

# ESTIMATIVA DA IRRADIÂNCIA DIRETA, DIFUSA E GLOBAL UTILIZANDO CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE REFERÊNCIA EM DIFERENTES ÂNGULOS DE INCLINAÇÃO

Edição 118 JAN/23, Engenharias / 25/01/2023

REGISTRO DOI: 10.5281/zenodo.7570344

Reinan Viana de Almeida Santos  
Orientador: Dr. Douglas Bressan Riffel

## RESUMO

Atualmente, a energia solar está se mostrando uma fonte energética com grande potencial de crescimento, em particular, a energia solar fotovoltaica. Neste contexto, o presente trabalho tem como objetivo apresentar um novo método para estimar dados de irradiância solar utilizando células solares de referência em diferentes ângulos de inclinação. Para o desenvolvimento deste estudo foi realizado um experimento físico para captação de dados utilizando duas placas fotovoltaicas em inclinações diferentes e célula solar calibrada para dar suporte ao experimento. Após a realização do experimento físico, foram realizadas simulações com os mesmos parâmetros do experimento físico com intuito de verificar os resultados do método proposto. Por fim, os resultados encontrados através do método proposto ficaram próximos aos encontrados em simulação, confirmando a eficácia do método.

**Palavras-chave:** Irradiância Solar; Obtenção de dados; Medições solarimétricas.

## **ABSTRACT**

Currently, solar energy is proving to be an energy source with great potential for growth, in particular, photovoltaic solar energy. In this context, the present work aims to present a new method to estimate solar irradiance data using reference solar cells at different angles of inclination. For the development of this study, a physical experiment was carried out to capture data using two photovoltaic plates at different inclinations and a calibrated solar cell to support the experiment. After performing the physical experiment, simulations were performed with the same parameters of the physical experiment in order to verify the results of the proposed method. Finally, the results found through the proposed method were close to those found in the simulation, confirming the effectiveness of the method.

**Keywords:** Solar Irradiance; Data acquisition; Solarimetric measurements.

## **1 INTRODUÇÃO**

A energia é um recurso essencial para a vida humana, auxiliando diversos serviços indispensáveis para sociedade, como: saúde, segurança, telecomunicações, mobilidade urbana e operação industrial. Com o desenvolvimento social, econômico, tecnológico e demográfico da humanidade a demanda mundial de energia tem aumentado gradativamente ao longo dos anos. De acordo com a ONU (Organização das nações unidas), a população mundial deve chegar à 9,7 bilhões de habitantes até 2050 e atingir seu ápice ao final do século com cerca de 11 bilhões de habitantes. O crescimento populacional da Terra tem impacto direto em diversos setores, inclusive na disponibilidade e acesso à energia.

Atualmente, a energia necessária para suprir a demanda energética requerida pela sociedade é fornecida através de diversas fontes energéticas disponíveis, renováveis e não renováveis, que em conjunto, compõem a matriz energética. As fontes não renováveis são aquelas que utilizam reservas naturais finitas, que

podem ser esgotadas, visto que possuem um processo de formação lento comparado à demanda de uso, sendo também consideradas fontes de energia “suja” por causarem danos ao meio ambiente (EPE, 2022).

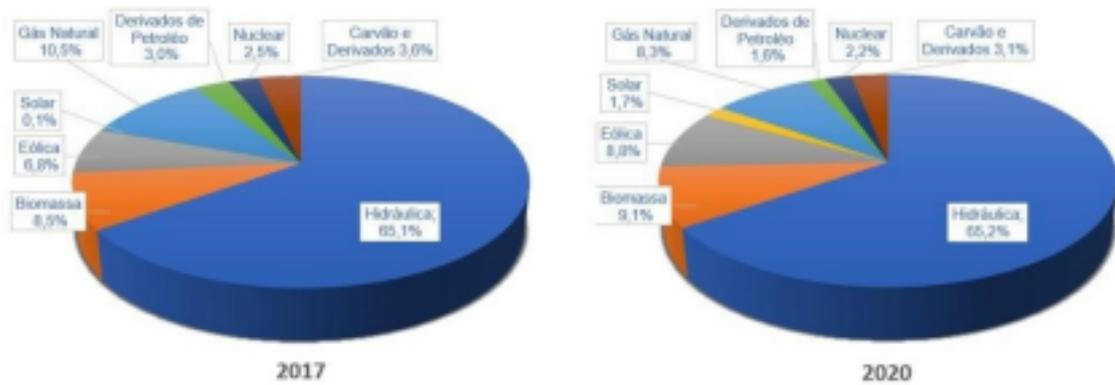
Em contrapartida, as fontes renováveis são aquelas virtualmente inesgotáveis por se regenerarem de forma espontânea ou através de intervenção humana, também consideradas fontes de energia “limpas” por causarem baixo ou nulo impacto ambiental, em comparação com as fontes não renováveis. As fontes renováveis são opções menos poluentes para geração de energia elétrica, tornando alternativa ao uso de combustíveis fósseis. Diante disso, a busca por tecnologias que auxiliem o avanço no uso de fontes renováveis são medidas importantes para a diminuição dos impactos ambientais e crescimento do setor (EPE, 2022).

Dentre as diversas fontes de energia renovável, a estudada neste trabalho é a energia solar. O sol é a maior fonte de energia disponível no planeta, e o aproveitamento dos seus raios solares para geração de energia elétrica vem crescendo em usinas fotovoltaicas como em residências e indústrias. O Brasil possui um grande potencial para geração de energia solar fotovoltaica, como a maior parte de seu território está localizada em uma região intertropical, suas terras possuem alta incidência de radiação ao longo de todo o ano, o que se torna vantajoso para esse tipo de geração (GÓIS, 2012).

Nos últimos anos, a energia solar no Brasil vem apresentando um crescimento representativo em sua participação na oferta de energia elétrica brasileira. Em 2020, a energia solar foi responsável por produzir 10,8 TWh, aproximadamente 1,7% da matriz elétrica brasileira (BEN, 2020).

A figura 1, apresenta a matriz elétrica brasileira por fonte nos anos de 2017 e 2020, analisando a fonte solar dentro da matriz elétrica é possível notar que houve um crescimento de 1,6% em sua participação nos últimos anos (BEN, 2020).

**Figura 1** – Fontes da Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: Próprio Autor Adaptado (2022).

As usinas solares fotovoltaicas são grandes centrais geradoras de energia elétrica através da utilização de diversas placas fotovoltaicas. No Brasil a energia produzida pelas usinas solares é injetada e distribuída pela rede através do Sistema Interligado Nacional (PORTAL SOLAR, 2020).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), atualmente o Brasil possui 4.357 usinas fotovoltaicas em operação, 81 em fase de construção e 643 projetos não iniciados.

A maior usina solar fotovoltaica do Brasil em operação é a Usina fotovoltaica de São Gonçalo no Piauí (Figura 2), que possui potência instalada atual de 608 MW, com previsão de elevação para 846 MW ao fim de suas obras. No Brasil, o número de usinas solares ainda é considerado baixo, porém a perspectiva de crescimento do setor é bastante promissora (PORTAL SOLAR, 2020).

**Figura 2** – Vista aérea da Usina Solar Fotovoltaica de São Gonçalo, Piauí.



Fonte: Enel Green Power (2022).

A micro e minigeração distribuída de energia também teve um crescimento significativo nos últimos, com destaque para fonte solar fotovoltaica, gerando 4.764 GWh com potência instalada de 4.635 MW. O incentivo através de ações regulatórias, proporcionaram um crescimento nesse tipo de geração (BEN, 2020).

A introdução das fontes renováveis de energia no segmento de geração distribuída foi bastante importante para o desenvolvimento da energia solar no Brasil. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2022), até janeiro de 2020, a energia solar fotovoltaica foi responsável por 99,8% das instalações de geração distribuída do país. Desde dezembro de 2012, através da Resolução Normativa 482/2012 é possível que os sistemas de geração que utilizam fontes renováveis possam injetar energia em paralelo com a rede elétrica das concessionárias de distribuição elétrica do país.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

O uso de fontes de energias renováveis está ganhando visibilidade devido a sua disponibilidade, abundância e baixo impacto ambiental. Dentre elas, a energia solar fotovoltaica é considerada uma opção vantajosa, pelo seu sistema distribuído de energia. Para competir com as fontes convencionais de energia,

os sistemas fotovoltaicos devem apresentar ganhos no ponto de vista econômico e confiabilidade no fornecimento especificados durante a instalação, para tal fim, um dos requisitos são dados de qualidade sobre o desempenho fotovoltaico da região (LIMA e GONÇALVES, 2018). No Brasil, existem poucas estações meteorológicas que registram valores da irradiação solar em intervalos horários, gerando uma escassez enorme de dados precisos para aplicação no ramo solar. De acordo com o Sistema Nacional de Organização de Dados Ambientais (SONDA), sua rede de coleta de dados atual dispõe de 11 estações solarimétricas próprias e 6 estações de parceiros distribuídas por todo território brasileiro. O alto custo de estações solarimétricas torna impraticável a construção de uma rede de obtenção de dados com esse equipamento (BERTRAND et al, 2017). Para que o número de medições em diversas regiões do país aumente é necessário a criação de métodos alternativos para este fim. Dentro deste contexto, este trabalho visa contribuir na obtenção de dados de irradiância utilizando um novo modelo com células fotovoltaicas de referência em diferentes ângulos de inclinação.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Realizar medições para estimativa da irradiância direta, difusa e global utilizando células fotovoltaicas de referência em diferentes ângulos de inclinação para desenvolver um novo método de obtenção de dados.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Construir um modelo experimental para medições simultâneas de corrente em dois painéis fotovoltaicos com auxílio de multímetros;
- Medir a irradiância solar difusa e global com auxílio de uma célula solar calibrada e um disco de sombreamento adaptado;
- Verificar os resultados encontrados a partir do método proposto através de simulações desenvolvidas utilizando a plataforma Google Colab e a linguagem

de programação Python.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 ESTIMATIVA DA IRRADIAÇÃO SOLAR

A necessidade de estimativas precisas de irradiância solar para dimensionamento e monitoramento de sistemas solares fotovoltaicos estimulou a produção científica de novos métodos para esta finalidade. Para mapear as produções sobre o tema foi realizado um levantamento acerca de métodos alternativos de estimar irradiância solar. Dentre as produções encontradas, três foram selecionadas levando em consideração sua relevância sobre o tema. Para uma melhor visualização, a tabela 1 foi organizada com os trabalhos selecionados e suas informações principais.

O primeiro trabalho selecionado foi o "*An improved method for direct incident solar radiation calculation from hourly solar insolation data in building energy simulation*". Nele, os autores analisam os métodos existentes para estimar a radiação direta utilizados em arquivos meteorológicos que são aplicados em programas de modelagem energética de edifícios. Os autores afirmam que o uso de dados de insolação horária como entrada pode resultar em erros de estimativa da radiação solar direta incidente em uma superfície, visto que, a posição do feixe solar varia ao longo do tempo. O método proposto por eles, busca estimar a irradiância solar através de um novo algoritmo assumindo que a irradiância solar varia linearmente no período de uma hora e pode ser estimada com base na irradiância solar no meio-relógio e inclinação. Para validar o método e avaliar seu desempenho comparado aos três métodos convencionais usados em modelagens energéticas de edifícios, foram coletados dados de irradiância solar normal de oito estações de radiação solar na China e verificado a precisão dos métodos. Por fim, os autores afirmam que os resultados do método proposto para estimativa de radiação solar direta apresentam a melhor precisão comparado aos métodos convencionais e sugere que o método seja aplicado em futuras modelagens para aumentar a precisão do cálculo da radiação solar,

melhorando o desempenho energético dos edifícios e a produção dos sistemas fotovoltaicos integrados.

