\pi} (\omega_s \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \sin \omega_s) \quad (11)$$

Sendo  $I_{0ef}$  a radiação extraterrestre efetiva, em um dia específico do ano  $N$ , calculada de acordo com a Eq. (12), segundo Duffie e Beckman (1991).

$$I_{0ef} = I_0 \left( 1 + 0,033 \cos \left( \frac{360}{365,25} N \right) \right) \quad (12)$$

Onde  $I_0$  representa valor da radiação extraterrestre que chega sobre uma superfície perpendicular aos raios solares na distância média Terra-Sol, tendo valor aproximado de 1.367 W/m<sup>2</sup>.

Como já mencionado, para os cálculos utilizados nas estimativas feitas neste trabalho são considerados os dias julianos representativos para cada mês, sugeridos por Klein (1977): dia 17 para o mês de janeiro, dia 47 para o mês de fevereiro, dia 75 para o mês de março, e assim por diante, de acordo com a Tab. 1.

### 3.2 Radiação Solar Horária em Superfícies Inclinadas

De acordo com Maleki et al (2017), na maioria das estações meteorológicas, a radiação solar global é geralmente medida em superfícies horizontais. A radiação solar global em superfícies inclinadas pode ser estimada a partir da radiação solar global em superfícies horizontais usando vários modelos, conforme visto na subseção anterior, no entanto, para aproveitar ao máximo a radiação solar em coletores solares estacionários, estes devem ser montados em superfícies inclinadas.

Como a quantidade de radiação solar incidente em um coletor solar é fortemente afetada pela sua orientação e seu ângulo de inclinação com relação à superfície, encontrar um arranjo ótimo para receber radiação solar máxima em um módulo fotovoltaico é uma tarefa de suma importância. Para a estimativa do valor da radiação solar horária no plano do coletor ( $I_C$ ), utilizou-se a Eq. (13)

$$I_C = I_d \cos \theta + I_f \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho I_H \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (13)$$

Onde  $I_d$ ,  $I_f$  e  $I_H$  representam, respectivamente, a radiação solar horária direta, difusa e global, apresentadas na subseção anterior,  $\theta$  representa o ângulo de incidência, corresponde ao ângulo formado entre os raios do Sol e o plano normal de uma superfície de captação, podendo ser calculado de acordo com a Eq. (4) apresentada na seção 2,  $\beta$  representa o ângulo formado entre o plano horizontal da superfície terrestre e o plano de uma superfície de captação, e  $\rho$  representa o albedo, que é o coeficiente de reflexão, ou a capacidade de reflexão da radiação solar de uma determinada superfície.

#### 4. MODELAGEM DA POTÊNCIA INSTANTÂNEA

Uma grande parcela do potencial instalado de sistemas fotovoltaicos encontra-se alocada em zonas urbanas, enquadrados majoritariamente pela microgeração. Através de um conjunto de fatores, a potência elétrica proveniente de sistemas fotovoltaicos pode ser modelada através de dados de variáveis meteorológicas e posicionamento dos painéis fotovoltaicos.

Por exemplo, no trabalho de Vulkan et al. (2018) foi apresentado uma modelagem do potencial gerado de sistemas fotovoltaicos integrados às edificações, enfatizando padrões de sombras em zona urbana. Já Danandeh e Mousavi (2018) apresentaram modelos de estimativa para radiação solar, abordando a inclinação ótima de superfícies inclinadas. Em Bertrand et al. (2017) foram demonstrados métodos matemáticos para estimativa da potência gerada por painéis fotovoltaicos, evidenciando a influência da irradiância solar e temperatura de operação do coletor fotovoltaico.

Neste trabalho, para o cálculo da potência instantânea máxima  $P_{mp}$ , calculada hora a hora, utilizou-se o modelo proposto por Gergaud et. al (2002), de acordo com a Eq. (14), uma vez que este modelo necessita apenas de valores medidos de irradiância e temperatura, onde  $P_{FV}^0$  é a potência nominal do sistema fotovoltaico,  $H_{t,\beta}$  é a irradiância incidente no plano da superfície coletora,  $T_c$  é a temperatura de operação das células,  $\gamma_{mp}$  é o coeficiente de temperatura, o qual representa a taxa de variação da potência em relação à temperatura, e  $H_{ref}$  e  $T_{c,ref}$  são valores obtidos das condições padrões de testes, irradiância ( $H_{ref}$ ) = 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura ( $T_{c,ref}$ ) = 25°C e fator de massa de ar = 1,5.

