



ROMEU WELBY PEREIRA PUGIN

**ESTUDO COMPARATIVO DE VIABILIDADE ECONÔMICA
ENTRE A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA
E A PRODUÇÃO AGRÍCOLA**

Maringá
2022

ROMEU WELBY PEREIRA PUGIN

**ESTUDO COMPARATIVO DE VIABILIDADE ECONÔMICA
ENTRE A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA
E A PRODUÇÃO AGRÍCOLA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação
em Bioenergia da Universidade Estadual de Maringá,
como requisito parcial ao título de Mestre em Bioenergia.

Orientador: Mauro Antônio da Silva Sa Ravagnani

Maringá
2022

ROMEU WELBY PEREIRA PUGIN

**ESTUDO COMPARATIVO DE VIABILIDADE ECONÔMICA
ENTRE A GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA
E A PRODUÇÃO AGRÍCOLA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Bioenergia da Universidade Estadual de Maringá, como requisito parcial ao título de Mestre em Bioenergia.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Mauro Antonio da Silva Sá Ravagnani
Presidente

Profa. Dra. Camila de Brito Miranda Faia
Membro Interno ao Programa

Profa. Dra. Carolina Borges de Carvalho
Membro Externo ao Programa

Prof. Dr. Daniel Tait Vareschini
Suplente Interno ao Programa

Prof. Dr. Leandro Vítor Pavão
Suplente Externo ao Programa

Maringá, _____, _____ de 2023.

Ao meu amigo Rogério Bonini Ruiz, pessoa a qual sou infinitamente grato por ter me ajudado a acabar com a distância e a saudade de minha família e, conseqüentemente, com a idealização deste trabalho.

PUGIN, Romeu Welby Pereira. **Estudo comparativo de viabilidade econômica entre a geração de energia solar fotovoltaica e a produção agrícola**. 2022. 68 f. Dissertação (Mestrado em Bioenergia) - Universidade Estadual de Maringá, Maringá 2022.

RESUMO

Neste trabalho foi desenvolvido um estudo de viabilidade econômica para a geração de energia solar fotovoltaica visando determinar a quantidade de energia elétrica possível de ser gerada a partir da energia solar fotovoltaica em uma área, considerando os investimentos iniciais relacionados ao projeto e aos demais gastos com materiais, mão de obra e manutenção. Estes resultados foram comparados com a produção agrícola nessa mesma área estabelecida, definindo um período considerado para a estimativa do retorno dos investimentos. Ainda, com relação ao processo de conversão da energia solar em energia elétrica, foi desenvolvido um estudo considerando diversos fatores que afetam o desempenho dos painéis fotovoltaicos, como as condições ambientais do sistema fotovoltaico, da instalação e fatores de custo, entre outros. Cada um desses fatores foi classificado em novas subcategorias, juntamente com os efeitos de redução ou aumento que podem causar no rendimento do sistema como irradiância solar, temperatura do módulo, acúmulo de poeira, sombreamento e tipos de sujeira. Outras características importantes também estudadas foram a relação entre corrente elétrica e tensão de saída (I-V) do painel, o inversor, a bateria, a eficiência e o material do painel, a estrutura atômica e a energia do intervalo de banda. Os fatores de instalação, as características dos cabos, o ângulo de inclinação dos módulos, os efeitos de incompatibilidade, os mecanismos fotovoltaicos fixos ou de rastreamento, bem como a escolha do tipo de controlador de carga, também foram considerados durante os cálculos do período de *payback*. Foram realizadas simulações físicas com o objetivo de quantificar alguns dos fatores citados, como degradações no painel fotovoltaico, resistências do painel, desempenho, manutenção, limpeza e dimensionamento do sistema. Os resultados do estudo realizado permitem discernir sobre os vários fatores que podem ter efeito sobre o desempenho dos painéis fotovoltaicos para diminuir os efeitos negativos de certos fatores e maximizar os efeitos positivos, de forma a melhorar o desempenho do sistema.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Interferências na geração de energia fotovoltaica; Rendimento em painéis fotovoltaicos; Fatores positivos e negativos na geração de energia fotovoltaica.

PUGIN, Romeu Welby Pereira. **Economical feasibility comparative study between photovoltaic energy Generation and agricultural production.** 2022. 68f. Dissertation (Master in Bioenergy) – Universidade Estadual de Maringá, Maringá 2022.

ABSTRACT

In this work, an economic feasibility study was developed for the generation of photovoltaic solar energy, aiming to determine the amount of electricity that can be generated from photovoltaic solar energy in an area, considering the initial investments related to the project and other expenses with materials, labor, and maintenance. These results were compared with agricultural production in the same established area, defining a period considered for estimating the return on investments. Regarding the process to convert solar energy into electric energy, a study was performed which considered several factors that affect photovoltaic panel performance in generating electric energy. These factors include environmental conditions, photovoltaic system, installation, cost factors, as well as other miscellaneous factors. Each of these factors is classified in new subcategories, together with the effects of reduction or increase that they can cause in the system yield. Solar irradiance, module temperature, dust accumulation, shade and types of dirt are some of the environmental conditions that have important effects. The I-V panel characteristics, the inverter, the battery, the efficiency of the panel material, the atomic structure and the energy of the band range are some factors of the photovoltaic system. As for the installation factors, the cable characteristics, the inclination angle, the effects of incompatibility, the fixed photovoltaic or tracking mechanisms, as well as the choice of the type of charge controller, are crucial to be considered. Regarding cost factors, the cables and the general system cost should be considered, especially during the calculation of the payback period. Other various factors affect system performance, such as photovoltaic panel degradation, panel resistances, performance ratios, maintenance, cleaning, and system dimensions. Physical simulations will also be presented, the objective of which is to quantify only some of the aforementioned factors, due to lab and resource restrictions, for a better understanding of the topic. The study should help professionals and researchers to have a comprehensive overview of the factors that can have an effect on photovoltaic panel performance. In addition, researchers can develop this study by researching new ways to minimize the negative effects of certain factors, or maximize the positive effects, in order to improve system performance. Likewise, professionals in the photovoltaic market can introduce new methodologies that can be implemented to prevent the effect of factors that negatively affect the performance of photovoltaic panels.

Keywords: Performance of photovoltaic panels. Photovoltaic power generation system. Environmental conditions influence. Cost factors. Solar irradiance. Module temperature. Characteristics of the photovoltaic panel.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Variação da posição do sol no céu.....	15
Figura 2 -	Eficiência x temperatura do módulo PV.....	18
Figura 3 -	Seguidores de um eixo e dois eixos de rotação respectivamente.....	27
Figura 4 -	Número de instalações conectadas à rede.....	31
Figura 5 -	Preço para o cliente final em R\$/Wp.....	31
Figura 6 -	Perda de Potência devido a células quebradas.....	33
Figura 7 -	Perdas Shunt na curva característica de painéis PV.....	35
Figura 8 -	Protótipo de Estudos criado pelo autor (teórico e real).....	38
Figura 9 -	Carga resistiva utilizada no experimento.....	39
Figura 10 -	Multímetro FLUKE 187.....	40
Figura 11 -	Alicate amperímetro PROVA 11.....	40
Figura 12 -	Termo-higrômetro HOMIS.....	40
Figura 13 -	Medidor de temperatura.....	40
Figura 14 -	Perfis para valores ótimos e desejabilidade.....	43
Figura 15 -	Superfície ajustada: Potência versus Intensidade Solar e Temperatura Ambiente, com valores fixos da Inclinação do Sol e Posição da Terra.....	44
Figura 16 -	Superfície ajustada: Potência versus Posição do Sol e Inclinação da Terra, com Temperatura e Intensidade Solar fixos.....	45
Figura 17 -	Protótipo na condição inicial.....	47
Figura 18 -	Folha de papel simulando sombreamento na placa.....	47
Figura 19 -	Folhas depositadas simulando sujeira.....	48
Figura 20 -	Simulação de deposição de poeira.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Evolução da geração distribuída no Brasil.....	30
Tabela 2 - Variáveis de estudo	41
Tabela 3 - Resultados de potência ótima.....	46
Tabela 4 - Comparação entre valores na condição inicial e com sombreamento.....	48
Tabela 5 - Comparação entre valores na condição inicial e com sujeira.....	48
Tabela 6 - Comparação entre valores na condição inicial e com poeira	49
Tabela 7 - Custos operacionais e fixos para a produção de soja	52
Tabela 8 - Custos operacionais e fixos para a produção de milho	53
Tabela 9 - Custos operacionais e fixos para a produção de trigo	54
Tabela 10 - Cálculo do lucro por hectare por ano (soja/milho).....	55
Tabela 11 - Cálculo do lucro por hectare por ano (soja/trigo)	55
Tabela 12 - Comparativo econômico entre as atividades de Geração FV e o plantio de culturas	55

LISTA DE QUADROS

Quadro 1- Degradação dos módulos	33
Quadro 2 – Sistema de geração compartilhada por meio de cooperativa para um sistema de 1MW de potência, na região norte do Paraná	51

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1	17
Equação 2	25
Equação 3	34
Equação 4	36
Equação 5	44
Equação 6	45

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	OBJETIVOS	12
2	REVISÃO DA LITERATURA	14
2.1	FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	14
2.1.1	Fatores Ambientais.....	14
2.1.1.1	Irradiância ou radiação solar	15
2.1.1.2	Temperatura do módulo	16
2.1.1.3	Acúmulo de poeira	18
2.1.1.4	Sombreamento.....	19
2.1.1.5	Sujeira nos painéis fotovoltaicos.....	20
2.1.2	Fatores do Sistema Fotovoltaico	20
2.1.2.1	Características I-V do painel FV	21
2.1.2.2	Eficiência do inversor.....	21
2.1.2.3	Eficiência da bateria	22
2.1.3	Estrutura do Painel FV	22
2.1.3.1	Material FV	23
2.1.3.2	Estrutura atômica do painel FV	23
2.1.3.3	Energia de <i>Band gap</i>	24
2.1.3.4	Eficiência do painel FV	24
2.1.4	Fatores de Instalação do Sistema FV	24
2.1.4.1	Características do cabo	24
2.1.4.2	Ângulo de inclinação ou orientação dos painéis fotovoltaicos	25
2.1.4.3	Efeitos incompatíveis	26
2.1.4.4	Mecanismo fixo ou de rastreamento	26
2.1.5	Rastreador de ponto de máxima potência (<i>Maximum power point tracker</i>)	27
2.2	CUSTOS DO SISTEMA FV	28
2.3	FATORES DIVERSOS.....	31
2.4	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTALADO	36
3	MATERIAIS E MÉTODOS	36
3.1	VARIÁVEIS DO DELINEAMENTO EXPERIMENTAL	37

4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	43
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	50
6	REFERÊNCIAS	53

1 INTRODUÇÃO

O consumo global de energia tem crescido continuamente nas últimas décadas. Os recursos de combustíveis fósseis estão diminuindo enquanto o consumo mundial de energia aumenta consideravelmente. Não só isso, mas também o consumo de combustíveis fósseis causa poluição. Uma solução considerada para o problema de energia é a utilização de energias renováveis (MEHRTASH *et al.*, 2012).

Uma das formas de energia sustentável e alternativa é a energia renovável que se tornou bastante utilizada no mundo de hoje devido a vários fatores, incluindo: o esgotamento dos combustíveis fósseis, bem como as emissões associadas ao uso desses combustíveis (DAVID, 2020; KAKOI *et al.*, 1988).

Existem várias fontes de energias renováveis como: solar, eólica, hídrica, geotérmica, biomassa, entre outras. Uma das energias renováveis mais importantes é a energia solar. A energia do sol tem sido usada para fornecer eletricidade por muitos anos (JAYAKUMAR, 2009), está disponível em abundância na maior parte do mundo e pode ser transformada em uma forma útil de energia, que é a eletricidade, por meio de painéis fotovoltaicos (FV).

Uma célula FV de silício típica é uma pastilha fina, geralmente quadrada ou retangular, consistindo em uma camada muito fina de silício dopado com fósforo (tipo N) no topo de uma camada mais espessa de boro dopado (tipo p). Os materiais mais comumente usados a partir dos quais os painéis fotovoltaicos são fabricados são silício monocristalino e policristalino.