**Tabela 1** – Principais informações das produções selecionadas.

| Autoria   | Título  | Ano da publicação | Tipo de publicação                   | Palavras chave   |
|---|---|-------------------|--------------------------------------|--|
| AN, Jingjing;<br>YAN, Da;<br>GUO, Siyue;<br>GAO, Yan;<br>PENG, Jinqing;<br>HONG, Tianzhen         | Um método aprimorado para o cálculo de radiação solar direta incidente através de dados de insolação solar por hora em simulação energética de edifícios. | 2020              | Artigo                               | Direct incident solar radiation on surfaces; Calculation method;<br>BIPV systems |
| LELOUX, Jonathan; FERNANDEZ, Luís Narvarte; VILLAGRÁ, Rodrigo Moretón; FIGUEIRAS, Eduardo Lorenzo | Método de geração de dados de irradiação solar a partir de dados de produção energética de instalações fotovoltaicas.                                     | 2015              | Patente de Invenção com exame previo | -  |

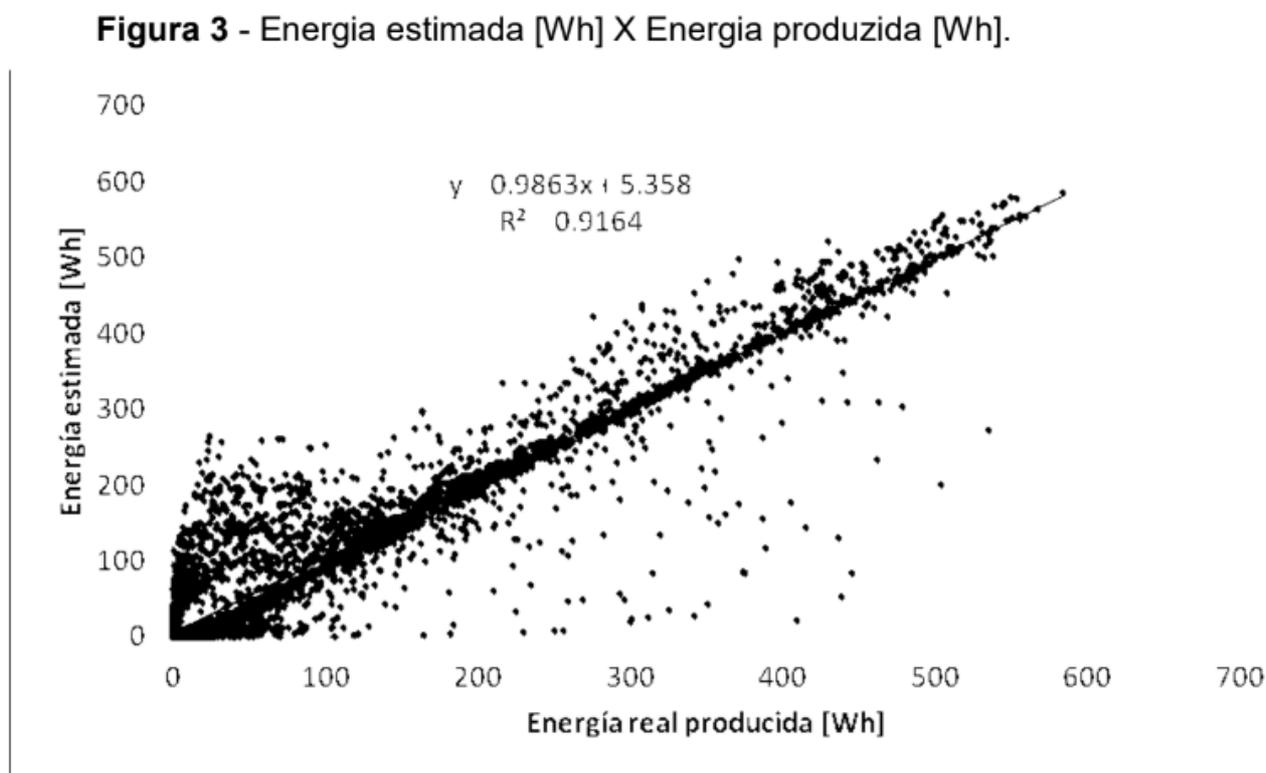
|   |  |      |        |   |
|---|--|------|--------|---|
| PORFIRIO, Anthony<br>Carlos Silva;<br>CEBALLOS, Juan Carlos | Um método de estimativa de irradiação solar direta normal a partir de imagens de satélite geostacionários: resultados preliminares | 2013 | Artigo | Irradiância direta normal; Satélites meteorológicos; Radiação solar |
|---|--|------|--------|---|

Fonte: Próprio Autor (2022).

Em seu trabalho, LEROUX *et al.* (2015) apresenta um método para geração de dados de irradiação solar de uma região a partir da produção energética registrada pelos contadores dos sistemas fotovoltaicos vizinhos a essa região. O conhecimento da irradiação solar recebida pelos sistemas fotovoltaicos é necessário para seu projeto e avaliação de sua produtividade. Para obtenção dos dados de irradiação através do método apresentado é necessário que a instalação fotovoltaica tenha equipamentos capazes de medir sua energia produzida, normalmente medidores de energia ou inversores. Os dados obtidos são transferidos para um servidor na internet e armazenados em um banco de dados para finalmente serem analisados e processados por um servidor de cálculo. Segundo os autores, o método de geração foi aplicado para estimar os valores de irradiação incidente numa instalação localizada em algum lugar da Bélgica, denominada instalação Focus. Foram utilizados os dados de quatro instalações vizinhas cujo os dados de produção energética eram medidos a cada hora por medidores inteligentes. Os dados dessas instalações foram transmitidos por GPRS dos medidores para um servidor na internet, e foram armazenados em um banco de dados MySQL. Os dados foram processados e os resultados foram fornecidos aos clientes por um servidor Web em XML. Por fim,

os dados foram utilizados para demonstrar a Energia estimada [Wh] X Energia produzida [Kwh] da instalação.

**Figura 3** – Energia estimada [Wh] X Energia produzida [Wh].



Fonte: LELOUX, et al (2015).

O último trabalho selecionado propõe um método de estimativa de irradiação solar direta normal a partir de imagens de satélite geoestacionário. O método consistiu no uso combinado de um modelo físico de estimativa de irradiação direta normal sob condições de céu claro (DN1c), informações meteorológicas auxiliares e imagens de reflectância disponíveis por satélite. O modelo utilizado para estimar irradiação normal foi o REST, desenvolvido por Gueymard, que adota funções parametrizadas para a transmissão da radiação normal.

Para os autores, o principal fator modulador da incidência de DNI à superfície é a nebulosidade. A estimativa de nebulosidade adota uma relação linear entre a cobertura local de nuvens (C) e as imagens de reflectância no canal visível do satélite GOES (Rvis). A partir do conjunto de informações expressadas na metodologia, foi criada uma expressão para estimar a irradiação direta normal por satélite (DNIsat). Os dados utilizados no trabalho foram obtidos através das

estações da rede SONDA em Petrolina – PE, Natal – RN e São Luís – MA. Foi avaliado o desempenho do método na estimativa de irradiância direta normal fazendo uma análise minuciosa no intuito de remover dias com ausência de 1,5h de imagens no período diurno e apresentassem inconsistências nas curvas medidas. Por fim, os autores declaram que o método representa satisfatoriamente o ciclo diário de DNI medida, sob todas as condições de nebulosidade, com erros diários médios inferiores a  $\pm 12 \text{ W m}^{-2}$ .

### 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

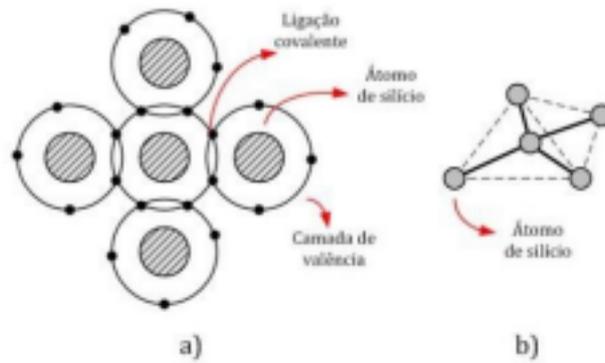
#### 3.1 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS E O EFEITO FOTOVOLTAICO

A célula fotovoltaica é a menor unidade de conversão de energia luminosa proveniente do sol em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. O conjunto de células fotovoltaicas formam os painéis fotovoltaicos, que são largamente utilizados para obtenção de energia solar (MATAVELLI, 2012).

O efeito fotovoltaico consiste na conversão direta da luz em eletricidade e foi descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel em 1839, que observou a aparição de uma diferença de potencial nos extremos de um material semicondutor após absorção da luz (CEPEL-CRESESB, 2014).

A ocorrência desse efeito é esclarecida através da composição dos elementos químicos e sua estrutura atômica. O silício é o semicondutor mais utilizado na construção de células fotovoltaicas atualmente, no estado puro o átomo de silício possui número atômico  $N=14$ , distribuídos em 3 órbitas ao redor do núcleo, com 4 elétrons em sua camada de valência. Para se estabilizar, um átomo precisa possuir 8 elétrons em sua camada de valência, por isso, os 4 elétrons da camada mais externa do silício, fazem ligações covalentes com 4 átomos vizinhos, completando o número de elétrons necessários para estabilidade e formando uma estrutura cristalina (TIRAPELLE et al, 2013), como pode ser visto na figura 4.

**Figura 4** – Compartimento de elétrons entre átomos de silício e a distribuição espacial do cristal de silício.



Fonte: Enel Green Power (2022).

Segundo LIMA e GONÇALVES (2017), para o efeito fotovoltaico ocorrer é necessário ao menos um elétron livre, que surge com a quebra da ligação covalente através do recebimento de energia suficiente para afastar o elétron ainda mais do núcleo, ficando livre de sua atração. Ao ficar livre da atração do núcleo, a camada de valência passa a possuir uma lacuna, criando assim um par elétron-lacuna.

O elétron livre energizado pode ser direcionado para um circuito gerando uma corrente elétrica. Entretanto, se for utilizado apenas o silício, o elétron livre converte a energia obtida em energia térmica e retorna para camada de valência preenchendo a lacuna, impedindo a geração de corrente. Para que a corrente seja gerada é necessário um processo de aceleração do elétron livre para fora do material, realizado através de um campo elétrico (SHAYANI, 2006).

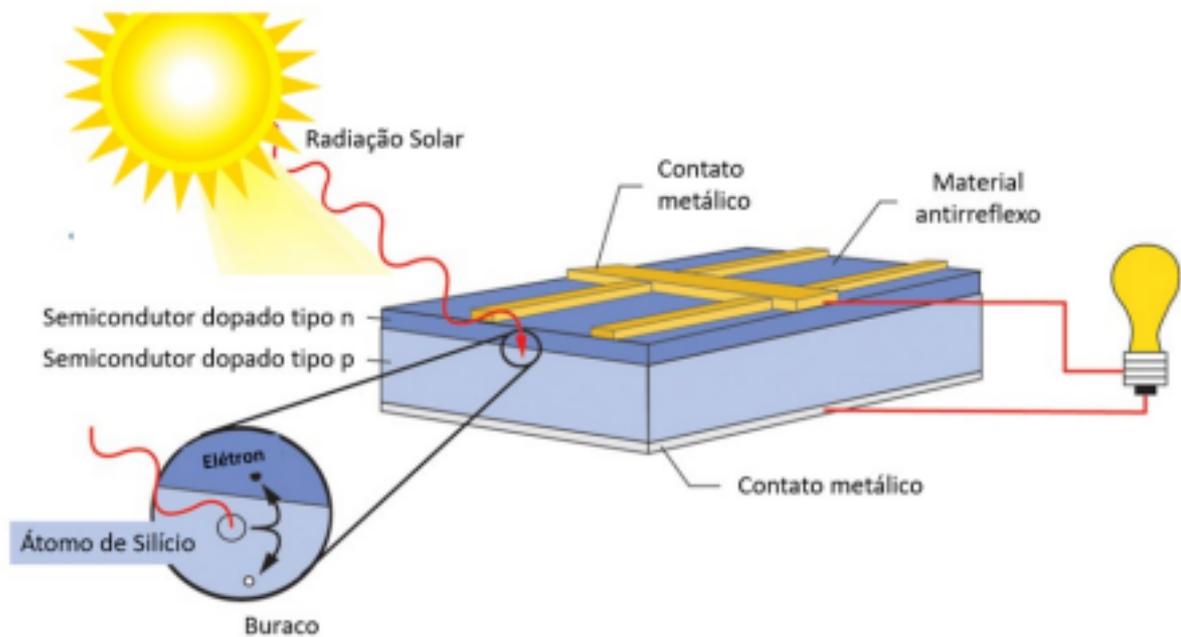
SHAYANI (2006) nos explica que, as células fotovoltaicas são fabricadas com um campo elétrico permanente, criado pela dopagem do material semiconductor. A dopagem é a introdução de impurezas num cristal, podendo aumentar tanto o número de elétrons livres quanto o número de lacunas. Por possuir 4 elétrons em sua camada de valência, a dopagem do silício ocorre utilizando átomos trivalentes e pentavalentes. Quando átomos com 3 elétrons na camada de valência são adicionados ao silício, forma-se apenas 3 ligações, criando uma lacuna. Assim, ao adicionar um pouco de energia térmica, um elétron vizinho pode passar a ocupar essa posição, fazendo a lacuna deslocar-se. Elementos usados na dopagem que gera lacunas, como por exemplo o boro, são denominados dopante *p* ou impureza *p* (LIMA e GONÇALVES, 2017).