$$P_{mp} = P_{FV}^0 \left( \frac{H_{t,\beta}}{H_{ref}} \right) \left[ 1 + \gamma_{mp} (T_c - T_{c,ref}) \right] \quad (14)$$

Já para a estimativa da temperatura de operação das células  $T_c$ , utilizou-se a Eq. (15), proposta por Zilles et al. (2012), onde  $T_a$  representa a temperatura ambiente,  $H_{t,\beta}$  é a irradiância incidente no plano da superfície coletora e  $TNOC$  representa a temperatura nominal de operação da célula, normalmente fornecida pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos.

$$T_c = T_a (^\circ\text{C}) + H_{t,\beta} (\text{W.m}^{-2}) \left( \frac{TNOC (^\circ\text{C}) - 20 (^\circ\text{C})}{800 (\text{W.m}^{-2})} \right) 0.9 \quad (15)$$

#### 5. MATERIAIS E MÉTODOS

A miniusina da UFAL será constituída por painéis fotovoltaicos de silício policristalino (Si-p), totalizando 150 kWp de potência instalada, e será instalada próximo à entrada principal da universidade, com latitude aproximada de -9.55°, longitude de -35.78° e altura de 95 m, em relação ao nível de mar. O arranjo fotovoltaico entregará toda sua energia à rede elétrica através de um conjunto de inversores, responsáveis pela conexão e sincronização. Esse projeto foi concebido através de uma parceria entre Eletrobrás Distribuição Alagoas (ED-AL) e Universidade Federal de Alagoas (UFAL).

Utilizando os modelos para estimar a radiação solar e a potência instantânea, apresentados anteriormente, utilizou-se o software MATLAB, pela sua acurácia nos cálculos, para desenvolver um simulador (Fig. 2) capaz de estimar a irradiância solar incidente em uma localidade, de acordo com sua latitude e com os ângulos azimutal e de inclinação da superfície de captação, e a potência instantânea, de acordo com a irradiância global diária no plano horizontal e com a temperatura ambiente.

Desta forma, foi possível estimar a irradiância solar incidente na latitude local da miniusina, considerando o ângulo azimutal ( $\gamma$ ) dos módulos alinhados com o Norte, e estes módulos possuindo uma inclinação de captação ( $\beta$ ) de  $15^\circ$ , uma vez que esse valor é próximo ao ângulo da latitude local e beneficia a questão de autolimpieza dos módulos, devido às suas condições de exposição.