Há um campo elétrico intrínseco nos painéis fotovoltaicos, pois eles contêm junções entre diferentes materiais. Essas junções seguem um determinado comportamento, uma vez que o painel absorve fótons do sol que têm uma energia maior do que a energia do *gap* do material semicondutor dos painéis. Uma vez que esses fótons são absorvidos, os elétrons são liberados e mobilizados da banda de valência para a banda de condução que cria pares elétron-buraco. Devido a esses pares, a energia é gerada pelo fluxo dos pares de buracos de elétrons em direções opostas através da junção (DZIMANO, 2008).

A quantidade de corrente e energia gerada por uma célula fotovoltaica depende de vários fatores, alguns dos quais são externos ou ambientais, outros são internos ao próprio sistema fotovoltaico e outros fatores diversos.

Como a energia renovável, especialmente a energia solar, é uma das fontes mais amplamente utilizadas mundialmente, muitos pesquisadores contribuíram em diferentes estudos, resultando em diversos resultados sobre os fatores que afetam a eficiência dos painéis fotovoltaicos. Dentre esses estudos, os temas mais relevantes e de maior abordagem nos artigos

científicos são:

- Irradiância solar;
- Iluminação artificial;
- Temperatura do módulo (também chamado de placa ou painel);
- Poeira;
- Sombreamento;
- Sujeira;
- Características I-V do módulo;
- Inversor;
- Baterias;
- Material do módulo;
- Estrutura atômica do módulo;
- Energia do intervalo de banda (*band gap energy*);
- Cabeamento;
- Efeitos de incompatibilidade;
- Efeito do ângulo de incidência dos raios solares;

Atualmente, a utilização de placas solares vem sendo bastante difundida no país, porém, ainda existe uma parte da população que apresenta dúvidas quanto a sua eficiência e viabilidade. Dito isso, é notável a necessidade de estudos que comprovem a eficiência e a economia proporcionada pela utilização de painéis fotovoltaicos.

1.1 OBJETIVOS

As contribuições deste estudo são três: primeiro, aglutinar a parte teórica de todos os temas relacionados à eficiência da produção de energia fotovoltaica, segundo, realizar um procedimento experimental que englobe os seguintes temas:

- Iluminação artificial (simulando a irradiância solar);
- Temperatura do módulo (também chamado de placa ou painel);
- Poeira;
- Sombreamento;
- Sujeira;
- Efeito do ângulo de incidência.

Terceiro, apresentar um comparativo de viabilidade econômica entre a geração de energia solar fotovoltaica e a produção agrícola em uma determinada área, por um certo período. A ideia deste trabalho é apresentar aos leitores quanto de energia fotovoltaica é possível se gerar em uma área, considerando os investimentos iniciais relacionados à projeto e demais gastos com materiais, mão de obra e manutenção e compararmos essa atividade com a produção agrícola nessa mesma área estabelecida. Definiu-se um período levando em consideração o retorno dos investimentos e, posteriormente, a verificação de qual atividade é mais rentável.

Este estudo não só apresenta todos os fatores que influenciam a geração de energia FV, mas também busca quantificar o efeito de cada fator no desempenho dos painéis FV. Além disso, este trabalho considera alguns dos fatores que foram negligenciados em alguns estudos, como custo do sistema, quebra do vidro, resistência característica do painel fotovoltaico, resistência *shunt* e dimensionamento do sistema.

Este trabalho divide os fatores influenciadores de rendimento dos painéis FV em categorias que são:

- fatores ambientais (externos);
- fatores do sistema fotovoltaico (interno);
- fatores de instalação do sistema fotovoltaico (operacional);
- fatores de custo do sistema fotovoltaico (econômico);
- outros fatores diversos.

Este estudo inclusivo e categorizado pode ajudar tanto profissionais do mercado fotovoltaico quanto pesquisadores, eliminando as dificuldades de pesquisa de vários artigos para se obter uma ideia geral sobre os fatores que afetam o desempenho dos painéis fotovoltaicos.

Os pesquisadores podem investigar e quantificar as perdas percentuais devido a muitos fatores ambientais ou do sistema e isso pode levar a estudos adicionais sobre como melhorar o efeito negativo que esses fatores têm no desempenho dos painéis FV. Por outro lado, os profissionais do mercado podem construir modelos experimentais que podem reduzir o efeito dos fatores negativos sobre o desempenho dos painéis FV, como sistemas de limpeza, planos de redução de custos, planos de manutenção, melhoria na eficiência de componentes, como inversores e baterias e outras práticas que levem em consideração os fatores mencionados neste estudo.

O trabalho está dividido em 5 seções, sendo a primeira seção a introdução e objetivos,

a seção 2 apresenta a revisão da literatura, a seção 3 apresenta os materiais e métodos utilizados, a seção 4 os resultados e discussões e a seção 5 apresenta as considerações finais.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Os artigos consultados e citados no presente trabalho discutem e apresentam problemas que são comumente enfrentados por profissionais do mercado FV e pesquisadores em relação aos painéis fotovoltaicos ao longo dos anos. Isso ajudou a criar uma revisão que pode incluir fatores eficazes e também problemas comumente enfrentados. Além disso, alguns dos artigos usados neste estudo são artigos de revisão que fornecem uma visão mais ampla e um escopo mais abrangente dos fatores que afetam o desempenho dos painéis fotovoltaicos. Assim, foi proposta uma forma de classificação para os fatores em 5 categorias principais, que são: influências ambientais, influências do sistema fotovoltaico, fatores de instalação fotovoltaicos, questões de custo do sistema fotovoltaico e, finalmente, a categoria de fatores diversos.

Essas categorias, obtidas a partir dos artigos escolhidos, são propostas devido à sua relevância para as tendências de pesquisa atuais: além de sua cobertura de áreas ambientais, econômicas, técnicas e sustentáveis, de interesse para todo o meio acadêmico. Os artigos em estudo foram escolhidos por serem os mais relevantes para a integração dos fatores mais efetivos e comuns do total de artigos pesquisados.

Diante do exposto, o objetivo deste trabalho de pesquisa é apresentar uma revisão integrada sobre todos os fatores mencionados, estudar a influência de cada fator no desempenho e operação de sistemas fotovoltaicos e realizar um estudo comparativo de quanto se pode gerar de energia em uma determinada área comparada à produção agrícola nessa mesma área.

2.1 FATORES QUE INFLUENCIAM O DESEMPENHO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Vários fatores afetam a operação dos sistemas fotovoltaicos e a energia gerada a partir deles. Esses fatores são classificados neste trabalho como: Fatores ambientais, fatores do sistema fotovoltaico, fatores de instalação, fatores de custo e fatores diversos e cada um será discutido separadamente junto com seus subfatores.

2.1.1 Fatores Ambientais

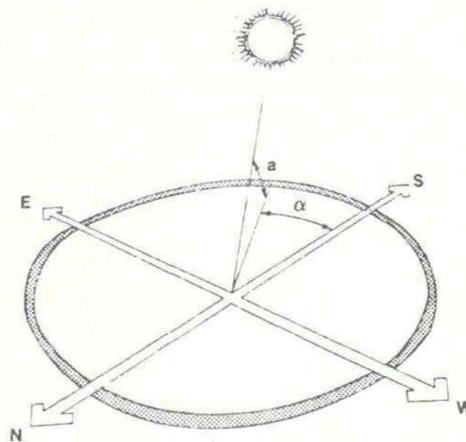
Diversos fatores ambientais afetam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, tais como: irradiância solar, temperatura, poeira, sombras e acúmulo de sujeira. Cada um desses fatores é discutido separadamente nesta seção.

2.1.1.1 Irradiância ou radiação solar

A quantidade de energia proveniente de fonte solar por unidade de área é conhecida como irradiância (JAYAKUMAR, 2009). A energia produzida por um módulo fotovoltaico está diretamente relacionada à disponibilidade de energia solar e, como resultado, é dependente do local (KING; BOYSON; KRATOCHVIL, 2002; MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2007). A irradiação geralmente varia de acordo com o clima e a localização do sol no céu. Relativamente, a posição do sol muda ao longo do dia para um observador posicionado na terra devido ao movimento de rotação terrestre.

Essa mudança de posição ocorre ao longo do dia devido às mudanças na altitude do sol em relação a um observador na terra, que é o ângulo entre os raios solares e o plano horizontal terrestre, e o ângulo de azimute, que é o ângulo entre o norte verdadeiro e a projeção dos raios solares no horizontal no céu (JAYAKUMAR, 2009).

Figura 1: Variação da posição do sol no céu



a – Altitude solar ou ângulo de elevação

α – Ângulo de azimute

Fonte: JAYAKUMAR, 2009

A irradiação solar incidindo sobre uma superfície consiste em radiações diretas, difusas e refletidas. A maior fração da irradiação solar é o componente direto. Entretanto, tanto a radiação difusa quanto a refletida devem ser levadas em consideração durante a análise da operação do sistema. A irradiação solar em módulos fotovoltaicos varia com a posição do módulo (placas). A máxima irradiação solar ocorre quando os módulos são perpendiculares à radiação direta (MEHRTASH, 2012). Alguns estudos mostraram que ocorre perda de 0,08%

para cada grau de desvio em relação ao sul, principalmente na orientação azimutal (ΖΩΓΟΥ, 2011). Conforme a irradiância solar aumenta, a saída de energia elétrica do painel FV também aumenta (GARDAS; TENDOLKAR, 2012). A relação entre a corrente do módulo e a irradiância solar é aproximadamente linear. À medida que a irradiância solar aumenta a corrente do módulo também aumenta (HAMROUNI; JRAIDI; CHÉRIF, 2008; SALIM; NAJIM; SALIH, 2013).

Assim, com base na literatura, o efeito da irradiância solar no desempenho do painel fotovoltaico é uma relação aproximadamente linear entre a corrente do módulo e o valor da irradiância.

É comum encontrarmos artigos cuja fonte de luz utilizada para desenvolver um estudo fotovoltaico é a luz artificial. Afsar *et al.* (2012), traz uma nova abordagem de avaliação da performance de sistemas fotovoltaicos sob iluminação artificial.

Chadel *et al.* (2017), apresentou a influência da radiação e da temperatura no desempenho de um painel fotovoltaico de uma tecnologia monocristalina de silício padrão. Seu estudo fornece desempenho e potencial de produção de energia de um módulo fotovoltaico determinado em termos da distribuição espectral quando a iluminação é fornecida por uma lâmpada halógena e os compara com as medições feitas com iluminação sob luz solar.

O rápido desenvolvimento da tecnologia de energia solar não pode ser separado do importante papel da pesquisa realizada em todos os aspectos relacionados à produção de energia FV. As limitações de se realizar experimentos ao ar livre podem ser superadas executando experimentos em ambientes internos usando um simulador solar. As condições de controle do ambiente interno com simulador solar permitem maior grau de liberdade para controlar as condições estabelecidas nos testes e procedimentos. Quando comparado ao teste externo, um importante componente do simulador solar é a fonte de luz que substitui luz solar. Várias fontes de luz têm sido usadas para uma ampla gama de simulador solar, como xenônio, mercúrio, halogênio, LED, combinação dessas fontes de luz e assim por diante, com base nas aplicações de requisitos específicos e outras considerações (ESEN; SAGLAM; ORAL, 2017).

2.1.1.2 Temperatura do módulo

Uma célula FV converte uma pequena porção, aproximadamente menos de 20%, da irradiância em energia elétrica, enquanto o restante é convertido em calor. O superaquecimento do módulo ocorre, principalmente, devido à radiação solar excessiva e altas temperaturas ambientes (ABD-ELHADY; FOUAD; KHALIL, 2016; MOHARRAM *et al.*, 2013). A temperatura do módulo é um parâmetro que tem grande influência no comportamento de um

sistema fotovoltaico, pois afeta muito a eficiência do sistema e a produção de energia. O principal efeito do aumento da temperatura da célula é na tensão de circuito aberto que diminui linearmente com o aumento da temperatura da célula. A tensão da célula diminui em aproximadamente 2,2 mV para cada incremento de 1 ° C na temperatura de operação e, portanto, a eficiência cai em cerca de 0,5% para células FV cristalinas (GARDAS, TENDOLKAR, 2012; MERAL; DINÇER, 2011; TRIPANAGNOSTOPOULOS *et al.*, 2002). Para módulos cristalinos, um fator de redução de temperatura típico é 89%. Portanto, se tomarmos um módulo de 100 W como exemplo, ele operará normalmente a cerca de 89 W ($100 \times 0,89 = 89$ W) (ENDECON ENGENHARIA, 2001).