Se átomos pentavalentes forem adicionados ao silício, 4 ligações são formadas e um quinto elétron não realiza nenhuma ligação, ficando fracamente ligado ao núcleo. Por possuir uma ligação fraca, mesmo energizado de forma leve, já é o suficiente para o elétron se tornar um elétron livre. Quando o dopante é doador de elétrons denomina-se dopante *n* ou impureza *n*. O fósforo é um dopante doador de elétrons muito utilizado na dopagem do silício (LIMA e GONÇALVES, 2017).

Ainda segundo (TIRAPELLE et al, 2013), a dopagem do silício, ou de qualquer outro semicondutor, não o torna carregado eletricamente, ele continua eletricamente neutro por possuir o mesmo número de prótons e elétrons, apenas proporcionam a existência de elétrons com maior liberdade para se movimentar.

Por possuírem portadores de carga livre, os cristais *p* e os cristais *n* se comportam como condutores, no caso do tipo *n* os portadores são os elétrons, enquanto no tipo *p* as lacunas. Quando o silício tipo *n* entra em contato com o silício tipo *p*, os elétrons livres do lado *n* preenchem as lacunas do lado *p*, deixando *n* positivamente carregada e a camada *p* negativamente carregada. Conforme os elétrons livres vão preenchendo as lacunas na região de contato entre os cristais, o número de portadores de carga vai diminuindo, aumentando a resistividade e criando um campo elétrico permanente, dificultando a passagem de mais elétrons do lado *n* para o lado *p*. A intensidade do campo continua aumentando com cada elétron que atravessa, até alcançar o equilíbrio quando o campo elétrico, através da diferença de potencial, forma uma barreira que impede a passagem dos elétrons livres remanescentes do lado *n* (LIMA e GONÇALVES, 2017).

**Figura 5** – Esquema do efeito fotovoltaico numa célula fotovoltaica de silício.



Fonte: OAK Energia (2021).

Logo (TIRAPELLE et al, 2013), declara que, quando os fótons da luz solar atingem a célula fotovoltaica, um elétron do tipo *p* recebe energia necessária e se move para banda de condução, criando um par elétron-lacuna, o campo elétrico envia o elétron para o lado *n*, mas não permite seu retorno. Porém, ao ligar um contato nas duas extremidades do material semicondutor dopado, o elétron que foi enviado para o lado *n*, encontra um caminho para retornar e preencher a lacuna no lado *p*, ao atravessar esse contato, a energia do fóton que foi absorvida pelo elétron é convertida em energia elétrica e o elétron volta a possuir energia para ficar na camada de valência. A figura 5 apresenta um esquema do efeito fotovoltaico numa célula fotovoltaica de silício.

### 3.2 IRRADIÂNCIA SOLAR

O termo irradiância solar é utilizado para definir a radiação solar incidente sobre uma superfície por unidade de área de forma instantânea, sendo normalmente representada pela unidade de medida ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) (GÓIS, 2012).

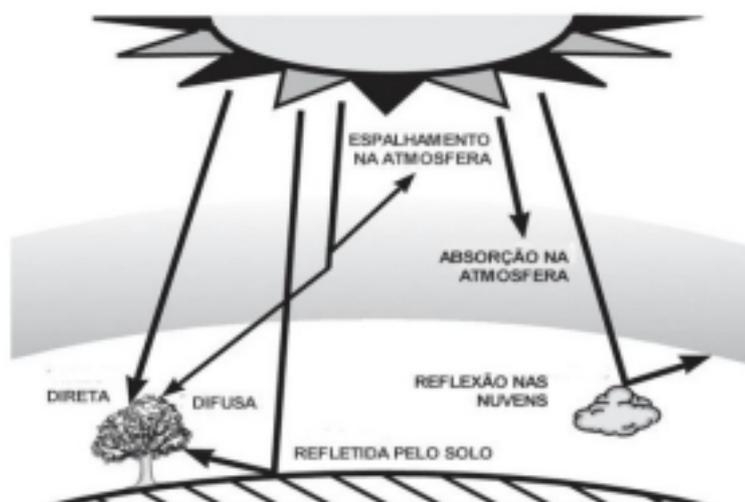
Segundo Magarreiro et al (2017) para a realização da estimativa de medição é necessário compreender como é composta a irradiância global e seus componentes, estando elas listadas a seguir:

- Irradiância Direta Normal (DNI): Irradiância recebida diretamente do sol sem sofrer dispersão, sendo medida em uma superfície perpendicular aos raios solares.
- Irradiância Difusa Horizontal (DHI): Irradiância recebida do sol que sofreu dispersões durante sua trajetória e incidiu sobre a superfície horizontal da placa.
- Irradiância Refletida (RI): Irradiância refletida pela superfície e que incide na placa, a reflexão depende bastante das propriedades ópticas da superfície atingida pelos raios solares. A parcela da Irradiância Refletida para compor a Irradiância Global Horizontal é praticamente insignificante, por isso não é utilizada nas medições.
- Irradiância Global Horizontal (GHI): É a radiação total incidente em uma superfície horizontal por unidade de área. Sendo a soma da Irradiância Direta Normal (DNI), Irradiância Difusa Horizontal (DHI) e Irradiância Refletida (RI).

As irradiâncias global, direta e difusa guardam entre si a seguinte relação:

$$GHI = DNI * \cos(\theta_z) + DHI$$

**Figura 6** – Componentes da irradiância solar na superfície terrestre.

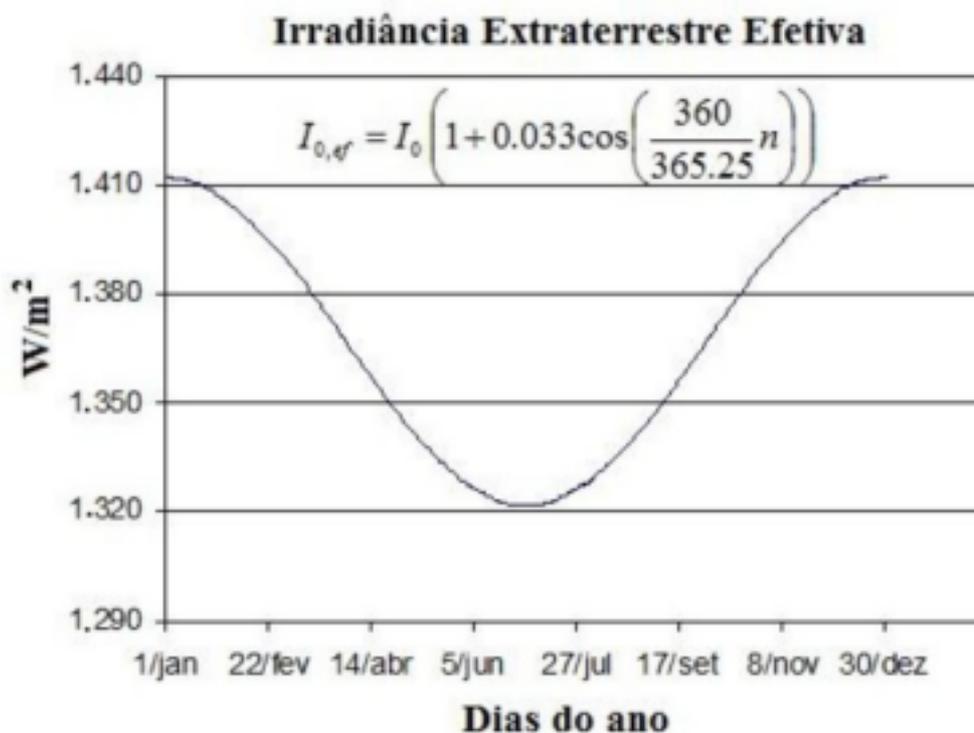


Fonte: GÓIS (2012).

A irradiância solar que atinge as placas solares é diferente da encontrada no topo da camada atmosférica, denominada irradiância extraterrestre. A irradiância emitida pelo sol e sua relação espacial com a Terra resulta em uma intensidade fixa aproximada de irradiância solar fora da atmosfera terrestre, chamada de constante solar ( $I_0$ ). A constante solar representa a energia do sol incidente sobre uma superfície unitária plana perpendicular à direção de propagação dos raios solares, fora da atmosfera. O centro de radiação mundial (WRC – World Radiatin Center) adotou o valor de  $1367 \text{ W/m}^2$  para constante solar, com uma incerteza da ordem de 1% (CEPEL-CRESESB, 2014).

A Figura 7, mostra o comportamento irradiância extraterrestre ao longo do ano e uma equação para o cálculo da irradiância extraterrestre ( $I_{0,ef}$ ) em função da constante solar ( $I_0$ ), e do dia juliano ( $n$ ).

**Figura 7** – Variação da irradiância solar extraterrestre ao longo do ano.



Fonte: CEPEL – CRESESB (2014).

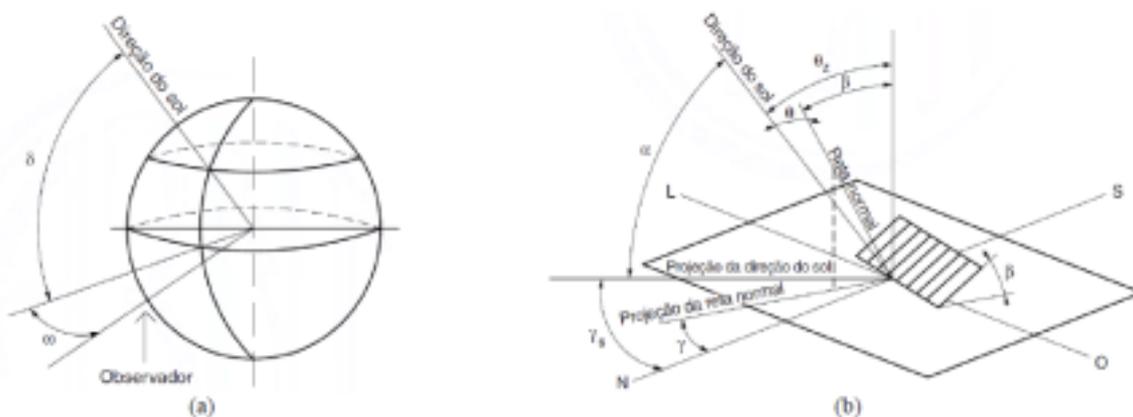
A irradiância que atinge as placas e o solo é naturalmente menor devido a reflexão e absorção atmosférica e depende diretamente da localização de incidência dos raios solares. Dessa forma, segundo (GÓIS, 2012) como condição

padrão para cálculos e projetos é adotado o valor médio de  $1000 \text{ W/m}^2$ , assumindo condições de céu limpo e ao meio dia. Esse valor é utilizado como condição padrão para testes de módulos fotovoltaicos.

### 3.3 ÂNGULOS DA GEOMETRIA SOLAR

As relações entre os raios solares e seu local de incidência na superfície variam ao decorrer do dia devido aos movimentos de rotação e translação da Terra, dando origem aos ângulos da geometria solar. A orientação da incidência dos raios solares em uma superfície plana ou inclinada é de imensa importância no dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico, sendo determinada através da relação entre os ângulos da geometria solar (ARRUDA, 2004 e LIMA, 2003). Alguns desses ângulos estão presentes na NBR 10899:2013 da ABNT com intuito de auxiliar o desenvolvimento de projetos e serão apresentados a seguir:

**Figura 8** – Ângulos da geometria solar.



Fonte: ABNT NBR 10899:2013.

**Latitude ( $\phi$ ):** localização angular em relação ao Equador, com faixa de variação de  $-90^\circ \leq \phi \leq +90^\circ$  e, por convenção, definido como Norte positivo e Sul negativo.

• **Declinação solar ( $\delta$ ):** É a posição angular do sol ao meio dia em relação ao plano do Equador, com faixa de variação  $-23,45^\circ \leq \delta \leq +23,45^\circ$  e, por convenção, definido como positivo no hemisfério Norte. A declinação solar pode ser encontrada através da equação 2.

$$\text{sen}(\delta) = -\text{sen}(23,45)\cos \left[ \left( \frac{360}{365,25} \right) (n + 10) \right]$$

Onde n representa o dia juliano.