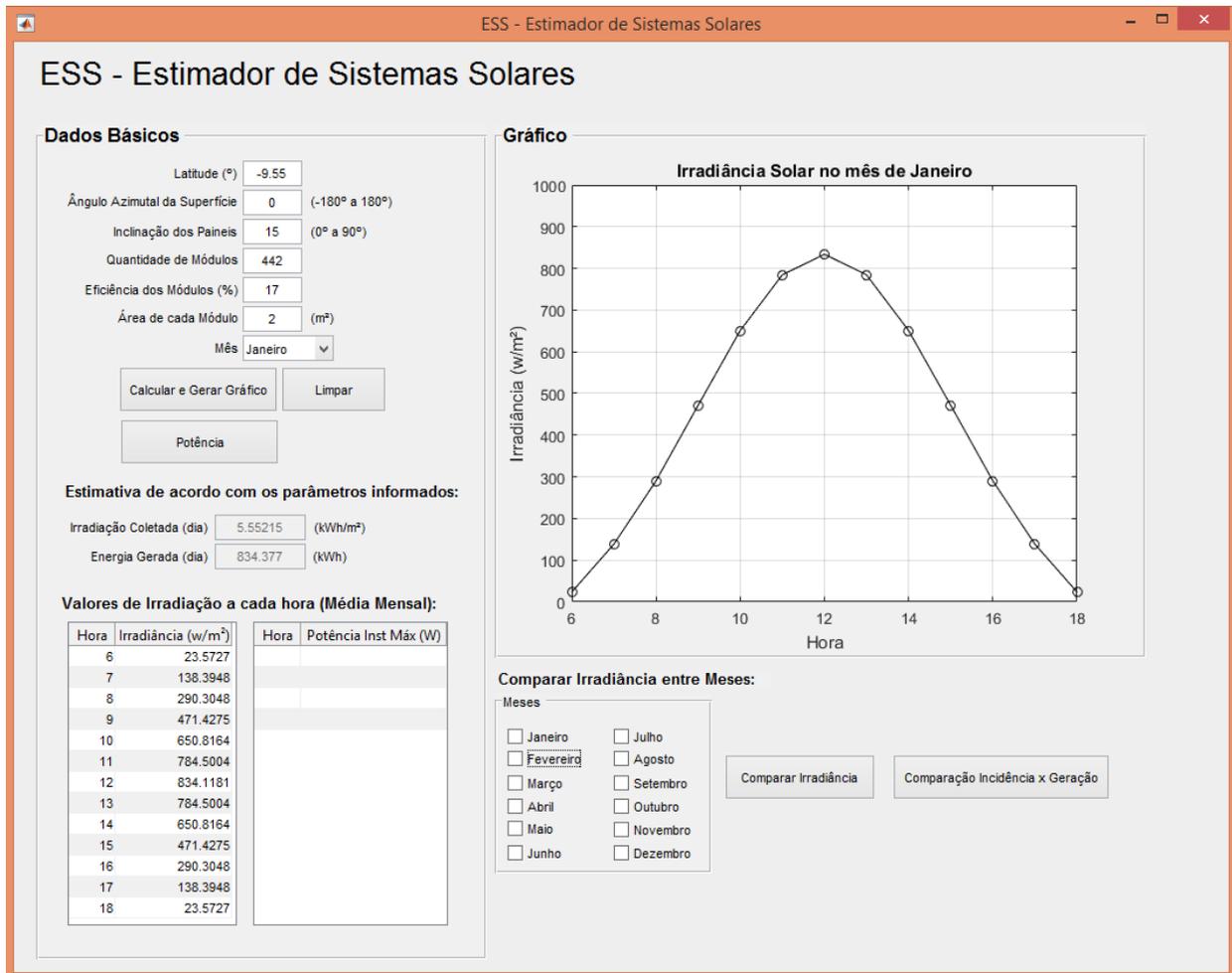


Figura 2. Simulador desenvolvido utilizando o MATLAB.

Para as estimativas da potência instantânea, foi considerada a potência nominal total da miniusina ( $P_{FV}^0$ ) = 150 kWp, considerando que os módulos fotovoltaicos apresentam  $\gamma_{mp} = -0,004$  e condições  $T_{NOC} = 45^\circ\text{C}$ .

Aqui faz-se necessária uma observação importante: como não foi possível obter os dados de irradiância incidente e temperatura ambiente na localização geográfica onde será instalada a miniusina, utilizou-se dados adquiridos da estação meteorológica localizada no Centro de Ciências Agrárias (CECA) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), cuja latitude, longitude e altura com relação ao nível do mar são, respectivamente,  $9^\circ 28' 29,1''\text{S}$ ,  $35^\circ 49' 43,6''\text{W}$  e 127,0m.