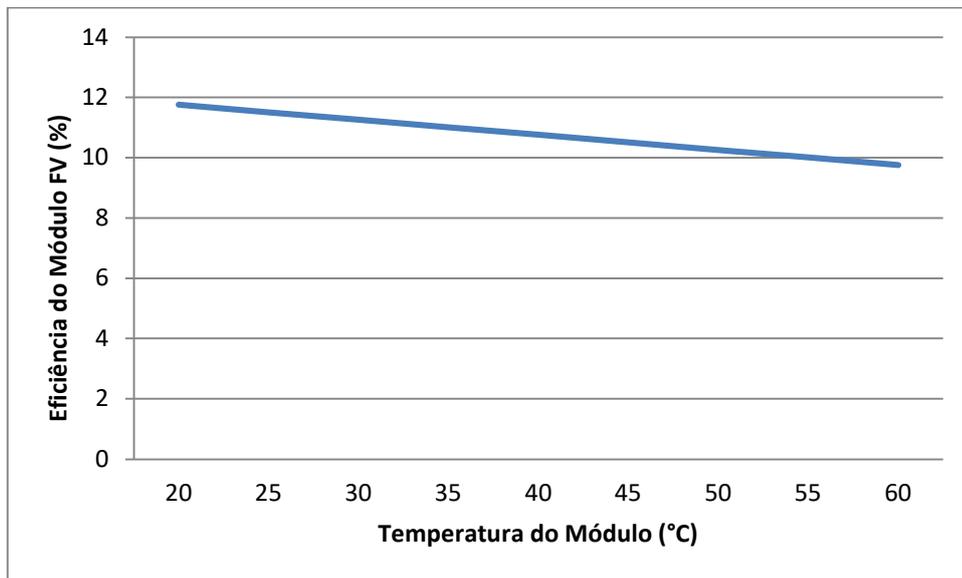
Existem algumas correlações propostas na literatura que expressam a temperatura do módulo em função de variáveis, como as variáveis meteorológicas (depende da localização), principalmente a temperatura ambiente, a velocidade do vento local, bem como a incidência solar ou de irradiância na superfície do arranjo. A temperatura depende do material e das propriedades do sistema, como a transmitância da cobertura de vidro, a absorbância da placa e outros fatores. O efeito da temperatura no desempenho do módulo é refletido, principalmente, na tensão de circuito aberto e no fator de preenchimento (medida de quanta resistência em série e quão pouca resistência de shunt existe em uma célula solar e seu circuito), que diminuem substancialmente com a temperatura (KRAUTER, 2004; ZONDAG, 2008). O efeito da temperatura operacional na energia elétrica produzida por um módulo FV pode ser atribuído à influência da temperatura na corrente (I), e na tensão (V), já que a potência máxima é mostrada na Equação (1) abaixo (DUBEY; SARVAIYA; SESHADRI, 2013; SKOPLAKI; BOUDOUVIS; PALYVOS, 2008).

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} = V_{CA} \times I_{CC} \quad (1)$$

A temperatura específica de operação nominal ou *Nominal Operating Specific Temperature* – NOST é definida como uma temperatura específica do módulo operando no ponto de potência máxima, com 800 W / m² de irradiância e 20°C de temperatura ambiente. O valor de NOST é estabelecido a partir do conjunto completo de dados medidos traçando as diferenças de temperatura do módulo e temperatura ambiente em relação à irradiância. Uma análise de sensibilidade mostrou uma variação de energia de -1,5% por aumento de 5 ° C no NOST (em, 2010; GARCIA; BALENZATEGUI, 2004; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2005; KENNY *et al.*, 2003; SKOPLAKI; BOUDOUVIS; PALYVOS, 2008). Um parâmetro importante que determina a perda de

potência devido ao aumento da temperatura é o coeficiente de temperatura da potência (a taxa de variação da potência em relação à temperatura) (KING, 1997). Por exemplo, coeficientes de temperatura de energia típicos para painéis PV monocristalinos estão entre 0,38% e 0,45% / °C (SUNTECH, 20^a1a, 2021b, 2021c, 2021d), o que significa que para cada aumento de temperatura de 1 °C, há de 0,38% a 0,45% de perda de energia. A partir disso, pode-se concluir que existe uma faixa de perdas percentuais de potência devido ao aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 1.

Figura 2 – Eficiência x temperatura do módulo PV



Fonte: Adaptado pelo autor de Meral e Dinçer (2011).

2.1.1.3 Acúmulo de poeira

Parte da luz solar pode ser bloqueada do módulo fotovoltaico devido à presença de sujeira ou poeira, o que causa perdas consideráveis na energia gerada, uma vez que a irradiância solar está espalhada na superfície do painel solar (MAGHAMÍ *et al.*, 2016; MERAL; DINÇER, 2011; SAIDAN *et al.*, 2016; ZAIHIDEE *et al.*, 2016). Um fator de redução de poeira anual típico é 93%. Portanto, se tomarmos um módulo de 100 W como exemplo, ele operará normalmente a cerca de 93 W ($100 \times 0,93 = 93$ W) devido ao acúmulo de sujeira (COSTA; DINIZ; KAZMERSKI, 2016; MERAL; DINÇER, 2011). El-Shobokshy e Hussein (19^a3a, 1993b), mostraram que uma deposição de 73 g/m² de pó de cimento resultou em uma queda de 80% na tensão de curto-circuito fotovoltaico. Além disso, a poeira atmosférica com diâmetro médio de 80 µm a 250 g/m² foi testada e verificou-se a capacidade de redução da corrente de curto-circuito em 82%.

Mastekbayeva e Kumar (2003) mostraram em outro estudo que uma redução de 11% na transmissão da luz foi estimada para uma deposição de poeira de 5 g/m² ao longo de um mês. Hassan *et al.* (2005) investigaram o efeito da concentração de poeira suspensa no ar no desempenho do painel fotovoltaico e obtiveram os valores de diminuição na eficiência de 33,5% para uma exposição de 1 mês e 65,8% para uma exposição de 6 meses (MANI; PILLAI, 2010). Em um estudo de Zaihidee *et al.* (2016), um acúmulo de 20 g/m² de poeira no painel fotovoltaico reduziu a corrente de curto-circuito em 15 a 21%, a tensão de circuito aberto em 2 a 6% e a eficiência em 15 a 35%. Ζώγος (2011) mostrou que, na Grécia, um fator anual típico de redução de poeira é de 93%. Assim, pode-se concluir que a deposição de poeira é específica do clima do local e, portanto, sua quantidade depende das características da região em que se encontra, do tipo de poeira e de vários outros fatores.

2.1.1.4 Sombreamento

A potência de saída dos painéis fotovoltaicos é reduzida devido ao efeito de sombra (KAWAMURA *et al.*, 2003; MAGHAMI, 2016). Não apenas as sombras afetam o fluxo de corrente nas células sombreadas, mas também afetam o fluxo de corrente em todo o painel, já que normalmente as células são conectadas e ligadas em série. As sombras podem ser causadas por postes, árvores e edifícios e também podem ser causadas pelas estruturas de montagem do módulo em outras estruturas. Folhas, pássaros e excrementos de pássaros que podem cair diretamente sobre os módulos também podem causar sombreamento. Vários esquemas de interconexão são propostos para reduzir as perdas causadas por sombreamento parcial (LOUIS JUNIOR *et al.*, 2016; VERMA; SINGHAL, 2015). Em um dos estudos, Quaschnig e Hanitsch (1996) mostraram que a perda de desempenho foi de 70%, embora apenas 2% da área do módulo esteja sombreada. Viitanen (2015) mostrou que se 5–10% do sistema estiver sombreado, a saída de energia pode ser reduzida em mais de 80%. Em um estudo conduzido por Alonso-Garcia, Ruiz e Chenlo (2006), diferentes perdas de potência foram notadas, para a mesma quantidade de sombreamento, apenas variando as características da célula que está sombreada. Os valores encontrados de perdas devido ao sombreamento variam. Assim, essa quantificação depende da altura dos obstáculos próximos, de sombras cruzadas de outros painéis, da porcentagem de células sombreadas, bem como do material da célula e da conexão entre os painéis.

2.1.1.5 Sujeira nos painéis fotovoltaicos

O acúmulo de poeira pode causar sujeira nos painéis solares. Na maioria dos casos, as superfícies dos painéis são lavadas pela chuva. Entretanto, às vezes a sujeira pode permanecer mesmo após chuvas fortes. A parte mais crítica de um módulo é a borda inferior, especialmente com baixas inclinações, onde ocorre acúmulo de sujeira na borda da estrutura. Esta sujeira acumulada causa sombreamento das células e, portanto, reduz a potência disponível de um módulo geralmente na faixa de 1%. Entretanto, a energia é restaurada se os módulos forem limpos (COSTA; DINIZ; KAZMERSKI, 2016; MAGHAMI *et al.*, 2016; VERMA, SINGHAL, 2015).

Miller e Jackson (2009) conduziram um estudo controlado de perdas de sujeira em três sistemas idênticos em um parque de escritórios comerciais em Los Angeles e mostraram que as perdas anuais do sistema devido aos efeitos de sujeira são de quase 5% e, portanto, o efeito da sujeira varia de acordo com a localização e a taxa de limpeza do painel. O sombreamento devido à sujeira é dividido em duas categorias, que são sombreamento suave, como a poluição do ar, e sombreamento forte, quando a poeira se acumula e bloqueia a luz solar (MAGHAMI *et al.*, 2016).

A relação entre as perdas de energia fotovoltaica e a massa de sujeira foi profundamente investigada, onde alguns estudos (BROWN; NARUM; JING, 2012; SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013; SAYYAH; HORENSTEIN; MAZUMDER, 2014) mostraram uma relação proporcional linear entre as duas variáveis. Por outro lado, outros estudos (AL-HASAN; GHONEIM, 2005; EL-SHOBOKSHY; HUSSEIN, 1993) mostraram que quando novas partículas de poeira se acomodam sobre as existentes, a massa de sujeira aumenta e, portanto, a superfície fica muito suja mas não causa ainda mais obstrução à luz.

A relação entre a massa de sujeira e as perdas de energia fotovoltaica é afetada pela localização geográfica, uma vez que a transmissão de luz é afetada pelas diferentes poeiras (JOHN *et al.*, 2016). Uma vez que as partículas grandes têm área de seção transversal menor para proporção de volume em comparação com as partículas finas, elas obstruem menos luz. Além disso, a composição e a forma da partícula de poeira afetam a absorção e o espalhamento característicos da partícula (AL-HASAN; GHONEIM, 2005).

2.1.2 Fatores do Sistema Fotovoltaico

Vários fatores relacionados aos componentes do sistema fotovoltaico podem afetar a produção de energia de todo o sistema. Esses fatores podem ser:

2.1.2.1 Características I-V do painel FV

A corrente nominal I_{nom} do painel, a tensão nominal V_{nom} , a corrente de curto-circuito I_{cc} , a tensão de circuito aberto V_{ca} e a potência nominal P_{nom} são todas características da própria célula fotovoltaica que afetam a potência gerada a partir dela (KAKOI *et al.*, 1988; KALOGIROU, 2013).

2.1.2.2 Eficiência do inversor

O inversor é um dispositivo que transforma o sinal elétrico contínuo (CC) direto do painel FV para sinal elétrico alternado (CA), utilizado na rede elétrica e também nas casas e estabelecimentos (KALOGIROU, 2013; VERMA; SINGHAL, 2015; VIGNOLA, MAVROMATAKIS; KRUMSICK, 2008).

O inversor afeta o desempenho geral do sistema fotovoltaico (ISHIKAWA, 2002; VIGNOLA; MAVROMATAKIS; KRUMSICK, 2008). Em outras palavras, se a eficiência de conversão de energia for muito pequena (uma medida das perdas ocorridas durante a conversão de CC para CA do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede, por exemplo), a energia gerada pelo sistema fotovoltaico não pode ser enviada para a rede elétrica de forma eficaz. Essas perdas são devidas a vários fatores. Alguns desses fatores são a presença de um transformador (as perdas magnéticas e de cobre associadas), o autoconsumo do inversor e perdas na eletrônica de potência. É necessário, portanto, aumentar a eficiência de conversão para ser a máxima possível (VERMA; SINGHAL, 2015).