- **Ângulo de incidência** (◆◆): ângulo entre a radiação direta incidente no plano e a normal à superfície.
- **Ângulo zenital ( $\theta_z$ ):** ângulo formado entre os raios solares e a vertical local (Zênite).
- **Inclinação da superfície ( $\beta$ ):** ângulo entre o plano da superfície e uma superfície horizontal, com faixa de variação de  $0^\circ \leq \beta \leq 90^\circ$ .
- **Ângulo azimutal da superfície ( $\gamma$ ):** ângulo entre a projeção da normal à superfície e o plano meridiano local. Possui faixa de variação de  $-180^\circ \leq \gamma \leq +180^\circ$  e, por convenção, definido positivo para o leste e negativo para o oeste.
- **Ângulo azimutal do sol ( $\gamma_s$ ):** ângulo azimutal do sol ou azimute solar é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e o horizonte do observador. O deslocamento angular se inicia a partir do Norte geográfico ( $0^\circ$ ), com faixa de variação  $-180^\circ \leq \gamma_s \leq +180^\circ$ , e, por convenção, definido positivo para o Leste e negativo para o oeste.
- **Ângulo horário solar ( $\omega$ ):** ângulo correspondente à posição do Sol em torno de sua órbita diária (aparente). Medido para o Oeste, a partir do meio-dia local. De acordo com a equação do ângulo horário solar, cada hora solar ( $H_s$ ) corresponde a um deslocamento de  $15^\circ$ , que por convenção, é definido como negativo no período da manhã e positivo no período da tarde.

$$\omega = (Hs - 12). 15^\circ$$

• **Altura solar** ( $\alpha$ ): Ângulo entre os raios solares e sua projeção em um plano horizontal.

### 3.4 TRAJETÓRIA APARENTE DO SOL

A trajetória aparente do sol no céu em relação a um observador na superfície terrestre ocorre devido aos movimentos de translação e rotação da Terra. A rotação da Terra em torno do seu próprio eixo gera o movimento aparente do nascer e pôr do sol no sentido leste – oeste, o outro movimento aparente é o de deslocamento do sol do sul para o norte e do norte para o sul, a depender do dia do ano, que dá origem às estações do ano. Esse deslocamento aparente ocorre devido a translação da terra em torno do sol e ao fato do plano do equador terrestre formar um ângulo de  $23,45^\circ$  com o plano da eclíptica, que é o plano que determina a trajetória da Terra em torno do sol. À medida que a Terra realiza o movimento de translação, é possível observar que o ângulo entre os raios solares e o plano do Equador se modifica, esse ângulo é denominado declinação solar ( $\delta$ ) e pode variar de  $-23,45^\circ \leq \delta \leq +23,45^\circ$ , sendo positivo quando no hemisfério norte e negativo no hemisfério sul. A diferença entre a declinação solar e a latitude do local determina a trajetória aparente do Sol em determinado dia em uma dada localidade na Terra (GÓIS, 2012).

A inclinação da Terra em relação ao plano da eclíptica faz com que a radiação sobre a Terra varie bastante ao longo do ano. Para um observador no hemisfério sul, o sol estará precisamente alinhado com ele no dia 21 de dezembro de cada ano, dando início ao verão no hemisfério Sul, isso ocorre porque nessa data a declinação solar chega ao seu limite mínimo de  $-23,45^\circ$ . Em contrapartida, no dia 21 junho de cada ano, se inicia o inverno no hemisfério sul, visto que a declinação solar chegou ao seu limite máximo de  $+23,45^\circ$ . Esses eventos são conhecidos como solstícios de verão e inverno. No momento que o sol aparenta está exatamente sobre o Equador a declinação solar é igual a zero ( $\delta=0$ ) e ocorrem os

equinócios de outono e primavera nos dias 21 de março e 23 de setembro, respectivamente. Assim se definem as estações do ano (CEPEL-CRESESB, 2014).

**Figura 9** – Estações do ano no hemisfério sul.



Fonte: WebFisica (2022)

### 3.5 SOLARIMETRIA

A solarimetria é a ciência que se dedica ao estudo e medições de parâmetros relacionados à radiação solar. Esses parâmetros são utilizados em aplicações de diversas áreas tecnológicas, tais como: agricultura, meteorologia, engenharia florestal e em particular para energia solar. A informação adequada e confiável do recurso solar incidente sobre a superfície terrestre é requisito fundamental para o dimensionamento de sistemas solares energéticos e, portanto, a confiabilidade dos dados coletados é essencial para projetos mais precisos e viáveis economicamente (TIBA, 2000).

A medição da radiação solar determina o potencial de geração local, e assim apresenta a viabilidade da instalação de sistemas de geração em uma determinada região. Além de determinar o potencial, a instrumentação aplicada à medição de radiação solar é importante no controle de eficiência e monitoramento do sistema de geração. No Brasil, as medições são obrigatórias para habilitação em leilões de energia elétrica e outorga de usinas geradoras de energia. A EPE (Empresa Nacional de Energia Elétrica) e ANEEL (Agência

Nacional de Energia Elétrica) possuem diretrizes e resoluções próprias que devem ser seguidas para realização das medições e equipamentos que devem ser utilizados. Na geração distribuída não existe normatização nacional, porém a avaliação do potencial de geração proporciona uma maior confiabilidade e segurança para o projeto (ARAÚJO, 2022)

A utilização de instrumentos de medição é sempre pertinente, independentemente do nível de geração adotado, devendo ser aplicado de projetos domésticos até para projetos de grandes usinas centralizadas. Alguns desses instrumentos para medição de dados solares são: Piranômetro, pireliômetro, espectralradiômetros, albedômetro, disco de sombreamento e radiômetro fotodiodo.

## **4 METODOLOGIA**

Neste capítulo serão apresentados os materiais utilizados para a montagem e realização do experimento para coleta de dados, bem como a metodologia aplicada do método proposto e análise dos dados coletados.

### **4.1 MATERIAIS**

A estrutura para realização do experimento foi desenvolvida a partir de um suporte adaptado que possibilitasse uma fácil movimentação dos painéis fotovoltaicos e sua mudança de angulação. Com os painéis posicionados foram conectados cabos de teste para medição das correntes com o multímetro. A célula solar calibrada foi montada lateralmente, junto ao disco de sombreamento para realizar as medições da irradiância global e difusa no momento do experimento. A captação dos dados do multímetro ocorreu de forma manual observando o valor apresentado em seu display em intervalos de 10 segundos para cada ângulo dos painéis fotovoltaicos. A captação de dados de irradiância ocorreu de forma digital com o auxílio de um notebook conectado à saída da célula solar calibrada.

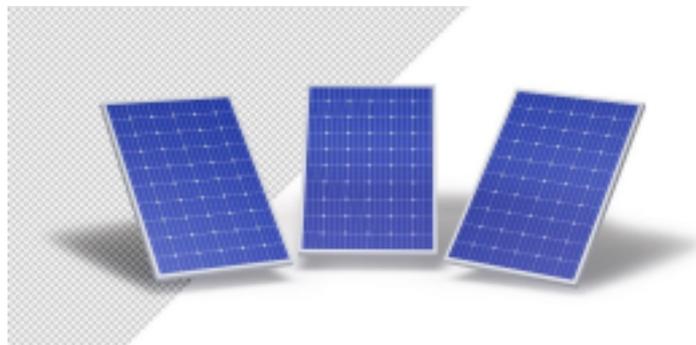
Os materiais utilizados no experimento foram:

- Dois painéis fotovoltaicos;
- Dois multímetros digitais LWJ 303;
- Uma célula solar de referência calibrada;
- Disco de sombreamento adaptado;
- Clinômetro.

#### 4.1.1 Painéis Fotovoltaicos

São dispositivos compostos por células fotovoltaicas fabricadas a partir de materiais semicondutores responsáveis pela conversão da energia proveniente do sol em energia elétrica.

**Figura 10** – Painéis Fotovoltaicos



Fonte: Portal Solar (2022).

#### 4.1.2 Multímetros Digitais LWJ 303

São equipamentos utilizados para medições de grandezas elétricas, em especial, tensão (volts), resistência (ohms) e corrente (amperes), sendo amplamente utilizados devido a sua precisão e confiabilidade nas medições. Os multímetros são acompanhados por cabos de teste, flexíveis e com isolamento que servem como condutor do artigo em teste até o multímetro. Os dois multímetros digitais LWJ 303 foram utilizados no trabalho para realizar as medições de

corrente de curto circuito dos dois painéis solares e são apresentados na figura 11.

**Figura 11** – Multímetros Digitais LWJ 303

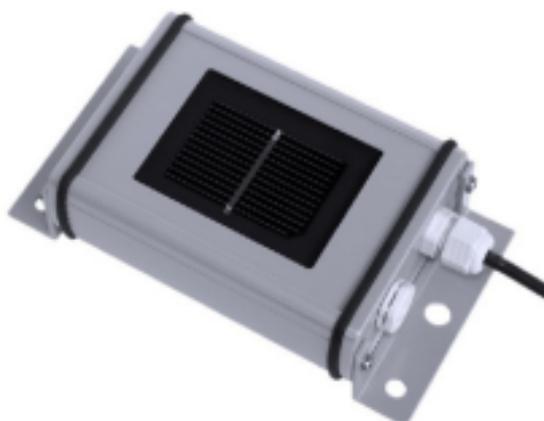


Fonte: Próprio Autor (2022).

#### 4.1.3 Célula Solar de Referência Calibrada

São sensores de silício utilizados para medir os níveis de irradiância solar de forma robusta e confiável. A célula solar calibrada (Figura 12) é uma solução barata para realizar medições em relação às outras formas disponíveis no mercado. O sensor de silício possui um design semelhante a um módulo fotovoltaico, o que o torna ideal para monitorar o desempenho de sistemas fotovoltaicos.

**Figura 12** – Célula Solar Calibrada



Fonte: Kintech Engineering (2022).

#### 4.1.4 Disco de Sombreamento Adaptado

É um equipamento utilizado para bloquear a passagem da irradiância direta em direção em direção a célula solar de referência calibrada para auxílio na obtenção da irradiância difusa. O disco de sombreamento utilizado nesse experimento foi uma adaptação feita com equipamentos encontrados no laboratório, como podemos ver na Figura 13.

**Figura 13** – Disco de Sombreamento Adaptado



Fonte: Próprio Autor (2022).

#### 4.1.5 Clinômetro

É um equipamento utilizado para realizar medições de ângulos entre um plano horizontal e um plano inclinado. O clinômetro foi utilizado para posicionar com confiabilidade os painéis fotovoltaicos em diversos ângulos durante o experimento.

### 4.2 EXPERIMENTO

A coleta dos dados foi realizada no dia 22 de novembro de 2021, ao ar livre, próximo ao galpão de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Sergipe – UFS. As medições ocorreram em intervalos entre 10 e 20 minutos, com início às 14h e término às 15h, utilizando a célula solar calibrada e o disco de sombreamento para medir a irradiância global e difusa no momento da

realização do experimento e os painéis fotovoltaicos em conjunto com os multímetros para medir os valores de corrente de curto circuito gerados através da energia solar. A disposição dos painéis fotovoltaicos durante o experimento busca representar a instalação de painéis solares sobre telhados residenciais com duas inclinações, popularmente conhecidas como duas águas. A estrutura para coleta de dados pode ser observada na figura 14.

**Figura 14** – Placas em diferentes inclinações



Fonte: Próprio Autor (2022).

#### 4.3 MÉTODO PROPOSTO

A proposta consiste em um método capaz de estimar dados de irradiância solar para determinada região utilizando os valores de corrente produzidos por duas placas solares em inclinações diferentes.

Antes de montar a estrutura, foi necessário determinar a constante de proporcionalidade da placa, uma razão entre a irradiância global e a corrente de curto circuito. Para esse fim, foram realizadas medições de corrente de curto circuito dos painéis na horizontal, ou seja, com angulação de  $0^\circ$  e medição de irradiância global com a célula solar calibrada. Tendo em mãos, os valores da

irradiância global encontrada pela célula solar calibrada e da corrente de curto circuito, medida pelo multímetro, foi possível, através da equação 4, determinar a constante de proporcionalidade das placas solares.

$$GHI = a * I_{sc}$$

$$a = GHI/I_{sc} = 721/6 = 120,17$$

(4)

Em seguida, as placas foram posicionadas manualmente com auxílio do clinômetro, para medir com exatidão o ângulo que as placas se encontravam. As placas foram dispostas em quatro configurações em diferentes horários, direcionados para leste e oeste respectivamente, com os seguintes ângulos: 14° e 24°, 16° e 27°, 16° e 36° e por fim 30° e 21°.