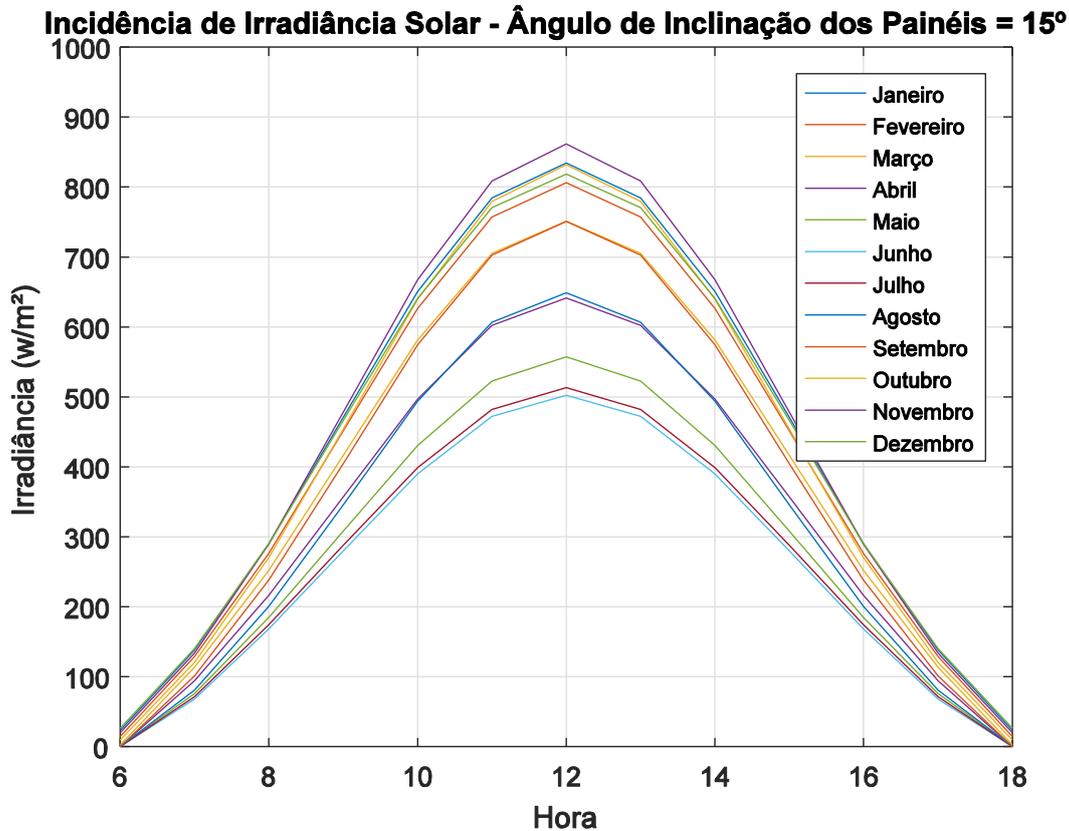
Foram obtidos os valores de temperatura ambiente e irradiância global no plano horizontal para cada hora do dia. De posse dos dados, foram selecionados dois dias distintos de céu claro do ano de 2018 para realizar as estimativas.

## 6. RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados das simulações, a partir das condições previamente estabelecidas na seção anterior. A Fig. 3, por exemplo, apresenta o perfil da incidência da irradiância solar diária média mensal, por metro quadrado, ao longo do dia.

Conforme é possível observar, o mês de novembro apresenta o maior valor médio de pico de irradiância ( $861,44\text{ W/m}^2$ ), próximo ao meio dia, enquanto o mês de junho apresenta o menor valor médio de pico de incidência ( $502,57\text{ W/m}^2$ ), havendo uma diferença de aproximadamente 71,4% no pico da irradiância incidente entre esses meses.

Considerando a média diária mensal de irradiância incidente entre estes mesmos meses, novembro com 5.658,48 Wh/m<sup>2</sup> e junho com 3.260,17 Wh/m<sup>2</sup>, percebe-se que esta diferença é ainda maior, chegando aos 73,56%, explicando então a lógica de que durante o verão a incidência de irradiância é maior do que durante o inverno, para a localidade em questão.



Já a Tab. 2 apresenta os dados de uma simulação para estimar o ganho em termos percentuais, a cada mês, de irradiância incidente, caso esses painéis possuíssem uma inclinação de captação ( $\beta$ ) considerada ótima para o mês.

Tabela 2. Comparação da incidência de radiação solar diária média mensal, considerando os painéis inclinados a 15° e inclinados de acordo com um ( $\beta$ ) ótimo.

Mês	A	B	C	D
Janeiro	5.552,15	12°	5.557,93	0,10%
Fevereiro	5.317,04	4°	5.374,97	1,09%
Março	4.894,31	-5°	5.068,17	3,55%
Abril	4.175,65	-13°	4.472,62	7,11%
Mai	3.604,02	-20°	4.012,95	11,35%
Junho	3.260,17	-22°	3.672,42	12,65%
Julho	3.343,09	-20°	3.716,24	11,16%
Agosto	4.106,31	-19°	4.587,78	11,73%
Setembro	4.793,51	-9°	5.072,68	5,82%
Outubro	5.380,99	1°	5.480,53	1,85%
Novembro	5.658,48	10°	5.671,07	0,22%
Dezembro	5.487,00	13°	5.488,36	0,02%

A coluna “A” representa a radiação solar diária média mensal (Wh/m<sup>2</sup>) com os painéis inclinados a 15°. A coluna “B” representa o ângulo de inclinação ( $\beta$ ) ótimo para cada mês. A coluna “C” representa a radiação solar diária média

mensal ( $\text{Wh}/\text{m}^2$ ) com a inclinação ótima dos painéis. E por fim, a coluna “D” representa o ganho percentual de radiação incidente, comparando-se os dois arranjos.