É importante notar que a eficiência do inversor diminui após os níveis de energia incidente atingirem em torno de 400 a 700 W/m². Isso ocorre devido ao aumento da temperatura dentro do inversor quando ele lida com cargas mais potentes (VIGNOLA, MAVROMATAKIS; KRUMSICK, 2008). As condições reais de campo geralmente resultam em eficiências de conversão de CC para CA em torno de 88 a 92%, com fator de redução médio de 90% (ENDECON ENGINEERING, 2001; ΖΩΓΟΥ, 2011). Portanto, seguindo o exemplo do módulo de 100 W, ele operará com cerca de 90 W ($100 \times 0,9 = 90$ W).

Gonzalez *et al.* (2007) apresentaram alguns estudos propondo inversores sem transformador que alcançam eficiências mais elevadas, podendo chegar a 97% e, portanto, reduzem as perdas para cerca de 3% apenas. Assim, pode-se concluir que a quantidade de perdas devidas aos inversores depende do tipo de inversor utilizado e também da presença ou não de transformadores.

2.1.2.3 Eficiência da bateria

Em sistemas fotovoltaicos autônomos, as baterias são usadas principalmente para armazenar o excesso de energia elétrica produzida quando o sistema fotovoltaico alimenta a carga completamente ou quando não há necessidade de carga. Quando as baterias são utilizadas em um sistema fotovoltaico, elas devem estar localizadas em uma área sem temperaturas extremas e com ventilação adequada (GARCIA *et al.*, 2007; KALOGIROU, 2013). A maior dificuldade com esta forma de armazenamento é o custo relativamente alto das baterias e a grande quantidade necessária para aplicação em larga escala (ZEMAN, 2012).

A eficiência de uma bateria é a proporção da carga extraída (Ah; Ampère-hora) durante a descarga dividida pela quantidade de carga (Ah) necessária para restaurar o estado inicial de carga (SOC). Portanto, a eficiência depende do estado de carga, que é a capacidade atual da bateria dividida pela capacidade nominal, e da corrente de carga e descarga (MERAL; DINÇER, 2011; KALOGIROU, 2013). Alguns estudos investigaram a questão das eficiências de carregamento e descarregamento da bateria, que se mostraram não constantes e dependem do tipo de bateria e do carregador. Quanto menor o SOC da bateria, maior será a eficiência de carregamento. Por exemplo, foi descoberto em um estudo de Viitanen (2015) que a eficiência de carregamento foi 91% entre 0-84% SOC, enquanto a eficiência de carregamento foi de apenas 55% entre 79-84% SOC e a eficiência foi inferior a 50% em níveis SOC acima de 90%. Isso significa que uma grande parte da energia produzida e armazenada dentro das baterias pode ir como perda quando o SOC da bateria está alto durante o sol. Se as baterias estiverem operando em níveis baixos de SOC por períodos prolongados, sua capacidade pode ser reduzida permanentemente. Portanto, a eficiência da bateria depende de vários fatores e a quantidade de perdas pode ser altamente dependente do SOC da bateria (VIITANEN, 2015). Os ciclos de carga e descarga da bateria, bem como a temperatura e outros parâmetros, são os principais contribuintes que afetam a vida útil da bateria, que varia de 3 a 5 anos. As principais desvantagens das baterias fotovoltaicas são seu alto custo em comparação com as baterias normais de automóveis. Entretanto, eles têm vida útil mais longa e menores taxas de descarga, o que torna seu custo de manutenção mais baixo (MERAL; DINÇER, 2011).

2.1.3 Estrutura do Painel FV

A estrutura do painel FV afeta muito a potência de saída. Esta estrutura pode incluir o material a partir do qual o módulo é construído, sua estrutura atômica, bem como a energia do intervalo de banda do material usado.

2.1.3.1 Material FV

A escolha do material FV pode ter efeitos importantes no projeto e desempenho do sistema. Os materiais fotovoltaicos incluem silício, arsenieto de gálio (GaAs), disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂), telureto de cádmio (CdTe), fosfeto de índio e muitos outros. Cada um desses materiais gera diferentes eficiências de células, bem como diferentes custos de painel (MERAL; DINÇER, 2011; KALOGIROU, 2013; PANDEY *et al.*, 2016). A eficiência de conversão de células monocristalinas é geralmente maior do que a de células policristalinas, ou seja, de 16 a 22% para monocristalinos e de 14 a 18% para policristalinos (GREEN, 2015). As células de silício cristalino são as mais eficientes entre as atuais tecnologias de células solares disponíveis no mercado, mas requerem uma quantidade relativamente grande de matéria-prima em comparação com outras tecnologias e isso aumenta seus custos. As eficiências para outros materiais, que estão na categoria de células de tecnologia de filme fino, são de aproximadamente de 7 a 9% para silício amorfo, de 10 a 15% para CdTe e de 7 a 12% para células de seleneto de cobre e índio de gálio (GREEN, 2015). Devido à espessura das células de filme fino em comparação com as células de silício cristalino mais espessas, o calor pode ser conduzido para longe do módulo solar com mais facilidade. Outro material recente é a célula solar sensibilizada com corante que atualmente alcançou a maior eficiência de laboratório de 12,3% para substrato de vidro e 8,6% para substrato de aço inoxidável flexível (VIITANEN, 2015). Polman *et al.* (2016) apresentaram alguns estudos que revisaram as características elétricas de várias geometrias de materiais fotovoltaicos com eficiências variando de 10% a 29% e compararam esses materiais em termos de gerenciamento de luz eficiente e coleta de portadores de carga.

2.1.3.2 Estrutura atômica do painel FV

A estrutura atômica de uma célula FV pode ser monocristalina, policristalina, amorfa ou nano. A principal vantagem das células monocristalinas é sua alta eficiência, que normalmente fica em torno de 15%, mas exige processos de fabricação complexos e custos mais elevados. As células policristalinas são um pouco mais baratas, mas têm eficiências médias mais baixas, em torno de 12%. A estrutura atômica amorfa pode ser depositada em vários substratos, mas tem eficiências em torno de 6%. Assim, a estrutura atômica do painel FV afeta sua eficiência, bem como seu custo (KALOGIROU, 2013; MERAL; DINÇER, 2011; VIITANEN, 2015).

2.1.3.3 Energia de *Band gap*

Quando os fótons da luz solar atingem a superfície do painel FV, apenas os fótons com certo nível mínimo de energia são capazes de liberar elétrons de suas ligações atômicas para produzir uma corrente elétrica. A energia de *band-gap*, que é a quantidade de energia necessária para mover um elétron da camada externa da banda de valência para a banda de condução, libera esses elétrons. Essa energia é diferente para cada material e para cada estrutura atômica do mesmo material. Para o silício cristalino, a energia de *band-gap* é 1,1 elétron-volts (eV). Outros materiais de células FV têm energias que variam de 1 a 3,3 eV (COOK; BILLMAN; ADCOCK, 1995; HOU *et al.*, 2008). Além disso, em estudos recentes, pesquisadores estão tentando encontrar o uso ideal de *band-gaps* em um dispositivo de multijunção usando várias técnicas (BREMNER *et al.*, 2016).

2.1.3.4 Eficiência do painel FV

A eficiência de conversão de energia de um painel fotovoltaico é a porcentagem de energia coletada (de luz absorvida) e convertida energia elétrica quando uma célula fotovoltaica é conectada a um circuito elétrico. Assim, a eficiência depende da potência nominal do painel fotovoltaico, da área de superfície do painel e da irradiância solar (MERAL; DINÇER, 2011). A eficiência do painel FV depende de seu material (GREEN, 2015), de sua energia de *band gap*, bem como de sua estrutura atômica, conforme discutido.

2.1.4 Fatores de Instalação do Sistema FV

Alguns dos fatores mais importantes que podem afetar o resultado dos sistemas fotovoltaicos dependem da instalação do sistema e das perdas associadas a esses componentes instalados. Alguns deles estão relacionados aos cabos, a orientação do painel, a incompatibilidade, o rastreamento e o rastreador de ponto de potência máxima do módulo.

2.1.4.1 Características do cabo

Os cabos usados para a fiação do sistema fotovoltaico devem ser cuidadosamente selecionados para garantir que possam suportar as condições extremas do ambiente e as condições de tensão e corrente, sob as quais se espera que operem (MAGHAMI *et al.*, 2016; SARVER, 2013). Além disso, há potência dissipada (perdas) nas conexões de fiação entre o sistema, o conversor, as baterias e outros componentes (ROSS, 2005). Essas perdas devem ser mantidas no mínimo possível, mas é difícil mantê-las abaixo de 3% para o sistema. Um fator de redução médio para essas perdas é de 95% (ENDECON ENGINEERING, 2001). Diversas

equações podem ser usadas para calcular as perdas de potência nos cabos que dependem da qualidade dos fios, da irradiância no arranjo, da temperatura do sistema, da distribuição de frequência da irradiância, da potência de saída do sistema fotovoltaico, bem como da tensão do sistema (ROSS, 2005). Além disso, alguns estudos mostraram que as perdas apresentam relação quadrática em relação à corrente. Uma das equações propostas para calcular as perdas de potência nos cabos foi proposta por VIITANEN (2015):

$$P_{perda} = \frac{2\rho lp^2}{V_0 S \cos \varphi^2} \quad (2)$$

Sendo que:

P_{perda} é a perda de energia que ocorre no cabo;

ρ é a resistência específica do material do condutor;

l é a distância entre a fonte e a carga;

p é a potência consumida pela carga;

V_0 é a tensão da fonte;

S é a seção transversal do condutor;

$\cos \varphi$ é o fator de potência da carga.

2.1.4.2 Ângulo de inclinação ou orientação dos painéis fotovoltaicos

A produção de energia diária e mensal dos painéis fotovoltaicos é fortemente influenciada pela orientação do módulo. Existem algumas perdas ópticas que variam com o ângulo da luz solar incidindo sobre o módulo. O componente direto da irradiância solar é afetado pelo ângulo de incidência da luz solar enquanto o componente difuso é quase independente da orientação do módulo (KING, BOYSON, KRATOCHVIL, 2002; MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2007). Um painel fotovoltaico utiliza a irradiância solar de forma mais eficiente quando sua superfície é perpendicular ao sol (ΖΩΓΟΥ, 2011). Se os painéis forem instalados em um ângulo de inclinação fixo, a regra para o ângulo de inclinação ideal anual indica que o ângulo de inclinação deve ser igual à latitude do local de instalação. O ângulo de inclinação desvia aproximadamente + 15 ° do ângulo de latitude no inverno e cerca de -15 ° do ângulo de latitude no verão. No entanto, esta regra não funciona muito bem nas latitudes acima de 45° (VIITANEN, 2015). Em um estudo de Kaddoura, Ramli e Al-Turki (2016), o ângulo de inclinação ideal foi calculado usando o software MATLAB, maximizando a radiação solar. Os resultados mostraram que 99,5% da radiação solar é captada quando os ângulos de inclinação

são ajustados seis vezes por ano. Portanto, o ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos depende da localização geográfica e, portanto, é específico do local.

2.1.4.3 Efeitos incompatíveis

As perdas de incompatibilidade são causadas pela conexão de módulos solares incompatíveis em série e em paralelo, especialmente aqueles que não têm propriedades comuns ou que são experimentados em condições diferentes uns dos outros. Um dos problemas mais sérios associados à incompatibilidade é que a saída de todo o sistema fotovoltaico é determinada pelo módulo solar (placa) com a menor saída (MAGHAMI *et al.*, 2016; VERMA; SINGHAL, 2015). O desempenho do sistema depende fortemente do grau de variação dos módulos que o compõem, das células solares que formam os módulos fotovoltaicos e também do tipo de conexões em série e paralelas dos módulos fotovoltaicos na rede. A incompatibilidade do módulo chega a pelo menos 2% de perda de energia do sistema e às vezes pode chegar a 10% (perdas médias de 6%) (CHOUDER; SILVESTRE, 2009; ENDECON ENGINEERING, 2001).