**Tabela 2** – Dados de corrente de curto circuito

| Experimento | Hora  | Módulo 1 (Sol) |          | Módulo 2  |          | Experimento | Hora  | Módulo 1 (Sol) |         | Módulo 2 |      |
|-------------|-------|----------------|----------|-----------|----------|-------------|-------|----------------|---------|----------|------|
|             |       | Ângulo(°)      | Isc1 (A) | Ângulo(°) | Isc2 (A) |             |       | Ângulo(°)      | Isc2(A) |          |      |
| 1           | 14:10 | 14             | 5,83     | 24        | 3,35     | 3           | 14:50 | 16             | 5,88    | 36       | 1,1  |
|             | 14:10 | 14             | 5,98     | 24        | 3,31     |             | 14:50 | 16             | 5,88    | 36       | 1    |
|             | 14:10 | 14             | 6,1      | 24        | 3,39     |             | 14:50 | 16             | 5,9     | 36       | 1    |
|             | 14:10 | 14             | 6,39     | 24        | 3,47     |             | 14:50 | 16             | 5,87    | 36       | 0,99 |
|             | 14:10 | 14             | 6,35     | 24        | 3,5      |             | 14:50 | 16             | 5,81    | 36       | 0,93 |
|             | 14:10 | 14             | 6,23     | 24        | 3,35     |             | 14:50 | 16             | 5,73    | 36       | 0,94 |
| 2           | 14:30 | 16             | 6,22     | 27        | 2,5      | 4           | 15:00 | 30             | 6,62    | 21       | 2,62 |
|             | 14:30 | 16             | 6,16     | 27        | 2,33     |             | 15:00 | 30             | 6,64    | 21       | 2,48 |
|             | 14:30 | 16             | 6,05     | 27        | 2,23     |             | 15:00 | 30             | 6,62    | 21       | 2,57 |
|             | 14:30 | 16             | 6,01     | 27        | 2,29     |             | 15:00 | 30             | 6,61    | 21       | 2,55 |
|             | 14:30 | 16             | 6,04     | 27        | 2,29     |             | 15:00 | 30             | 6,55    | 21       | 2,38 |
|             | 14:30 | 16             | 6,1      | 27        | 2,2      |             | 15:00 | 30             | 6,54    | 21       | 2,36 |

Fonte: Próprio autor

Para cada configuração das placas foram realizadas medições da corrente e armazenadas em um software editor de planilhas. Os dados obtidos nos experimentos podem ser visualizados na tabela 2.

Com os dados de corrente armazenados para todas as configurações e da constante de proporcionalidade das placas, foi aplicada novamente a equação 4 para obter os valores de irradiância solar no plano inclinado (Plan of Array – POA) para cada configuração. Os valores podem ser observados na tabela 3.

**Tabela 3** – Dados de irradiância em plano inclinado

| Experimento | Hora  | Módulo 1 (Sol) |          |                         | Módulo 2   |          |                          |
|-------------|-------|----------------|----------|-------------------------|------------|----------|--------------------------|
|             |       | Ângulo (°)     | Isc1 (A) | POA (W/m <sup>2</sup> ) | Ângulo (°) | Isc2 (A) | POA2 (W/m <sup>2</sup> ) |
| 0           | 14:00 | 0              | 6        | 721                     | 0          | 6        | 721                      |
| 1           | 14:10 | 14             | 5,83     | 700,57                  | 24         | 3,35     | 402,56                   |
|             | 14:10 | 14             | 5,98     | 718,60                  | 24         | 3,31     | 397,75                   |
|             | 14:10 | 14             | 6,1      | 733,02                  | 24         | 3,39     | 407,37                   |
|             | 14:10 | 14             | 6,39     | 767,87                  | 24         | 3,47     | 416,98                   |
|             | 14:10 | 14             | 6,35     | 763,06                  | 24         | 3,5      | 420,58                   |
|             | 14:10 | 14             | 6,23     | 748,64                  | 24         | 3,35     | 402,56                   |
| 2           | 14:30 | 16             | 6,22     | 747,44                  | 27         | 2,5      | 300,42                   |
|             | 14:30 | 16             | 6,16     | 740,23                  | 27         | 2,33     | 279,99                   |
|             | 14:30 | 16             | 6,05     | 727,01                  | 27         | 2,23     | 267,97                   |
|             | 14:30 | 16             | 6,01     | 722,20                  | 27         | 2,29     | 275,18                   |
|             | 14:30 | 16             | 6,04     | 725,81                  | 27         | 2,29     | 275,18                   |
|             | 14:30 | 16             | 6,1      | 733,02                  | 27         | 2,2      | 264,37                   |
| 3           | 14:50 | 16             | 5,88     | 706,58                  | 36         | 1,1      | 132,18                   |
|             | 14:50 | 16             | 5,88     | 706,58                  | 36         | 1        | 120,17                   |
|             | 14:50 | 16             | 5,9      | 708,98                  | 36         | 1        | 120,17                   |
|             | 14:50 | 16             | 5,87     | 705,38                  | 36         | 0,99     | 118,97                   |
|             | 14:50 | 16             | 5,81     | 698,17                  | 36         | 0,93     | 111,76                   |
|             | 14:50 | 16             | 5,73     | 688,56                  | 36         | 0,94     | 112,96                   |
| 4           | 15:00 | 30             | 6,62     | 795,50                  | 21         | 2,62     | 314,84                   |
|             | 15:00 | 30             | 6,64     | 797,91                  | 21         | 2,48     | 298,01                   |
|             | 15:00 | 30             | 6,62     | 795,50                  | 21         | 2,57     | 308,83                   |
|             | 15:00 | 30             | 6,61     | 794,30                  | 21         | 2,55     | 306,43                   |
|             | 15:00 | 30             | 6,55     | 787,09                  | 21         | 2,38     | 286,00                   |
|             | 15:00 | 30             | 6,54     | 785,89                  | 21         | 2,36     | 283,59                   |

Fonte: Próprio autor

Logo após, utilizando a equação 5 e um sistema de duas equações com duas variáveis, foi possível estimar os valores de irradiância direta e difusa.

$$POA = DNI * \cos \theta + DHI$$

$$POA2 = DNI * \cos \theta2 + DHI$$

(5)

Onde  $\theta$  é o ângulo de incidência entre os raios do sol para uma superfície com orientação  $\gamma$  e inclinação  $\beta$ , podendo ser obtido através da equação 6.

$$\cos \theta = \cos \beta . \cos \delta . \cos \omega . \cos \phi + \cos \beta . \sin \delta . \sin \phi + \sin \beta . \sin \gamma . \cos \delta . \sin \omega + \sin \beta . \cos \gamma . \cos \delta . \cos \omega . \sin \phi + \sin \beta . \cos \gamma . \sin \delta . \cos \phi$$

(6)

Para esse estudo, os valores de ângulo de incidência utilizados foram obtidos através do código fonte pvlib.irradiance aplicado no Google Colab. Os valores da estimativa de irradiância direta e difusa são apresentados na tabela 4.

**Tabela 4** – Valores de irradiância global, direta e difusa encontrados através do método proposto.

| Hora  | Módulo 1 (Sol) |                         |                        | Módulo 2   |                          |                        | Método Proposto         |                         |                         |
|-------|----------------|-------------------------|------------------------|------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
|       | Ângulo (°)     | POA (W/m <sup>2</sup> ) | Ângulo de incidência 1 | Ângulo (°) | POA2 (W/m <sup>2</sup> ) | Ângulo de incidência 2 | DNI (W/m <sup>2</sup> ) | DHI (W/m <sup>2</sup> ) | GHI (W/m <sup>2</sup> ) |
| 14:10 | 14             | 700,57                  | 0,865633               | 24         | 402,56                   | 0,402866               | 643,98                  | 143,12                  | 613,35                  |
| 14:10 | 14             | 718,60                  | 0,865633               | 24         | 397,75                   | 0,402866               | 693,32                  | 118,44                  | 624,69                  |
| 14:10 | 14             | 733,02                  | 0,865633               | 24         | 407,37                   | 0,402866               | 703,71                  | 123,87                  | 637,70                  |
| 14:10 | 14             | 767,87                  | 0,865633               | 24         | 416,98                   | 0,402866               | 758,24                  | 111,51                  | 665,16                  |
| 14:10 | 14             | 763,06                  | 0,865633               | 24         | 420,58                   | 0,402866               | 740,06                  | 122,44                  | 662,82                  |
| 14:10 | 14             | 748,64                  | 0,865633               | 24         | 402,56                   | 0,402866               | 747,85                  | 101,28                  | 647,34                  |
| 14:30 | 16             | 747,44                  | 0,8407                 | 27         | 300,42                   | 0,278344               | 794,94                  | 79,15                   | 613,44                  |
| 14:30 | 16             | 740,23                  | 0,8407                 | 27         | 279,99                   | 0,278344               | 818,44                  | 52,18                   | 602,27                  |
| 14:30 | 16             | 727,01                  | 0,8407                 | 27         | 267,97                   | 0,278344               | 816,31                  | 40,76                   | 589,41                  |
| 14:30 | 16             | 722,20                  | 0,8407                 | 27         | 275,18                   | 0,278344               | 794,94                  | 53,92                   | 588,21                  |
| 14:30 | 16             | 725,81                  | 0,8407                 | 27         | 275,18                   | 0,278344               | 801,35                  | 52,13                   | 590,73                  |
| 14:30 | 16             | 733,02                  | 0,8407                 | 27         | 264,37                   | 0,278344               | 833,40                  | 32,39                   | 592,54                  |
| 14:50 | 16             | 706,58                  | 0,7945                 | 36         | 132,18                   | 0,048055               | 769,49                  | 95,21                   | 564,17                  |
| 14:50 | 16             | 706,58                  | 0,7945                 | 36         | 120,17                   | 0,048055               | 785,59                  | 82,42                   | 561,19                  |
| 14:50 | 16             | 708,98                  | 0,7945                 | 36         | 120,17                   | 0,048055               | 788,81                  | 82,26                   | 563,00                  |
| 14:50 | 16             | 705,38                  | 0,7945                 | 36         | 118,97                   | 0,048055               | 785,59                  | 81,21                   | 559,99                  |
| 14:50 | 16             | 698,17                  | 0,7945                 | 36         | 111,76                   | 0,048055               | 785,59                  | 74,00                   | 552,78                  |
| 14:50 | 16             | 688,56                  | 0,7945                 | 36         | 112,96                   | 0,048055               | 771,10                  | 75,90                   | 545,85                  |
| 15:00 | 30             | 795,50                  | 0,8895                 | 21         | 314,84                   | 0,258546               | 761,76                  | 117,89                  | 557,07                  |
| 15:00 | 30             | 797,91                  | 0,8895                 | 21         | 298,01                   | 0,258546               | 792,24                  | 93,18                   | 549,94                  |
| 15:00 | 30             | 795,50                  | 0,8895                 | 21         | 308,83                   | 0,258546               | 771,29                  | 109,42                  | 554,09                  |
| 15:00 | 30             | 794,30                  | 0,8895                 | 21         | 306,43                   | 0,258546               | 773,19                  | 106,52                  | 552,29                  |
| 15:00 | 30             | 787,09                  | 0,8895                 | 21         | 286,00                   | 0,258546               | 794,14                  | 80,68                   | 538,53                  |
| 15:00 | 30             | 785,89                  | 0,8895                 | 21         | 283,59                   | 0,258546               | 796,04                  | 77,78                   | 536,73                  |

Fonte: Próprio autor

#### 4.4 SIMULAÇÃO

A simulação computacional pode ser caracterizada como um “experimento virtual” que através de um modelo pré-definido, busca estimativas ou projeções de eventos. O uso dessa metodologia está associado ao contexto de descoberta e validação de dados e experimentos físicos, sendo uma ferramenta bastante útil, quando conhecidas as condições para realização das simulações, suas vantagens e limitações. Os dados obtidos através da simulação são de medições por satélite.

Durante este trabalho, foram realizadas simulações com intuito de estimar os valores das irradiâncias direta e difusa nas mesmas configurações do experimento físico, servindo assim de base para verificação dos resultados. As simulações foram realizadas utilizando a linguagem de programação Python

através da plataforma de pesquisas científicas do Google, o Colaboratory ou “Colab”.