Observa-se que entre os meses de outubro e março, a mudança da inclinação dos painéis provocaria muito pouca diferença em termos de ganhos percentuais na irradiância incidente nos painéis. No entanto, entre os meses de abril a setembro, essa mudança de inclinação já produziria um aproveitamento maior da irradiância incidente nos painéis, podendo chegar a praticamente 12% a mais de irradiância incidente entre os meses de maio e agosto.

Vale a pena ressaltar que os dados simulados podem apresentar diferenças com dados reais, como, por exemplo, os dados do *SunData*, disponibilizados pelo CRESESB. Essas diferenças se devem, principalmente, por se tratar de uma simulação onde não se leva em consideração alterações meteorológicas, como a velocidade de vento e a passagem de nuvens durante o dia, o que pode interferir nos valores de irradiância simulados, em comparação com dados reais.

Além disso, para a simulação realizada neste trabalho foi considerado um cenário onde  $\beta = 15^\circ$ , diferentemente dos dados disponibilizados pelo CRESESB que levam em consideração um  $\beta = 0^\circ$ , ou um  $\beta =$  latitude local, onde para a localidade em questão ( $9^\circ 28' 29,1''\text{S}$ ) é considerado pelo CRESESB um  $\beta = 10^\circ$ , o que conseqüentemente causa diferença entre os dados simulados e os dados reais.

Já com relação à estimativa da potência máxima instantânea, utilizou-se os dados reais de irradiância global horizontal incidente ( $\beta = 0^\circ$ ) e temperatura ambiente dos dias Julianos 18 e 156 do ano de 2018, coletados pela estação meteorológica localizada no Centro de Ciências Agrárias (CECA) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL).

Estes dias foram escolhidos por não terem apresentados quase nenhuma nuvem, representando assim um dia típico de céu limpo. Estes dias estão inseridos nos meses de janeiro e junho, respectivamente, e, sendo assim, foram utilizados à título de comparação os valores médios mensais de irradiância estimados para estes meses, de acordo com os modelos apresentados nas seções anteriores.

A partir disso, simulou-se a potência gerada para cada um dos dias, de acordo com o ângulo de inclinação da superfície de captação ( $\beta = 15^\circ$ ). Em todos os cenários o ângulo azimutal ( $\gamma$ ) foi alinhado com o norte geográfico.

A Fig. 4 apresenta os valores de irradiância incidente no plano dos coletores ( $\beta = 0^\circ$ ), referente aos dois dias julianos (18 e 156), e os valores médios mensais estimados de irradiância incidente ( $\beta = 15^\circ$ ) referente aos meses de janeiro e junho, os quais os dias julianos fazem parte, respectivamente.

Já a Fig. 5 apresenta a estimativa da potência máxima instantânea, hora a hora, de acordo com a Eq. (14), tanto para os dados reais, ou seja, os dias Julianos 18 e 156, com  $\beta = 0^\circ$ , como para os meses de janeiro e junho, com  $\beta = 15^\circ$ . É importante observar que a Fig. 5 apresenta a potência estimada gerada pelos módulos fotovoltaicos, com relação à energia injetada na rede elétrica em CA, é necessário contabilizar a eficiência do seguidor de máxima potência ( $\eta_{MPPT}$ ) e a eficiência de conversão CC/CA. Ambas são relativamente elevadas, entre 95% e 98%, para faixas de potência de 10% acima do carregamento nominal do inversor (Zilles et al, 2012).