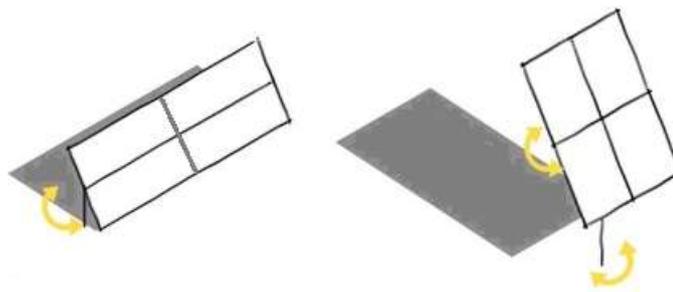
2.1.4.4 Mecanismo fixo ou de rastreamento

A saída de energia de um módulo fotovoltaico, feito de células de silício cristalino, é máxima se a luz solar incide com um ângulo perpendicular sobre ela (LOSCHI *et al.*, 2015; MAGHAMI *et al.*, 2016). Assim, se a superfície do módulo for feita para seguir o sol de forma que a luz também fique perpendicular ao painel, o rendimento energético aumenta (VERMA; SINGHAL, 2015). O sistema de rastreamento pode ser do tipo eixo único ou eixo duplo (RUSTEMLI; DINCADAM; DEMIRTAS, 2010), conforme mostrado na Figura 2. Viitanen (2015) apresentou em um de seus estudos que os painéis com um sistema de rastreamento de 2 eixos produziram 25–45% mais energia do que os painéis instalados em um ângulo de inclinação ótimo fixo.

Em condições nubladas a eficiência do sistema de rastreamento é reduzida, pois a radiação solar é distribuída isotropicamente. Em um dos estudos apresentados por Sungur (2009), 50% a mais de energia foi gerada a partir de um módulo fotovoltaico horizontal em comparação com um sistema de rastreamento solar de 2 eixos durante condições nubladas. Alguns rastreadores em certos países mostraram 42,6% a mais de energia obtida dos painéis fotovoltaicos que tinham rastreamento do sol de eixo duplo quando comparados aos painéis fotovoltaicos em posições fixas. Mousazadeh *et al.* (2009) observaram que um aumento de geração de energia de 24,5% foi obtido usando o mecanismo de rastreamento de um eixo em comparação com o de um módulo FV fixo.

No estudo de Abdallah (2004), foi obtido um aumento de 43,87% na geração de energia para o rastreamento de dois eixos, 37,53% no rastreamento leste-oeste, 34,43% no vertical e 15,69% no norte-sul, em comparação com uma superfície fixa, inclinada em 32° ao sul em Amã, Jordânia. Um estudo de Abu-Khader, Badran e Abdallah (2008) mostrou que o sistema de rastreamento dos eixos norte-sul alcançou um aumento de 30-45% na potência em comparação com o fixo. Além disso, Abdallah e Nijmeh (2004) encontraram um aumento de 41,34% na produção de energia para um painel fotovoltaico de dois eixos em comparação com um fixo. Pode-se concluir que o uso do mecanismo de rastreamento aumenta consideravelmente a produção de energia. No entanto, também aumenta consideravelmente o custo do sistema.

Figura 3 – Seguidores de um eixo e dois eixos de rotação respectivamente



Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2021).

2.1.5 Rastreador de Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracker*)

A mudança na direção do sol, o nível de irradiância solar e variações na temperatura causam mudanças na produção de energia de um módulo solar fotovoltaico. A curva P-V (Potência versus Tensão) do módulo possui máximos únicos que existem em um ponto de pico da potência correspondente a uma determinada tensão e corrente. É desejável operar o painel no ponto máximo de potência para que a carga adquira a potência máxima que pode operá-lo. O rastreador de ponto máximo de potência é usado para obter a potência máxima do módulo fotovoltaico e transferir essa potência para a carga, garantindo que a saída do painel esteja sempre no ponto de potência máxima, o que aumenta significativamente a saída do sistema FV (ABD-ELHADY; FOUAD; KHALIL, 2016; VERMA, SINGHAL, 2015). Vários fatores influenciam o comportamento do rastreador de ponto máximo de potência, incluindo a potência que depende do nível de irradiância, a tensão que depende da temperatura, as flutuações devido às nuvens, a curva I-V do painel FV e o estado da bateria (JANTSCH et al., 1997). Um aumento

da corrente de carga de 42% pode ser alcançado em casos 100% eficientes, transformando toda a energia do módulo colhida em corrente de carga utilizável. Mas, o aumento real da corrente de carga é menor, pois parte da energia é perdida na fiação, fusíveis, disjuntores e outras perdas. Com condições típicas de bateria, um aumento da corrente de carga entre 10 a 25% pode ser alcançado (BLUE SKY ENERGY, [2021]). No entanto, o benefício de usar um rastreador de ponto máximo de potência deve ser pesado contra seu custo adicional e riscos de confiabilidade (ZEMAN, 2012).

2. 2 CUSTOS DO SISTEMA FV

Outro fator crucial é o custo relacionado ao sistema de painéis fotovoltaicos, aos cabos de conexão, aos próprios painéis e aos demais componentes do sistema.

Segundo Ross (2005), o uso de cabos de grandes bitolas entre o arranjo e o ponto de conexão à bateria ou inversor reduz as perdas de energia do sistema, mas aumenta os custos, que dependem principalmente das características e comprimentos dos cabos.

O uso de sistemas fotovoltaicos requer um grande investimento inicial de capital, mas tem baixos custos de operação. O custo inicial consiste principalmente em: custo de painéis fotovoltaicos, baterias, inversores, controladores de carga, cabos e acessórios, custo de transporte, instalação, gerenciamento de projeto e custos de design e engenharia. No entanto, não há custos de funcionamento (exceto para manutenção) uma vez que o período de retorno (*payback*) é alcançado (ZEMAN, 2012).

O custo inicial das baterias é de cerca de 15% do investimento inicial total em um híbrido de FV diesel típico. No entanto, sua participação nos custos pode aumentar de 35 a 50% ao longo dos 25 anos de vida do sistema devido à curta vida útil das baterias. Já os inversores representam cerca de 8 a 12% do custo total da vida útil dos sistemas fotovoltaicos (VIITANEM, 2015).

Para pequenos sistemas fotovoltaicos residenciais, o custo de capital médio mundial varia de 3.000 \$ a 3.500 \$ por kW, enquanto os custos de operação e manutenção são estimados em 1,5% do custo total de investimento inicial do sistema fotovoltaico (BAURZHAN; JENKINS, 2016).

Os custos de capital típicos de sistemas fotovoltaicos na região da África Subsaariana diminuíram desde 2002 até 2013. O custo estava na faixa de 6.000 \$ a 12.000 \$ em 2013 para sistemas fora da rede, em comparação com uma média de \$ 18.000 em 2002 (KAREKEZI;

KITHYOMA, 2002), \$ 14.000 em 2006 e \$ 12.000 em 2010 (MACHARIA, 2010; MONER-GIRONA et al., 2006).

O volume de módulos FV demandados pelo mercado brasileiro em 2021 para atender a geração solar (Geração Distribuída + Geração Centralizada) ultrapassou os 9,7 GW. Um crescimento superior a 100% em relação a 2020. Este volume (9,7GW) representou participação de 5,6% da demanda mundial de módulos FV em 2021, que foi de 172,6 GW (PV Infolink, 2022). Um importante crescimento considerando que em 2017 essa participação representava 0,9%. O financiamento solar continua avançando, apoiando 57% das vendas efetuadas, sendo importante alavanca para crescimento do setor. Os preços dos sistemas FV tem elevação média de 8% em 2021 apesar da significativa alta dos custos dos equipamentos. A ocorrência de uma expressiva entrada de novos *players* e alta competitividade foram fatores que atenuaram a elevação dos preços ao consumidor final.

Apesar da alta dos preços, a elevação das tarifas de energia em 2021 contribuiu para forte interesse do consumidor final em adquirir um sistema fotovoltaico.

Existe uma cadeia de valor que abrange as atividades realizadas por um conjunto de empresas e organizações a fim de entregar um sistema fotovoltaico ao consumidor e manter as condições operacionais e regulatórias do sistema elétrico ao qual os sistemas fotovoltaicos estão integrados, considerando os estágios de fabricação, distribuição, integração (instalação), aquisição do sistema FV, regulação e desativação do sistema ao final da vida útil.

Os módulos fotovoltaicos representam em torno de 38% do preço final de um sistema FV, sendo um importante componente a ser analisado para a precificação de mercado. Como o principal insumo do módulo é o silício metálico (matéria-prima para o polissilício), sua variação de preço impacta diretamente no preço dos módulos FV.

Em relação aos inversores, os semicondutores e componentes eletrônicos representam a maior parcela de custo. No último ano, esses componentes apresentaram um aumento de demanda em virtude do processo de digitalização que foi acelerado pela pandemia do Coronavírus. Esse cenário culminou em problemas de abastecimento global desses componentes e consequentes elevações de preços e fretes, podendo influenciar no custo dos inversores.

As estruturas de fixação são compostas basicamente por alumínio ou aço para garantir a flexibilidade do material e vida útil mais longa. Embora o alumínio seja produzido no Brasil, sua composição de preço é baseada em cotações de dólar e da Bolsa de Metais de Londres (London Metal Exchange - LME), podendo impactar diretamente no custo final das estruturas.

Os dispositivos de instalação englobam cabeamento, proteção do sistema, dispositivos de conversão, além de insumos como cobre, alumínio, polímeros e aço.

O número de instalações fotovoltaicas conectadas à rede e unidades consumidoras receptoras de crédito atingiu mais de 804 mil instalações fotovoltaicas em dezembro de 2021, um crescimento de mais de 100% em relação a dezembro de 2020 (Aneel, 2021). A Tabela 1 apresenta a evolução da geração distribuída no Brasil.

Tabela 1 – Evolução da Geração Distribuída no Brasil

Período	Geração Distribuída	Unidades receptoras de crédito	Municípios	Potência Instalada [kW]
dez/08	1	2	1	25,00
dez/09	3	4	2	48,20
dez/10	9	11	8	79,22
dez/11	17	24	15	195,22
dez/12	23	31	20	662,44
dez/13	63	84	48	1.934,00
dez/14	331	376	159	4.594,56
dez/15	1.540	1.787	473	12.972,37
dez/16	7.823	8.963	1.208	59.182,46
dez/17	20.851	24.511	2.011	176.513,10
dez/18	55.406	69.224	3.241	560.108,05
dez/19	171.517	217.659	4.571	2.011.777,47
dez/20	391.864	498.933	5.220	4.761.748,94
dez/21	804.044	1.018.474	5.455	8.899.133,66
dez/22	1.602.493	2.072.746	5.521	16.673.671,12

Fonte: Aneel 2022.

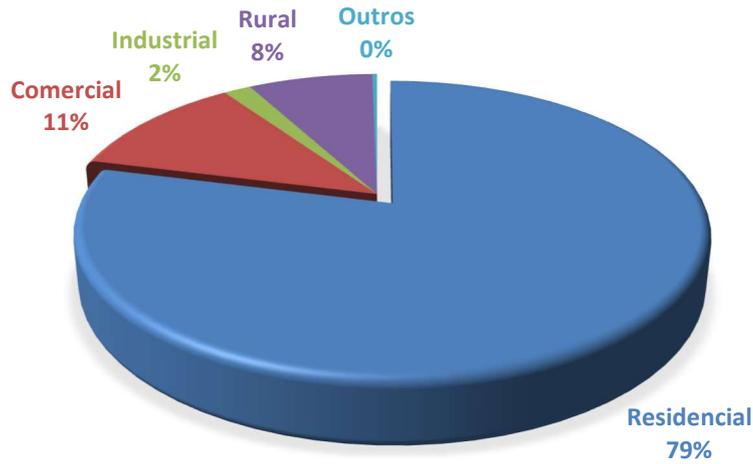
A classe de consumo residencial continua sendo a mais representativa em termos de número de instalações FV conectadas à rede (Figura 4).

Os preços para o cliente final em janeiro de 2022 apresentaram incremento médio de 8% em relação a janeiro de 2021. Observa-se que foram os preços mais altos registrados pela pesquisa Greener (empresa brasileira que apoia empreendedores e investidores a encontrar os melhores caminhos e estratégias para impulsionar oportunidades e resultados através de assessorias, informação estratégica e ferramentas digitais) nos últimos 2 anos, como pode ser visto na Figura 5.

Os preços médios dos kits apresentaram elevação média de 14% em relação a janeiro de 2021, sendo o aumento dos custos dos módulos no período o fator determinante.