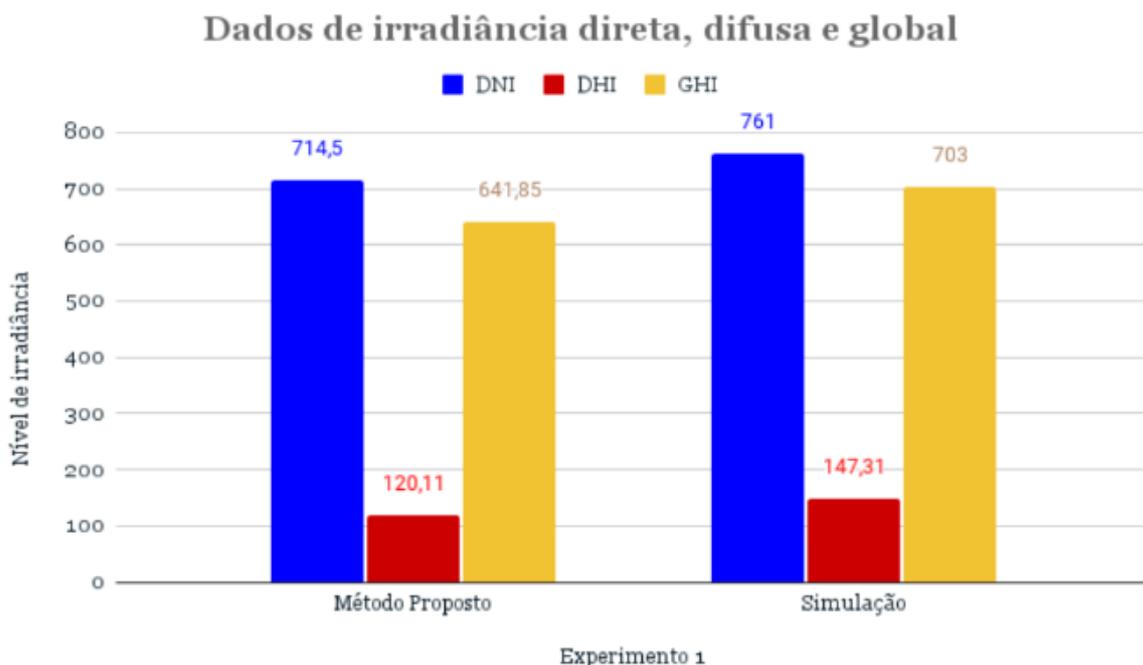
Os códigos utilizados para realização das simulações podem ser encontrados no Apêndice A.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, serão apresentados os resultados obtidos através das método proposto e simulação computacional. Os dados obtidos através da simulação serão usados como parâmetro para validação do método proposto neste trabalho. Os valores estimados para irradiância global, direta e difusa para as duas formas de obtenção de dados podem ser visualizados no Apêndice B.

O gráfico 1, apresenta a média dos valores de irradiância global “GHI”, direta “DNI” e difusa “DHI”, para as condições do experimento 1. Analisando o gráfico é possível perceber que para primeira configuração, o método proposto retornou valores menores para todos os tipos de irradiância quando comparado aos dados obtidos por simulação.

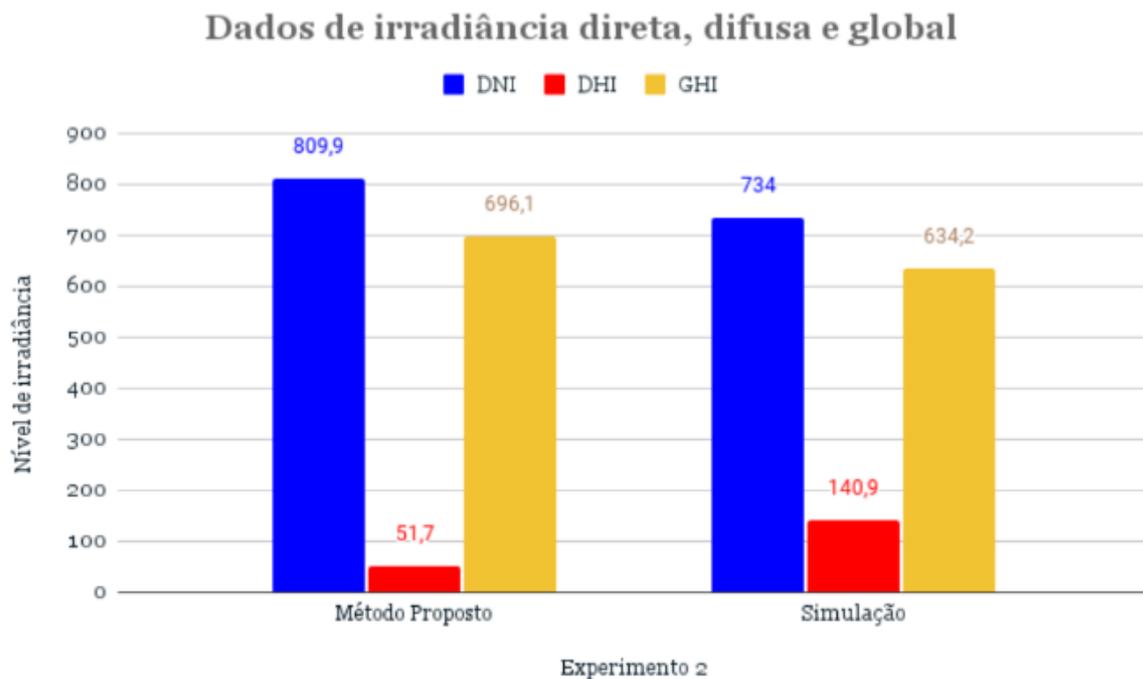
**Gráfico 1** – Comparação entre os experimentos na primeira configuração



Fonte: Próprio autor

O gráfico 2, apresenta a média dos valores de irradiância global “GHI”, direta “DNI” e difusa “DHI”, para as condições do experimento 2. Na segunda configuração de placas, o experimento físico apresentou altos índices de irradiância global e direta e baixo para irradiância difusa quando comparada a simulação.

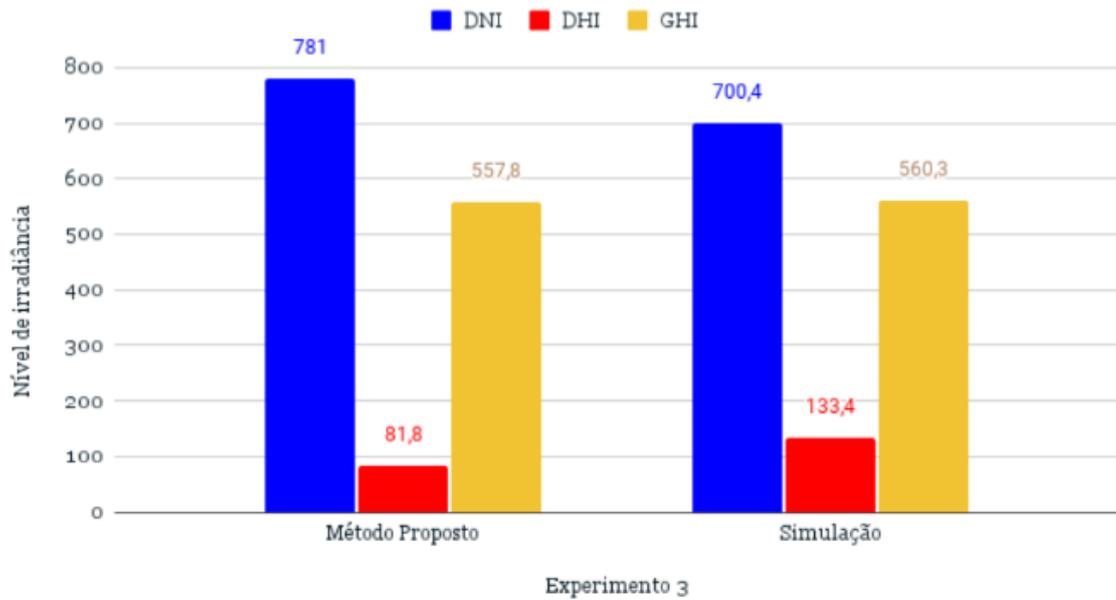
**Gráfico 2** – Comparação entre os experimentos na segunda configuração



Fonte: Próprio autor

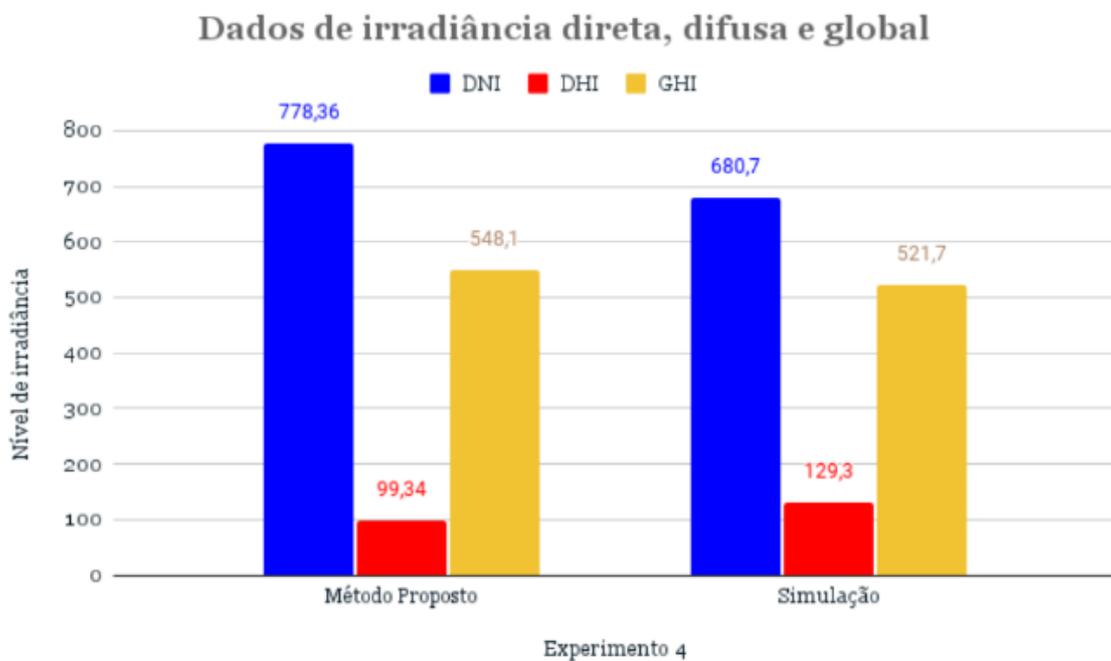
**Gráfico 3** – Comparação entre os experimentos na terceira configuração

### Dados de irradiância direta, difusa e global



No gráfico 3, é possível notar que os índices de irradiância global apresentam valores bastante próximos. Sendo que o experimento físico apresentou um maior valor de irradiância direta e a simulação um maior valor de irradiância difusa.

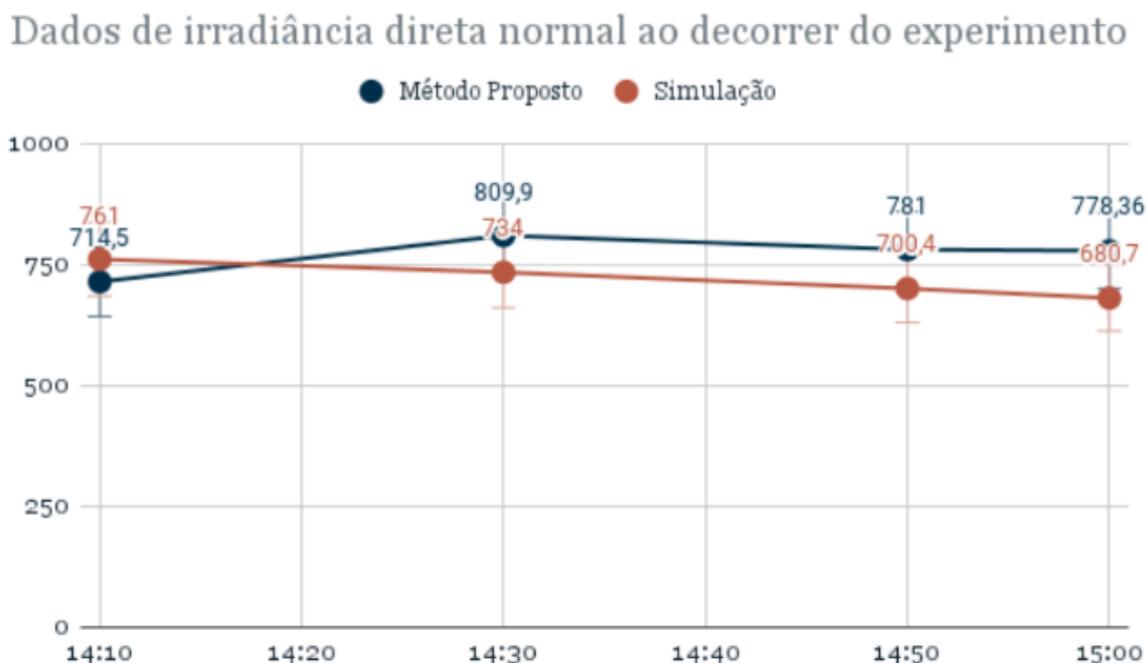
**Gráfico 4** – Comparação entre os experimentos na quarta configuração



Fonte: Próprio autor

Os resultados do último experimento são apresentados através do gráfico 4, com índices de irradiância dentro do esperado. O próximo passo foi analisar separadamente cada tipo de irradiância ao decorrer do experimento.