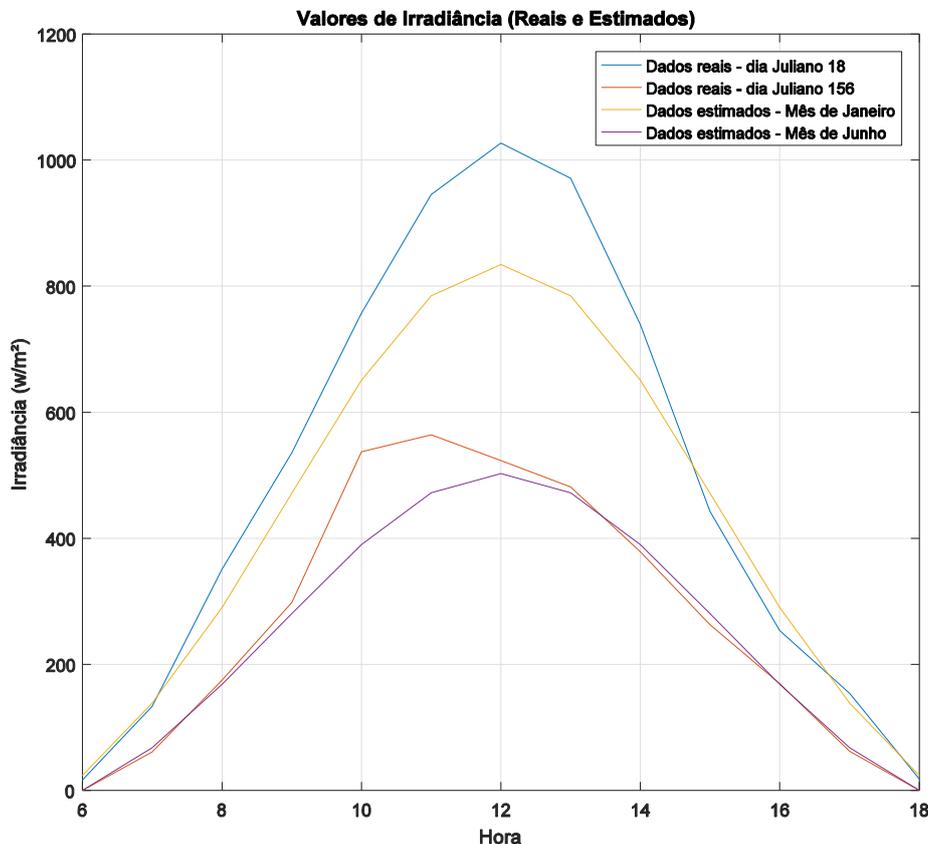


Figura 4. Valores de irradiância incidente no plano dos coletores (dados reais:  $\beta = 0^\circ$ , dados simulados:  $\beta = 15^\circ$ ).

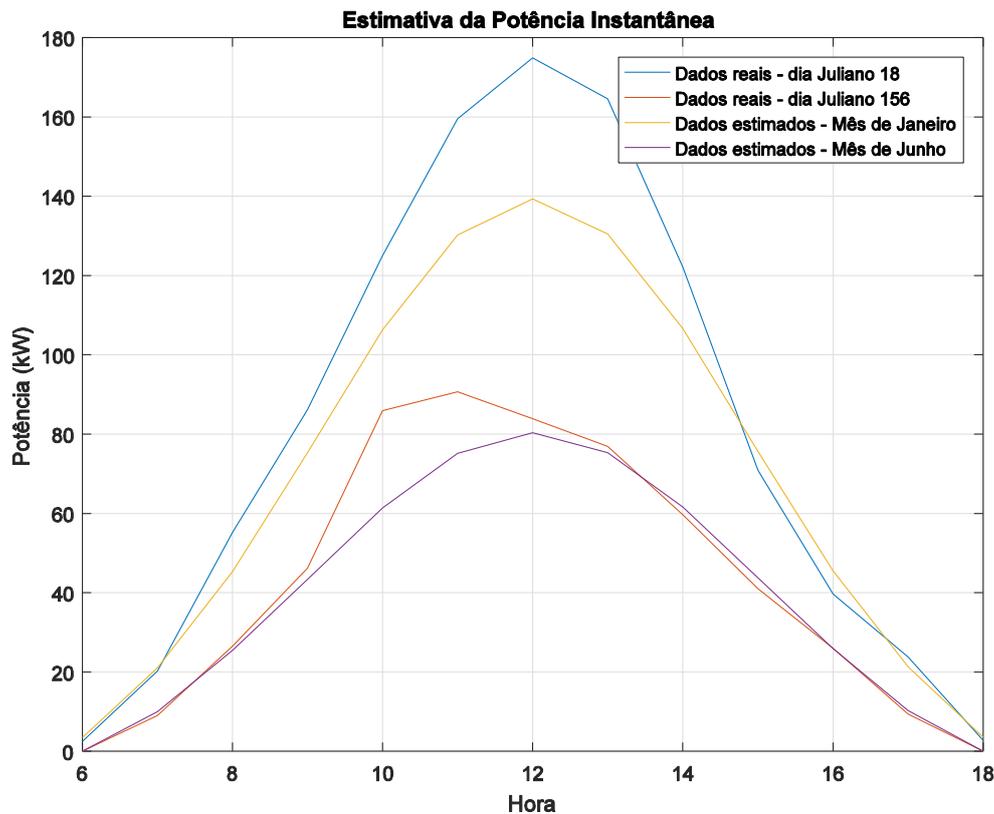


Figura 5: Estimativa de potência máxima instantânea ao longo do dia ( $\beta = 15^\circ$ ).