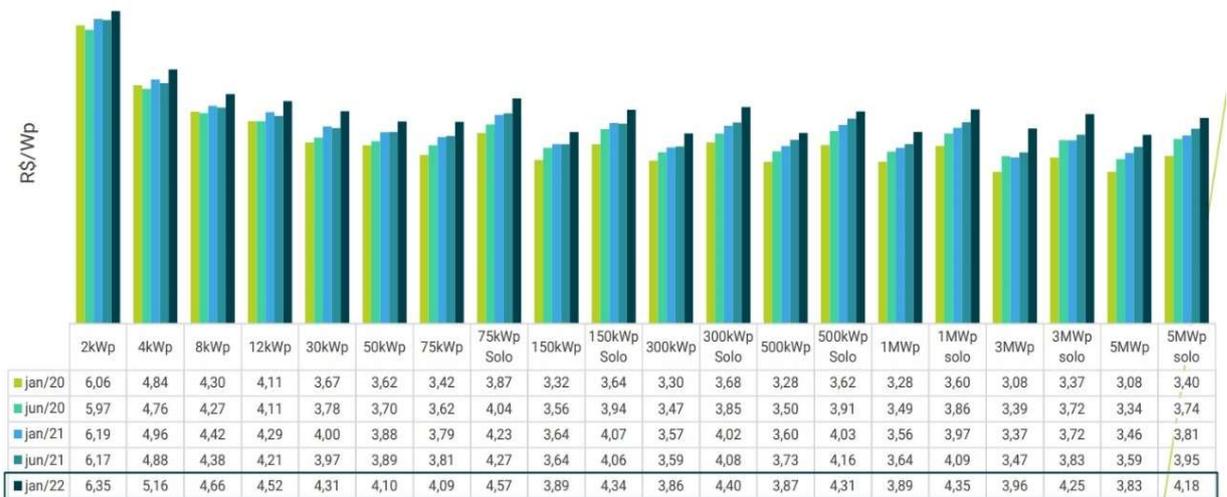
A parcela de serviços de integração das instalações reduziu em média 9% em relação a janeiro de 2021. Mesmo com elevação dos custos dos kits, houve absorção por parte do integrador. O repasse ao consumidor final foi compensado pela expressiva entrada de novos *players* no setor e alta concorrência.

Figura 4 – Número de instalações conectadas à rede



Fonte: Aneel, 2022

Figura 5 – Preço para o cliente final em R\$/Wp



Fonte: Greener

2.3 FATORES DIVERSOS

Diversos outros fatores importantes que também afetam a produção do sistema fotovoltaico devem ser levados em consideração. Os fabricantes consideram um módulo FV

degradado quando sua potência atinge um nível abaixo de 80% de sua potência inicial. Diversos tipos de degradação podem afetar o desempenho dos painéis fotovoltaicos a curto e longo prazo, tais como: degradação dos materiais de embalagem, perda de adesão e degradação das interconexões, degradação devido à intrusão de umidade e degradação do dispositivo semicondutor (MONDOL; YOHANIS; NORTON, 2007; QUINTANA *et al.*, 2002).

Thomas, Durand e Rosenthal (1993) mostraram que perdas de 1 a 2% ao ano no desempenho do módulo foram encontradas em sistemas testados ao longo de um período de dez anos, de meados dos anos oitenta até meados dos anos noventa.

King *et al.* (2000) apresentaram dados de um módulo policristalino que foi continuamente exposto a condições externas em configuração de circuito aberto por oito anos no Laboratório Nacional Sandia, localizado no estado do Novo México dos Estados Unidos. Os resultados mostraram perda de 0,5% ao ano de desempenho.

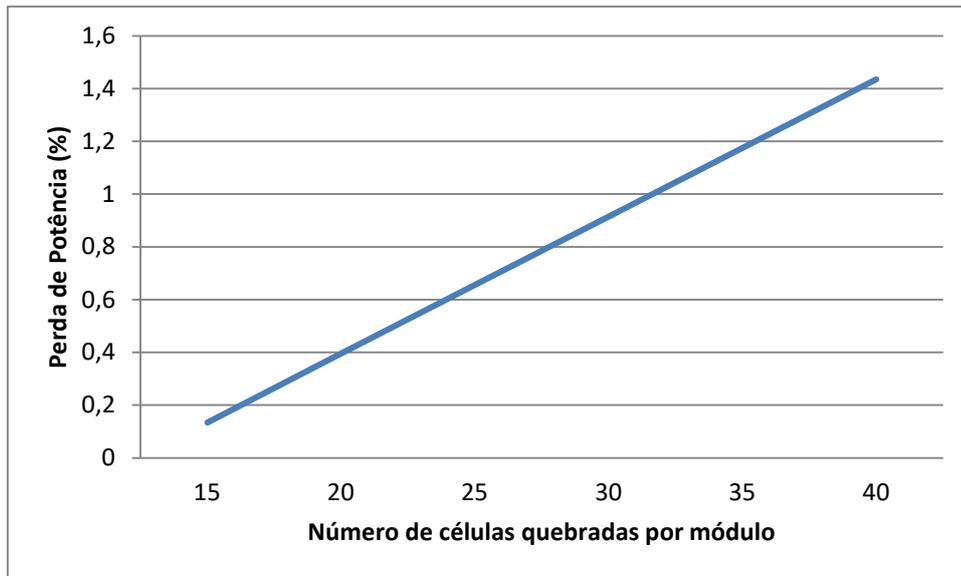
Osterwald *et al.* (2002) mostraram em um estudo que as perdas de I_{cc} foram causadas pela absorção de radiação UV na camada superior de silício para módulos monocristalinos e policristalinos, envelhecidos em campo, degradando o desempenho em cerca de 0,7% ao ano.

Outros relatórios mostraram que as taxas de degradação de energia em módulos c-Si variaram de 0,7% a 9,6% no primeiro ano de exposição e 0,7 a 4,9% no segundo ano de exposição (QUINTANA *et al.*, 2002). Por exemplo, Cz-Si dopado com boro resultou em uma perda de 1 a 1,5% na eficiência celular absoluta devido à degradação induzida por luz (LID). Este efeito LID causa defeitos na própria célula causados pela exposição prolongada à luz (DAMIANI *et al.*, 2003). Outro exemplo de degradação é a degradação induzida por potencial (PID) que é caracterizada pela perda de energia dos módulos solares sob estresse de alta tensão entre o enquadramento na superfície do vidro e as células solares (NAUMANN *et al.*, 2014). Outro tipo de degradação são as microfissuras das células (KÖNTGES *et al.*, 2011). A Figura 6 mostra as perdas de energia de degradação devido ao número de células quebradas. Algumas causas de degradação são mostradas no quadro 1 e são subdivididas na seção seguinte com alguns exemplos de degradação.

Uma das falhas mais comuns é a quebra do vidro dos módulos fotovoltaicos sem moldura, causada pelos grampos ou aperto dos parafusos na montagem. A quebra do vidro leva à perda de desempenho a longo prazo devido à corrosão do circuito elétrico que é causada pela penetração de oxigênio e vapor de água no módulo fotovoltaico. A quebra do vidro também pode causar pontos quentes, que levam ao superaquecimento do módulo (KÖNTGES *et al.*, 2014).

Um ponto quente ocorre quando uma célula está sombreada, danificada ou simplesmente gera menos corrente do que as células conectadas em série no módulo. Isso faz com que uma célula, dentre as diversas células conectadas em série, dissipe energia na forma de calor em vez de produzir energia elétrica. Isso causa deformações na junção p-n (SHARMA; CHANDEL, 2016).

Figura 6 - Perda de Potência devido a células quebradas



Fonte: Adaptado de Kontges *et al.* (2011).

Quadro 1 – Degradação dos módulos FV

Componente	Tipo de Degradação
Módulo Fotovoltaico de Silício Cristalino	Quebras entre as conexões Células quebradas Corrosão Descoloração do encapsulamento Desprendimento das camadas Vidro quebrado Falha do diodo bypass Separação de junções

Fonte: Ndiave *et al.* (2013).

A quantidade de dissipação de energia para qualquer célula com defeito depende da configuração em série ou paralelo das células no módulo fotovoltaico. Geralmente, aumentar o número de células em série aumenta a dissipação de energia, enquanto o aumento do número de células conectadas em paralelo diminui a dissipação de energia da célula defeituosa. A pior condição possível de ponto quente é sombrear completamente uma única célula (MOLENBROEK; WADDINGTON; EMERY, 1991). Muñoz *et al.* (2008) mostraram que

houve diminuição anual na produção de energia em painéis fotovoltaicos, variando de 1 a 2%, devido à presença de pontos quentes.

No ponto de potência máxima do painel, existe uma resistência de saída que é a resistência característica de uma célula solar. A potência máxima é traduzida para a carga e o painel opera em sua potência máxima apenas se a resistência da carga for igual à resistência característica da célula solar (HONSBURG; BOWDEN, 2019).

Defeitos de fabricação como impurezas podem causar perdas de energia significativas causadas pela presença de uma resistência *shunt*. A presença de uma baixa resistência *shunt* fornece um caminho mais fácil para a corrente gerada pela luz. Isso reduz a quantidade de corrente que flui através da célula solar e reduz a voltagem da célula solar (CHOUDER; SILVESTRE, 2009; WENHAM, 2012). À medida que a resistência *shunt* aumenta, a corrente que se move na carga também aumenta, conforme mostrado na Figura 7 (LUNDSTROM, 2011; VAN DYK; MEYER, 2004), e conforme regido pela Equação (3):

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{nV_t}\right) - 1 \right] - \left(\frac{V+IR_s}{R_{sh}}\right) \quad (3)$$

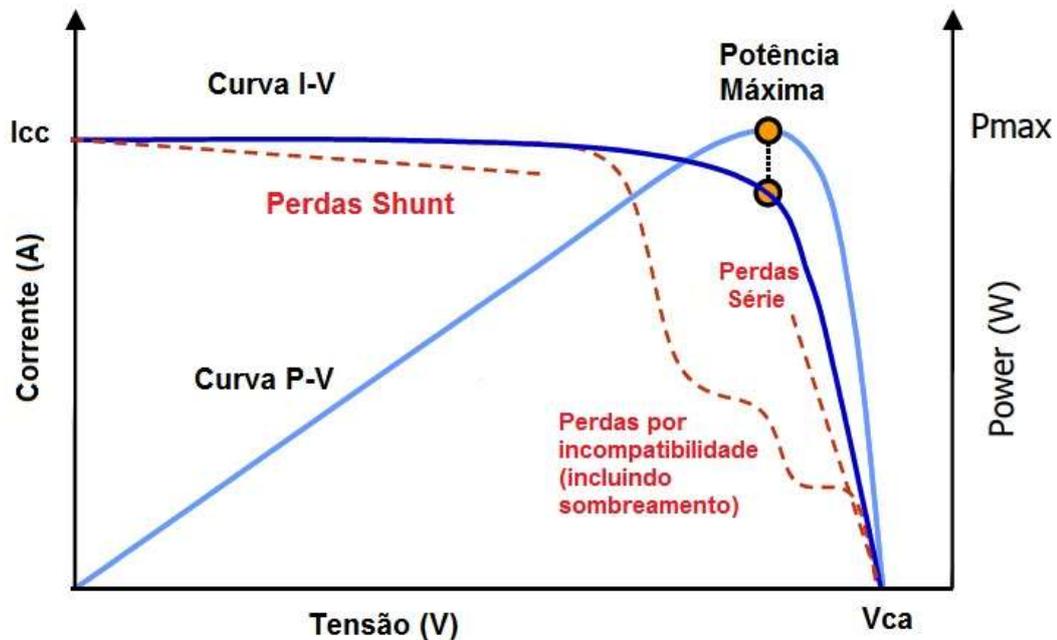
Nessa equação, I e V são a corrente e a tensão, R_s é a resistência em série, R_{sh} é a resistência shunt, I_{ph} é a corrente fotogerada, I_0 é a corrente de saturação, n é o fator de idealidade e V_t é a tensão térmica (BAGHZOUZ, 2001; CHOUDER; SILVESTRE, 2009).