**Gráfico 5** – DNI Método Proposto X DNI Simulação



O gráfico 5, apresenta o comportamento dos dados de irradiância direta normal coletados ao decorrer do experimento. Analisando o gráfico, é possível notar uma condição no experimento 1 do método proposto fora do esperado pela simulação. Essa condição pode ser explicada pelo fato da simulação utilizar um modelo de céu claro que pode não ter ocorrido durante a captação de dados e devido as incertezas dos instrumentos utilizados durante o experimento. Os valores de irradiância direta normal diminuem ao decorrer do tempo durante a tarde, o que não acontece do primeiro para o segundo experimento, mas acontece durante o resto do experimento físico e durante a simulação.

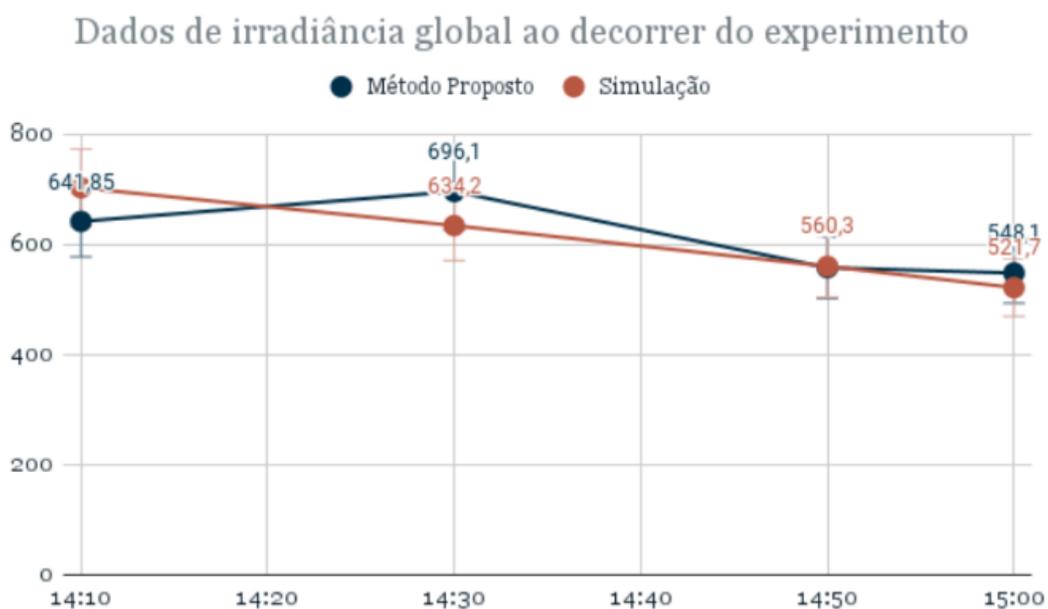
O gráfico 6 nos apresenta os valores de irradiância difusa ao longo do experimento. Podemos destacar neste gráfico a queda abrupta da irradiância difusa encontrada do primeiro para o segundo experimento e como os valores tendem a convergir com os da simulação em seguida.

**Gráfico 6** – DHI Método Proposto X DHI Simulação



Por fim, o gráfico 7 apresenta os dados de irradiância global ao longo do experimento. Podemos notar novamente a condição inesperada do experimento 1 volta a ser repetir para irradiância global.

**Gráfico 7** – GHI Método Proposto X GHI Simulação



Fonte: Próprio autor

Analisando os gráficos 5, 6 e 7, foi possível fazer algumas análises sobre os resultados alcançados. O comportamento esperado para os índices de irradiância é que haja um decaimento gradual durante a tarde em suas medições, como acontece nos valores retornados por simulação. Por sua vez, nos resultados obtidos através do método proposto, existe um acréscimo nos valores de irradiância direta e difusa do primeiro para o segundo experimento, que não é o comportamento esperado, porém pode ocorrer em experimentos a céu aberto e em simulações sem condições de céu claro.

## **6 CONCLUSÃO**

O presente trabalho apresenta um novo método de estimar a irradiância solar global, direta e difusa através do uso de células fotovoltaicas com diferentes ângulos de inclinação, com propósito de facilitar a obtenção de dados de irradiância solar em diversas regiões do Brasil.

Com os resultados obtidos através do método proposto e simulação foi possível concluir que o método apresentou bons resultados, tendo retornado valores próximos aos encontrados em simulação.

Apesar dos resultados serem coerentes com o esperado, alguns problemas tais como: Dados escassos sobre as placas fotovoltaicas utilizadas, sombreamento durante a medição, medições manuais com risco de incertezas e tema pouco estudado na literatura, podem ter influenciado na precisão dos resultados encontrados no estudo.

Para estudos futuros, sugere-se a automatização do método proposto com a utilização de um equipamento capaz de medir e armazenar os valores de corrente das placas fotovoltaicas, e que em seguida sejam enviados para um programa capaz de realizar os cálculos necessários para estimativa dos valores de irradiância global, direta e difusa da região.

O volume da produção energética através de painéis fotovoltaicos está diretamente relacionado a disponibilidade de radiação para um determinado local. Deste modo, dados sobre irradiância solar incidente, principalmente a

irradiância normal direta, são de suma importância para a análise da viabilidade econômica, dimensionamento e monitoramento de sistemas solares fotovoltaicos. Portanto, o método proposto neste trabalho pode ser um trunfo na obtenção de dados para monitoramento fotovoltaico em diversas localidades, principalmente no formato onde se utiliza dados obtidos de instalações vizinhas para estimar o que a instalação deveria estar gerando e assim identificar possíveis problemas na instalação fotovoltaica.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, Marliana de Oliveira Lage. **Energia solar: estudo da geração de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos on-gris e off-grid**. 2019. Monografia – Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade. 2019.

AN, Jingjing; YAN, Da; GUO, Siyue; GAO, Yan; PENG, Jinqing; HONG, Tianzhen. **An improved method for direct incident solar radiation calculation from hourly solar insolation data in building energy simulation**. 2020. Energy e Buildings p.227 (2020)

hourly solar insolation data in building energy simulation

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br>>. Acesso em: 11 Fev. 2022.

ARAÚJO, Ericka. **Instrumentação aplicada à medição da radiação solar**. CANAL SOLAR. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/instrumentacao-aplicada-a-medicao-da-radiacao-solar/>>. Acesso em: 19 Fev. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 10899:2013 Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia**. ABNT. 2013.

BERTRAND, Cédric; HOUSMANS, Caroline; LELOUX, Jonathan. **Solar Irradiation from the energy production of residential PV SYSTEM (SPIDER)**. Royal Meteorological Institute of Belgium and Universidad Politécnica de Madrid, Spain. 2017.

BLASZCZAK, Vinícius. **Análise de eficiência de painel fotovoltaico com sistema tracker seguidor solar**. 2017. TCC (Trabalho de Conclusão de Curso) – Engenharia Ambiental – Universidade Federal da Fronteira do Sul, Erechim, 2017.

CEPEL – CRESESB. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2021**. EPE – Rio de Janeiro. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Fontes de energia**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia>>. Acesso: 26 Fev. 2022

GÓIS, Breno Cruz de. **Medição da irradiância solar difusa utilizando o anel de sombreamento de Melo-Escobedo automatizado**. 2012. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2012.

Kintech Engineering. **Avaliação de Recurso Solar**. Disponível em: <[https://www.kintech-engineering.com/pdf\\_docs/PT\\_Solar\\_Measurement.pdf](https://www.kintech-engineering.com/pdf_docs/PT_Solar_Measurement.pdf)>. Acesso em: 12 Jan. 2022.

KINTECH ENGINEERING. **Calibrated Solar Cell**. KINTECH ENGINEERING. 2022. Disponível em: <<https://www.kintech-engineering.com/pt-br/catalogue/solar-pt/calibrated-solar-cell/>>. Acesso em: 25 Fev. 2022

LELOUX, Jonathan; NARVARTE, Lula F; MORETON, Rodrigo V; LORENZO, Eduardo P. **Método de generacion de datos de irradiación solar a partir de datos produccion energetica de instalaciones solares fotovoltaicas**. 2014. Patente de invención – Universidad Politécnica de Madrid, Madrid. 2014.

LIMA, João V. F; Gonçalves, Pedro H. S. A. **A influência do ângulo de inclinação na incidência de radiação solar em painéis fotovoltaicos**. 2018. Projeto de Graduação – Engenharia Mecânica – Universidade de Brasília, Brasília, 2018.

MAGARREIRO, Clarisse; FREITAS, Sara; BRITO, Miguel. C. **Radiação e energia solar**. Faculdade de Ciências de Universidade de Lisboa. Artigo geral, Vol. 39.

MATAVELLI, Augusto Cesar. **Energia solar: geração de energia elétrica utilizando células fotovoltaicas**. 2013. Monografia – Universidade de São Paulo, Lorena. 2013.

NASCIMENTO, Cassio Araújo do. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. Monografia – Universidade Federal de Lavras, Lavras – MG. 2004.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS – ONU. **População mundial deve chegar a 9,7 bilhões de pessoas em 2050**. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/83427-populacao-mundial-deve-chegar-97-bilhoes-de-pessoas-em-2050-diz-relatorio-da-onu>>. Acesso em: 12 Fev. 2022.

PORFIRIO, Anthony Carlos Silva. **Estimativa de irradiação solar direta normal mediante satélite: um estudo para o nordeste brasileiro**. 2012. Dissertação de Mestrado – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos. 2012.

PORFIRIO, Anthony Carlos Silva; CEBALLOS, Juan Carlos. **Um método de estimativa de irradiação solar direta normal a partir de imagens de satélite geoestacionários: resultados preliminares geoestacionários: resultados preliminares**. 2013. Anais XVI Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. 2013

PORTAL SOLAR. **Fontes de energia renováveis**. 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/fontes-de-energia-renovaveis.html>>. Acesso em: 11 jul. 2022.

Pvlib. **Irradiance aoi**. Disponível em <<https://pvlibpython.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.irradiance.aoi.html>>. Acesso em: 01 Fev. 2022.

SCOLAR, José; MARTINS, Dinival; ESCOBEDO, João. F. **Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal**. 2003. Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 21. 2003.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Medição do rendimento global de um sistema fotovoltaico isolado utilizando módulos de 32 células**. 2006. Dissertação de Mestrado – Universidade Nacional de Brasília, Brasília – DF. 2006. Disponível em: . Acesso em: 04 de Janeiro de 2022.

SILVA, Erick Oliveira. **Formulação matemática da curva característica da placa solar**. TCC (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia, Cruz das Almas. 2019.

SISTEMA DE ORGANIZAÇÃO DE DADOS AMBIENTAIS – SONDA. **Estações Sonda**. SONDA. 2022. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/infos/index.html>>. Acesso em: 05 ago. 2022.

TIBA, C. et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres**. Universidade Federal de Pernambuco, Recife. 2000.

TIRAPELLE, Guilherme A. H; MURA, Laís B; FRAZÃO, Lucas. **Análise da viabilidade técnica de painéis solares fotovoltaicos conectados à rede, com backup de energia, instalados em postos de combustíveis**. 2013. TCC (Trabalho de Conclusão de Curso) – Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica – ênfase em Eletrotécnica – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba. 2013.