## 7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

De acordo com as estimativas realizadas, através de vários modelos, propostos por diferentes autores, foi possível traçar o perfil da curva de irradiância incidente para todos os meses do ano, considerando um ângulo de inclinação dos painéis ( $\beta$ ) fixo. No entanto diversos outros cenários podem ser estimados variando-se tanto  $\beta$  como o ângulo azimutal ( $\gamma$ ) para se verificar quais arranjos produziam uma melhor incidência de irradiância no plano dos coletores.

Com relação à estimativa da potência máxima instantânea, também foi possível traçar uma curva para os dias Julianos 18 e 156, cujos dados de irradiância e temperatura ambiente foram adquiridos da estação meteorológica localizada no Centro de Ciências Agrárias (CECA) da Universidade Federal de Alagoas (UFAL), assim como, para os meses de janeiro e junho, cujos valores médios diários de irradiância são estimados de acordo com os modelos apresentados.

No entanto, fica evidente que estes resultados (estimativas) carecem da obtenção de mais dados reais para que possam ser comparados e, então, validados ou refutados, o que se espera que possa ser feito tão logo que a miniusina da UFAL esteja em pleno funcionamento.

## REFERÊNCIAS

- Andrade, C. R., 2016. Estudo do efeito lente produzido por nuvens na irradiação solar global medido no nordeste do Brasil, Tese de Doutorado, Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Recife.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades consumidoras com geração distribuída do tipo Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV). Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>. Acesso em 18 de julho de 2018.
- Bertrand, C., Housmans, C., Leloux, J., Journée, M., 2018. Solar irradiation from the energy production of residential PV systems, Renewable Energy, vol. 125, pp. 306-318.
- 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, n. 2, pp. 155-164.
- Danandeh, M. A., Mousavi G., S. M., 2018. Solar irradiance estimation models and optimum tilt angle approaches: A comparative study, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 92, pp. 319-330.

- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 1991. Solar Engineering of Thermal Processes. John Wiley & Sons.
- Gergaud, O., Multon, B., Ahmed, H. B., 2002. Analysis and Experimental Validation of Various PV Systems Models, VII International Eletrimacs Cogress, Montreal.
- Kalogirou, A. S., 2013. Solar Energy Engineering: Process and Systems. Academic Press.
- Klein, S. A., 1977. Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces, Solar Energy, vol. 19, n. 4. pp. 325-329.
- Liu, B. Y. H., Jordan, R. C., 1960. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation, Solar Energy, vol. 4, n. 3, pp. 1-19.
- Maleki S. A. M., Hizam H., Gomes C., 2017. Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited, Energies, vol. 10, n. 1. pp. 1-28.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, CEPEL – CRESESB.
- Ricieri, R. P., 1998. Modelos de estimativas e avaliação dos métodos de medida da radiação solar difusa. Tese de Doutorado, Faculdade de Ciências Agrônômicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu.
- Vulkan, A., Kloog, I., Dorman, M., Erell, E., 2018. Modeling the potential for PV installation in residential buildings in dense urban areas, Energy and Buildings, vol. 169, n. 15. pp. 97-109.
- Zilles, R., Macêdo, W. N., Galhardo, M. A. B., Oliveira, S. H. F., 2012. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, Oficina de textos.

### **ESTIMATIVE OF INCIDENT IRRADIANCE AND INSTANT POWER IN THE SOLAR MINI-PLANT OF THE FEDERAL UNIVERSITY OF ALAGOAS USING MATLAB**

**Abstract.** *Following the publication of Normative Resolutions No. 482/2012 and No. 687/2015, issued by the National Electric Energy Agency - ANEEL, which deal with microgeneration and distributed mini-generation connected to the grid, the number of photovoltaic systems installed in Brazil grew exponentially. However, there is still a need to study ways to increase the efficiency of these systems, analyzing from the materials used in the manufacture of panels, to how to make the most of solar radiation through the arrangement and alignment of photovoltaic modules. This work aims to estimate, using existing models, using the MATLAB software, the incident solar irradiance and the instantaneous power in the mini-plant to be installed at the Federal University of Alagoas - UFAL, taking into account the slope, orientation, local latitude variables. and room temperature.*

**Key words:** *Distributed Minigeneration, Irradiance, Power.*