A corrente de derivação (*shunt*) pode levar ao aquecimento da célula e ao aparecimento de pontos quentes no material do módulo. Um método simples para estimar a resistência *shunt* de uma célula solar é encontrar a inclinação da curva I-V no ponto da corrente de curto-circuito, conforme mostrado na Figura 7.

A taxa de desempenho mostra a relação entre as saídas de energia reais e teóricas do sistema fotovoltaico. Representa a proporção da energia que está realmente disponível para ser transportada para a rede após subtrair a energia consumida e as perdas de energia. Observa-se que a taxa de desempenho depende da irradiação, do ângulo de inclinação, da temperatura ambiente, de alguns parâmetros de projeto, da qualidade dos módulos, da eficiência dos componentes elétricos, das condições ambientais, etc. (VERMA; SINGHAL, 2015).

Em um estudo feito por Reich et al. (2012) na Alemanha, a taxa de desempenho para 100 painéis foi medida e foram encontrados valores de 70% a 90%, com um valor médio de aproximadamente 84%.

Figura 7 – Perdas Shunt na curva característica de painéis PV



Fonte: Solmetric (2011).

Uma fina camada de poeira pode degradar o desempenho dos módulos consideravelmente. Assim, garantir a limpeza periódica dos painéis é fundamental para manter a superfície superior limpa e garantir o bom desempenho dos módulos. A manutenção preventiva de todos os componentes deve ser realizada conforme planejado nos manuais dos fabricantes para manter o desempenho do sistema considerável (VERMA; SINGHAL, 2015).

Moharram *et al.* (2013) mostraram que a eficiência dos painéis fotovoltaicos diminuiu para 50% após 45 dias de limpeza somente com água não pressurizada (chuva). Entretanto, a eficiência permaneceu constante quando uma mistura de tensoativos aniônicos e catiônicos foi usada para limpeza.

Em outro estudo, Mark *et al.* (2009) usaram água pulverizada por um dispositivo robótico para limpar arranjos de painéis fotovoltaicos que resfria os painéis enquanto os limpa. Isso aumentou ainda mais a eficiência do sistema, em até 15%.

2.4 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTALADO

Dimensionar um sistema é avaliar a quantidade de energia que deve ser gerada para suprir determinada demanda de consumo. Nessa avaliação deve ser considerada a quantidade

de energia necessária para operar o próprio sistema (e as perdas associadas), o número de módulos FV necessários, o número de inversores, a potência de cada módulo, o tipo de módulo utilizado, as conexões dos módulos, etc. Um sistema fotovoltaico tem que gerar energia suficiente para cobrir o consumo de energia das cargas e a energia usada pelo próprio sistema (ZEMAN, 2012).

Vários métodos foram desenvolvidos para fins de dimensionamento do sistema. Esses métodos diferem em termos de simplicidade ou confiabilidade. Alguns métodos analíticos foram desenvolvidos para buscar relações funcionais entre variáveis de interesse para o problema de dimensionamento (POSADILLO; LUQUE, 2008).

A eficiência de conversão de energia da célula solar é calculada dividindo o ponto de potência máxima (P_{Max}), pela irradiância solar de entrada (G) em condições de teste padrão, multiplicadas pela área (A) do painel PV, conforme mostrado na Equação (4) (MERAL; DINÇER, 2011). Assim, a quantidade de corrente gerada por uma célula PV depende do seu tamanho (JAYAKUMAR, 2009).

$$\eta = \frac{P_{Max}}{G \times A} \quad (4)$$

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Inspirado em algumas bancadas didáticas existentes no mercado, foi desenvolvido um protótipo para estudo e análise dos fatores que influenciam a geração de energia fotovoltaica, como por exemplo, posição do sol ao longo do dia, inclinação da terra em relação ao sol nas diferentes estações do ano, temperatura ambiente e intensidade solar.

A placa fotovoltaica foi fixada no protótipo de estudos e algumas posições da placa foram analisadas, juntamente com a combinação de influências externas, a fim de determinar as melhores condições de geração de energia fotovoltaica.

O *software* Statistica® foi utilizado para apresentar os resultados. Como o programa utiliza os valores equidistantes das variáveis em seu delineamento experimental, foi necessário defini-las para a execução do experimento e posterior análise:

3.1 VARIÁVEIS DO DELINEAMENTO EXPERIMENTAL

Temperatura Ambiente:

Valores pré-estabelecidos: 20°C, 25°C e 30°C ($\Delta^{\circ}\text{C}=5^{\circ}\text{C}$).

Justificativa: A temperatura máxima que se conseguiu atingir na sala do experimento foi 30°C. As outras duas temperaturas foram definidas deixando uma diferença de 5°C e 10°C a menos da máxima atingida.

Inclinação da placa solar (simulando a inclinação da terra nas diferentes estações do ano):

Valores pré-estabelecidos: 0°, 24° e 48° ($\Delta^{\circ}=24^{\circ}$).

Justificativa: Definir uma variação angular aproximada ao ângulo que o eixo de rotação da Terra faz com uma direção normal (perpendicular) ao plano da órbita da Terra em torno do Sol (23,26°).

Posição da fonte de luz (simulando a posição do sol ao longo do dia):

Valores pré-estabelecidos: 16°, 53° e 90° ($\Delta^{\circ}\text{C}=37^{\circ}\text{C}$).

Justificativa: Escolha do autor.

Intensidade luminosa (simulando a variação da intensidade solar):

Valores pré-estabelecidos: 140W, 270W e 400W ($\Delta W=130^{\circ}\text{C}$).

Justificativa: Foram encontradas no mercado apenas lâmpadas de 150 W, 300 W e 500 W.

O ajuste da potência a fim de deixar os valores equidistantes foi feito com o uso de um potenciômetro, reduzindo a corrente na lâmpada e consequentemente a potência por ela emitida.

O protótipo foi construído em ferro, com múltiplas articulações para permitir a variação da angulação da placa solar, simulando dessa maneira as variações de inclinação da terra em relação ao sol nas diferentes estações do ano e é mostrado na Figura 8. As articulações também possibilitam simular as posições do sol ao longo do dia.

As variações de intensidade solar são efetuadas variando a potência das lâmpadas do holofote e a variação de temperatura da sala, onde fora realizado o experimento, simula a variação da temperatura ambiente.

Figura 8 - Protótipo de Estudos criado pelo autor (teórico e real)



Fonte: Próprio Autor.

A placa fotovoltaica utilizada apresenta as seguintes características:

- Marca: Yingli Solar
- Potência nominal: 55 W (+5%)
- Tensão nominal: 17,8 V
- Corrente nominal: 3,08 A
- Dimensões: 63 cm x 66 cm x 2,5 cm
- Massa: 2,3 kg
- Número de células de silício policristalino: 36

Um holofote foi utilizado como fonte luminosa, fazendo uso de lâmpadas Halógenas da marca Orolux, nas potências ajustadas de 140 W, 270 W e 400 W.

Foi utilizada uma carga resistiva de 70,5 ohms. A definição da resistência se deu de forma empírica, buscando obter as melhores leituras nos aparelhos de medição do experimento.

Se utilizássemos os dados do fabricante para obter a resistência equivalente da placa, obteríamos algo em torno de 7 ohms. No entanto, uma resistência tão pequena implicaria em dois problemas, poderíamos curto-circuitar a fonte (a placa), e a queda de tensão em uma

resistência tão pequena seria praticamente zero, impossibilitando as leituras dos aparelhos de medição.

Outro detalhe em relação à carga resistiva utilizada é o fato de, apesar de ser uma carga de baixa impedância (resistência), ela deve suportar a potência máxima informada pelo fabricante da placa, de 55 W.

Dessa forma, foram utilizados resistores de baixa resistência e alta capacidade de potência para montar uma resistência equivalente de 70,5 ohms, como mostrado na Figura 9.

Figura 9 - Carga resistiva utilizada no experimento



Fonte: Próprio Autor.

As grandezas foram mensuradas utilizando os respectivos instrumentos:

Tensão: Multímetro Minipa, modelo ET-2082 e Multímetro FLUKE 187 (Figura 10)

Corrente: Amperímetro Prova 11 (Figura 11)

Temperatura ambiente: Termohigrômetro Homis (Figura 12)

Temperatura da placa: Hipsômetro Raytek (Figura 13)

Figura 10 - Multímetro FLUKE 187

Fonte: Próprio Autor

Figura 11 - Alicate amperímetro PROVA11

Fonte: Próprio Autor

Figura 12 - Termohigrômetro HOMIS

Fonte: Próprio Autor

Figura 13 – Medidor de temperatura

Fonte: Próprio Autor

O experimento foi realizado em uma sala de 12 m² totalmente escura, sendo a única fonte de luz as lâmpadas do experimento.

A temperatura da sala foi alterada com o uso de condicionador de ar e controlada pelo instrumento Termohigrômetro.

A metodologia do experimento consiste, como foi dito, em avaliar a influência de alguns fatores físicos e climáticos na produção de energia fotovoltaica. Para tal, foram aplicados valores pré-definidos para as variáveis de entrada e avaliados os valores de produção de energia, medindo as variáveis de saída.

Variáveis de entrada:

Temperatura ambiente. Valores pré-estabelecidos: 20 °C, 25 °C e 30 °C.

Inclinação da placa solar (simulando a inclinação da terra nas diferentes estações do

ano). Valores pré-estabelecidos: 0 °, 24 ° e 48 °.

Posição da fonte de luz (simulando a posição do sol ao longo do dia). Valores pré-estabelecidos: 16 °, 53 ° e 90 °.

Intensidade luminosa (simulando a variação da intensidade solar). Valores pré-estabelecidos: 140 W, 270 W e 400 W.

Variáveis de saída:

Tensão (V_{cc}).

Corrente ($mAcc$).

Potência (mWp , produto entre Tensão e Corrente).

O resultado do experimento, ou seja, as leituras das variáveis de saída, em resposta às diferentes variáveis de entrada, são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2- Variáveis de Estudo

Temperatura Ambiente [°C]	Inclinação Terra [°]	Posição Sol [°]	Intensidade Solar [W]	Tensão [V _{cc}]	Corrente [mAcc]	Potência [mWp]
20	0	16	140	1,64	24	39,36
20	0	53	400	14,05	206	2894,30
20	0	90	270	11,8	169	1994,20
20	24	16	400	8,94	130	1162,20
20	24	53	270	8,85	123	1088,55
20	24	90	140	2,05	28	57,40
20	48	16	270	4,79	68	325,72
20	48	53	140	1,65	21	34,65
20	48	90	400	11,35	166	1884,10
25	0	16	400	8,87	130	1153,10
25	0	53	270	8,36	116	969,76
25	0	90	140	2,42	34	82,28
25	24	16	270	5,11	70	357,70
25	24	53	140	2,32	33	76,56
25	24	90	400	15,34	222	3405,48
25	48	16	140	1,1	16	17,60
25	48	53	400	9,31	134	1247,54
25	48	90	270	6,77	95	643,15
30	0	16	270	6,39	95	607,05
30	0	53	140	2,62	43	112,66
30	0	90	400	14,82	204	3023,28
30	24	16	140	1,37	25	34,25
30	24	53	400	10,45	143	1494,35
30	24	90	270	10,93	159	1737,87