WEBFISICA. **O que gera as estações do ano?**. WEBFISICA, 2020. Disponível em: <<https://webfisica.com/laravel/public/perguntas/o-que-gera-as-estacoes-do-ano>>. Acesso em: 14 mai. 2022.

## **ANEXO A – CÓDIGO UTILIZADO PARA OBTENÇÃO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA NA SIMULAÇÃO**

```
#importando bibliotecas pvlib
try:
    import pvlib
except ImportError:
    !pip install pvlib
    import pvlib

from pvlib import location
from pvlib import irradiance
import pandas as pd
from matplotlib import pyplot as plt
%matplotlib inline

# Utilizando Aracaju como referência
tz = 'America/Bahia'
lat, lon = -10.9283138, -37.10648,

# Criando um objeto de localização para lat, lon e fuso horário
aju = pvlib.location.Location(-10.9095, -37.0748, 'America/Bahia', 0,
                              'Aracaju')
site = location.Location(lat, lon, tz=tz)

-----

# Calcular a irradiância global horizontal "GHI" para céu claro e transpor
para o plano da matriz

# Definindo uma função para utilizar a sequência de operação em locais
diferentes

def get_irradiance(site_location, date, tilt, surface_azimuth):
```

```

# Criando o equivalente a um dia em intervalos de 60 minutos
times = pd.date_range(date, freq='10min', periods=6*24,
                      tz=site_location.tz)

# Gerar dados de céu claro usando o modelo Ineichen

# O método get_clearsky retorna um dataframe com valores para GHI,
DNI e DHI

clearsky = site_location.get_clearsky(times)

# Obtendo o azimute solar e zênite para passar para a função de
transposição

solar_position = site_location.get_solarposition(times=times)

# Usando a função get_total_irradiance para transpor o Irradiância
global "GHI" para o plano da matriz "POA"

POA_irradiance = irradiance.get_total_irradiance(
    surface_tilt=tilt,
    surface_azimuth=surface_azimuth,
    dni=clearsky['dni'],
    ghi=clearsky['ghi'],
    dhi=clearsky['dhi'],
    solar_zenith=solar_position['apparent_zenith'],
    solar_azimuth=solar_position['azimuth'])

AOI = irradiance.aoi(tilt, surface_azimuth,
solar_position['apparent_zenith'], solar_position['azimuth'])

# Retornando dataframe apenas com GHI e POA

return pd.DataFrame({'GHI': clearsky['ghi'],
                    'DNI': clearsky['dni'],
                    'DHI': clearsky['dhi'],
                    'POA': POA_irradiance['poa_global'],
                    'AZ': solar_position['apparent_zenith'],
                    'AOI': AOI})

```

```
-----  
-  
!pip install tables  
-----  
  
# Obtendo dados de irradiância, assumindo uma inclinação de 14° em relação  
a latitude e matriz voltada para o oeste  
  
summer_irradiancel = get_irradiance(site, '11-22-2021', 14, -90)  
  
# Converter índices de dataframe em horas: formato de minuto para  
facilitar a plotagem  
  
summer_irradiancel.index = summer_irradiancel.index.strftime("%H:%M")  
  
# Plotar GHI/POA/DNI/DHI  
  
fig, (ax1) = plt.subplots(1, sharey=True)  
summer_irradiancel['GHI'].plot(ax=ax1, label='GHI')  
summer_irradiancel['POA'].plot(ax=ax1, label='POA')  
summer_irradiancel['DNI'].plot(ax=ax1, label='DNI')  
summer_irradiancel['DHI'].plot(ax=ax1, label='DHI')  
ax1.set_xlabel('Hora do Dia (Primavera)')  
  
ax1.set_ylabel('Irradiância ($W/m^2$)')  
ax1.legend()  
  
plt.show()  
-----  
  
import pandas as pd  
pd.set_option('display.max_rows', None, 'display.max_columns', None )
```

```
-----  
print(summer_irradiance1)  
-----
```

```
# Obtendo dados de irradiância, assumindo uma inclinação de 24° em relação  
a latitude e matriz voltada para o leste
```

```
summer_irradiance2 = get_irradiance(site, '11-22-2021', 24, 90)
```

```
# Converter índices de dataframe em horas: formato de minuto para  
facilitar a plotagem
```

```
summer_irradiance2.index = summer_irradiance2.index.strftime("%H:%M")
```

## **ANEXO B – TABELA COMPLETA COM TODOS OS DADOS OBTIDOS DURANTE O ESTUDO**

| Experimento | Hora  | Irradiância Horizontal |     |     | Módulo 1 (50l) |      |        | Módulo 2               |        |      | Método Proposto |                        |        | Simulação |        |           |           |        |
|-------------|-------|------------------------|-----|-----|----------------|------|--------|------------------------|--------|------|-----------------|------------------------|--------|-----------|--------|-----------|-----------|--------|
|             |       | DNI                    | DHI | GHI | Ângulo         | Inc1 | POA    | Ângulo de incidência 1 | Ângulo | Inc2 | POA2            | Ângulo de incidência 2 | DNI    | DHI       | GHI    | DNI       | DHI       | GHI    |
| 0           | 14:00 | 907,99                 | 58  | 721 | 0°             | 6    | 721    | 0,85287                | 0°     | 6    | 721             | 0,85287                |        |           |        |           |           |        |
|             | 14:10 | 907,99                 | 57  | 720 | 14°            | 5,83 | 700,57 | 0,85593                | 24°    | 3,35 | 402,36          | 0,85287                | 643,98 | 145,12    | 613,35 | 761,02728 | 147,31749 | 703,01 |
|             | 14:10 | 903,88                 | 66  | 726 | 14°            | 5,98 | 718,60 | 0,85593                | 24°    | 3,31 | 397,75          | 0,85287                | 693,32 | 118,44    | 626,69 | 761,02728 | 147,31749 | 703,01 |
|             | 14:10 | 898,40                 | 74  | 730 | 14°            | 6,1  | 733,02 | 0,85593                | 24°    | 3,39 | 407,37          | 0,85287                | 703,71 | 123,87    | 637,70 | 761,02728 | 147,31749 | 703,01 |
|             | 14:10 | 903,88                 | 80  | 740 | 14°            | 6,39 | 767,87 | 0,85593                | 24°    | 3,47 | 416,98          | 0,85287                | 758,24 | 111,51    | 665,16 | 761,02728 | 147,31749 | 703,01 |
|             | 14:10 | 893,36                 | 70  | 721 | 14°            | 6,35 | 763,06 | 0,85593                | 24°    | 3,5  | 420,38          | 0,85287                | 740,06 | 122,44    | 662,82 | 761,02728 | 147,31749 | 703,01 |
| 1           | 14:10 | 901,14                 | 57  | 715 | 14°            | 6,23 | 748,64 | 0,85593                | 24°    | 3,35 | 402,36          | 0,85287                | 747,85 | 101,28    | 647,34 | 761,02728 | 147,31749 | 703,01 |
|             | 14:30 | 886,75                 | 64  | 660 | 16°            | 6,22 | 747,44 | 0,8407                 | 27°    | 2,5  | 300,42          | 0,27834                | 794,94 | 79,15     | 613,44 | 733,96368 | 140,89645 | 634,2  |
|             | 14:30 | 916,31                 | 54  | 670 | 16°            | 6,16 | 740,23 | 0,8407                 | 27°    | 2,33 | 279,99          | 0,27834                | 818,44 | 52,18     | 602,27 | 733,96368 | 140,89645 | 634,2  |
|             | 14:30 | 898,66                 | 51  | 655 | 16°            | 6,05 | 727,01 | 0,8407                 | 27°    | 2,23 | 267,97          | 0,27834                | 816,31 | 40,76     | 589,41 | 733,96368 | 140,89645 | 634,2  |
|             | 14:30 | 892,70                 | 53  | 653 | 16°            | 6,01 | 722,20 | 0,8407                 | 27°    | 2,29 | 275,18          | 0,27834                | 794,94 | 53,92     | 588,21 | 733,96368 | 140,89645 | 634,2  |
|             | 14:30 | 882,29                 | 52  | 645 | 16°            | 6,04 | 725,81 | 0,8407                 | 27°    | 2,29 | 275,18          | 0,27834                | 801,35 | 52,13     | 590,73 | 733,96368 | 140,89645 | 634,2  |
| 2           | 14:30 | 904,61                 | 50  | 658 | 16°            | 6,1  | 733,02 | 0,8407                 | 27°    | 2,2  | 264,37          | 0,27834                | 833,40 | 32,39     | 592,54 | 733,96368 | 140,89645 | 634,2  |
|             | 14:50 | 958,25                 | 44  | 628 | 16°            | 5,88 | 706,58 | 0,7945                 | 36°    | 1,1  | 132,18          | 0,04805                | 769,49 | 95,21     | 564,17 | 700,42935 | 133,43931 | 560,31 |
|             | 14:50 | 940,20                 | 44  | 617 | 16°            | 5,88 | 706,58 | 0,7945                 | 36°    | 1    | 120,17          | 0,04805                | 785,59 | 82,42     | 561,19 | 700,42935 | 133,43931 | 560,31 |
|             | 14:50 | 940,20                 | 44  | 617 | 16°            | 5,9  | 708,98 | 0,7945                 | 36°    | 1    | 120,17          | 0,04805                | 788,81 | 82,26     | 563,00 | 700,42935 | 133,43931 | 560,31 |
|             | 14:50 | 940,20                 | 44  | 617 | 16°            | 5,87 | 705,38 | 0,7945                 | 36°    | 0,99 | 118,97          | 0,04805                | 785,59 | 81,21     | 559,99 | 700,42935 | 133,43931 | 560,31 |
|             | 14:50 | 922,15                 | 48  | 610 | 16°            | 5,81 | 698,17 | 0,7945                 | 36°    | 0,93 | 111,76          | 0,04805                | 785,59 | 74,00     | 552,78 | 700,42935 | 133,43931 | 560,31 |
| 3           | 14:50 | 916,68                 | 48  | 603 | 16°            | 5,73 | 688,56 | 0,7945                 | 36°    | 0,94 | 112,96          | 0,04805                | 771,10 | 75,90     | 545,85 | 700,42935 | 133,43931 | 560,31 |
|             | 15:00 | 952,14                 | 47  | 596 | 30°            | 6,62 | 795,50 | 0,8895                 | 21°    | 2,62 | 316,84          | 0,25855                | 761,76 | 117,89    | 557,07 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |
|             | 15:00 | 967,83                 | 42  | 600 | 30°            | 6,64 | 797,91 | 0,8895                 | 21°    | 2,48 | 298,01          | 0,25855                | 792,24 | 93,18     | 549,94 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |
|             | 15:00 | 958,17                 | 43  | 596 | 30°            | 6,62 | 795,50 | 0,8895                 | 21°    | 2,57 | 308,83          | 0,25855                | 771,29 | 109,42    | 554,09 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |
|             | 15:00 | 957,44                 | 46  | 598 | 30°            | 6,61 | 794,30 | 0,8895                 | 21°    | 2,53 | 306,43          | 0,25855                | 773,19 | 106,52    | 552,29 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |
|             | 15:00 | 953,97                 | 40  | 590 | 30°            | 6,53 | 787,09 | 0,8895                 | 21°    | 2,38 | 286,00          | 0,25855                | 794,14 | 80,68     | 538,53 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |
| 4           | 15:00 | 950,50                 | 40  | 588 | 30°            | 6,54 | 785,89 | 0,8895                 | 21°    | 2,36 | 283,59          | 0,25855                | 796,04 | 77,78     | 536,73 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |
|             | 15:00 | 943,56                 | 41  | 585 | 30°            | 6,54 | 785,89 | 0,8895                 | 21°    | 2,55 | 306,43          | 0,25855                | 759,86 | 109,87    | 548,05 | 680,68211 | 129,2589  | 521,7  |

[← Post anterior](#)

---

## RevistaFT

A **RevistaFT** é uma **Revista Científica Eletrônica Multidisciplinar Indexada de Alto Impacto e Qualis “B2” em 2023**. Periodicidade mensal e de acesso livre. Leia gratuitamente todos os artigos e publique o seu também [clikando aqui](#).

## Contato

**Queremos te ouvir.**

**WhatsApp:** 11 98597-3405

**e-Mail:** [contato@revistaft.com.br](mailto:contato@revistaft.com.br)

**ISSN:** 1678-0817

**CNPJ:** 48.728.404/0001-22



Copyright © Editora Oston Ltda. 1996 - 2023

Rua José Linhares, 134 - Leblon | Rio de Janeiro-RJ | Brasil