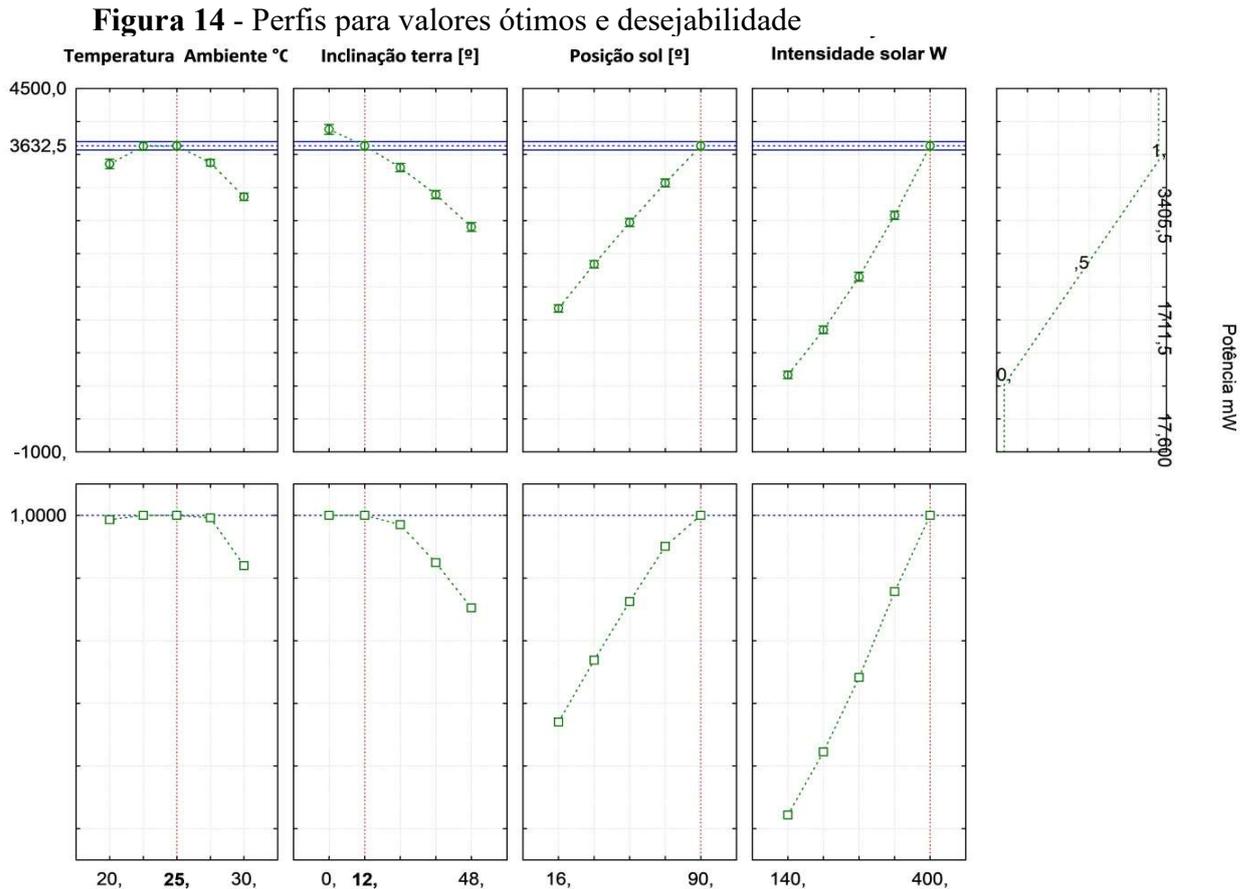
30	48	16	400	6,51	85	553,35
30	48	53	270	7,09	105	744,45
30	48	90	140	1,35	25	33,75
25	24	53	270	7,75	108	837,00
25	24	53	270	7,84	114	893,76
25	24	53	270	7,75	109	844,75
25	24	53	270	7,93	111	880,23
25	24	53	270	7,9	112	884,80
25	24	53	270	7,87	109	857,83
25	24	53	270	7,86	112	880,32
25	24	53	270	7,72	106	818,32

Fonte: Próprio Autor

Os resultados coletados foram analisados no programa Statistica®.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste trabalho foi realizada a análise de variância (ANOVA) com quatro fatores e três níveis. O resultado do delineamento é mostrado na Figura 14, onde são apresentados os valores ótimos desejados para as variáveis de entrada, para que se tenha um valor ótimo na variável de saída analisada, a Potência.



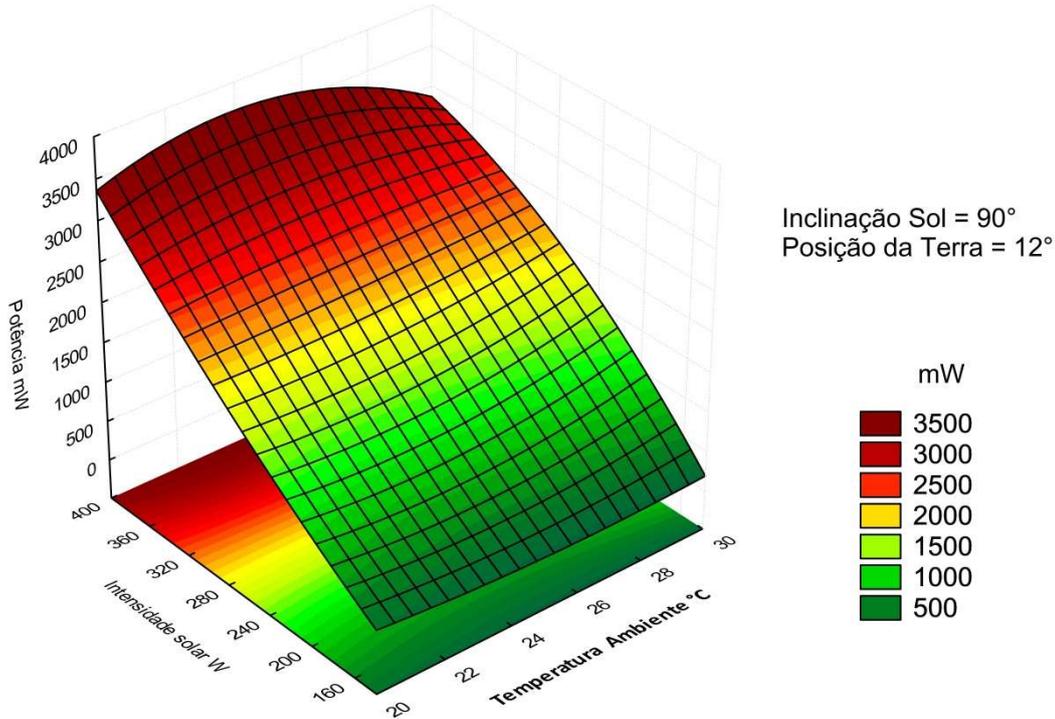
Fonte: Próprio Autor.

Analisando a Figura 14, é possível concluir que, de acordo com o programa Statistica®, o modelo (Protótipo de Estudo) obterá a maior Potência (variável de saída) em 3632,5 mW, quando as variáveis de entrada estiverem com os valores:

- Temperatura Ambiente: 25 °C
- Inclinação da Terra: 12 °
- Posição do Sol: 90 °
- Intensidade Solar: 400 W

A Figura 15 apresenta as superfícies ajustadas de Potência em resposta às alterações das variáveis de entrada, seguindo a ideia inicial deste trabalho, de analisar o comportamento que alguns fatores possuem em relação à produção final de energia fotovoltaica.

Figura 15 - Superfície ajustada: Potência versus Intensidade Solar e Temperatura Ambiente, com valores fixos da Inclinação do Sol e Posição da Terra



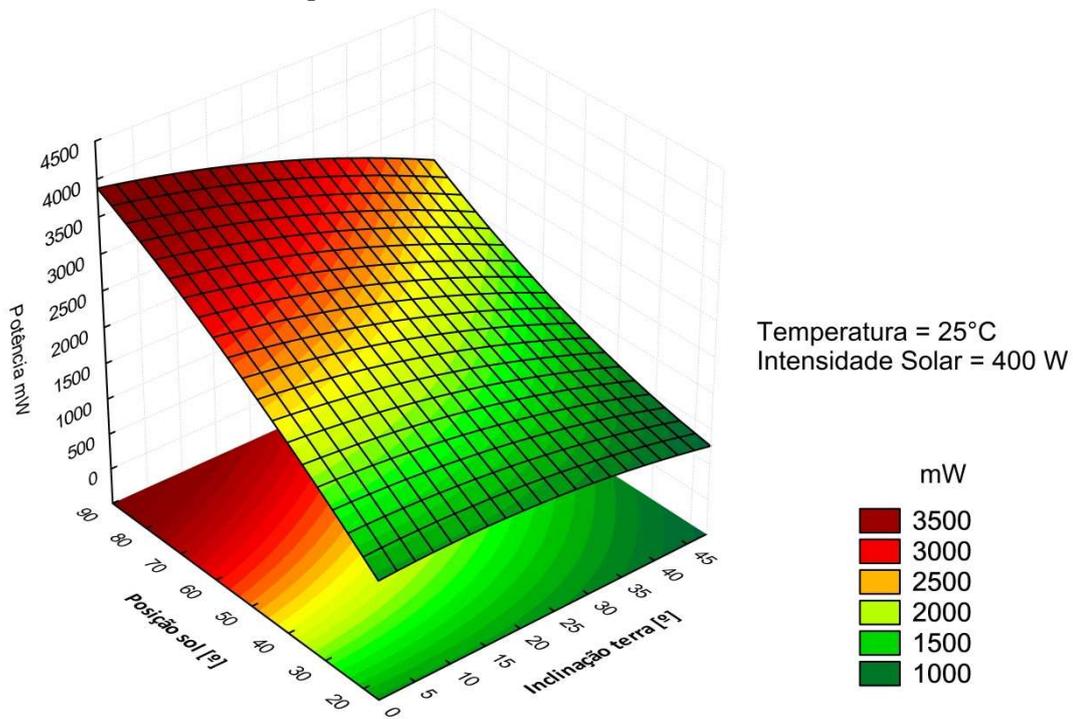
Fonte: Próprio Autor.

Nessa figura tem-se o comportamento da Potência quando são variados os parâmetros Intensidade Solar e Temperatura Ambiente. Para uma melhor visualização gráfica, os valores da Inclinação do Sol e Posição da Terra são fixados nos respectivos pontos ótimos informados na Figura 14. A equação (5) representa a curva do gráfico da Figura 15:

$$\begin{aligned}
 z = & -9,53103 + 834,84983556876 * x - 20,457717683477 * x^2 + 190,76834764887 * y - \\
 & ,44438738060899 * y^2 + ,855198941124 * 12 * x + ,00020260326257825 * 144 * x^2 - \\
 & 7,8316085825898 * 90 * x + ,15384586824591 * 8100 * x + ,13082995848111 * 90 * x^2 - \\
 & ,0027742584898237 * 8100 * x^2 - \\
 & 16,585161305903 * x * y + ,039022425652449 * x * y^2 + ,36324491105124 * x^2 * y - \\
 & ,00084428164914389 * x^2 * y^2 - \\
 & ,20858666317216 * 12 * y + ,00023242438922476 * 12 * y^2 + ,053238617924804 * 90 * y + ,00009 \\
 & 2210475070967 * 90 * y^2 - 6555,8371
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

Em suma, se fixarmos os valores da Inclinação do Sol em 90 ° e a Posição da Terra em 12 °, a resposta da Potência em função da Intensidade Solar e da Temperatura Ambiente é a apresentada na Figura 15.

Figura 16 - Superfície ajustada: Potência versus Posição do Sol e Inclinação da Terra, com Temperatura e Intensidade Solar fixos



Fonte: Próprio Autor.

A Figura 16 apresenta o comportamento da Potência quando são variados os parâmetros da Posição Solar e Inclinação da Terra.

Se fixarmos os valores das variáveis Temperatura em 25 °C e Intensidade Solar em 400 W, a resposta da Potência em função da Posição Solar e Inclinação da Terra é representada na Figura 16. A equação (6) que representa a curva da Figura 16 é:

$$\begin{aligned}
 z = & -9534,7590985898 + 834,84983556876 * x - 20,457717683477 * x^2 + 190,76834764887 * y - \\
 & ,44438738060899 * y^2 + ,855198941124 * 12 * x + ,00020260326257825 * 144 * x^2 - \\
 & 7,8316085825898 * 90 * x + ,15384586824591 * 8100 * x + ,13082995848111 * 90 * x^2 - \\
 & ,0027742584898237 * 8100 * x^2 - \\
 & 16,585161305903 * x * y + ,039022425652449 * x * y^2 + ,36324491105124 * x^2 * y - \\
 & ,00084428164914389 * x^2 * y^2 - \\
 & ,20858666317216 * 12 * y + ,00023242438922476 * 12 * y^2 + ,053238617924804 * 90 * y + ,0000922 \\
 & 10475070967 * 90 * y^2 - 6555,8371
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

Finalmente, configuramos nosso protótipo com os valores ótimos resultantes do delineamento experimental, apresentados na Figura 14, para validar o modelo.

Variáveis de entrada:

Temperatura Ambiente: 25 °C

Inclinação da Terra: 12 °

Posição do Sol: 90 °

Intensidade Solar: 400 W

A Tabela 3 apresenta os resultados para a potência ótima.

Tabela 3 - Resultados de potência ótima

Tensão [Vcc]	Corrente [mAcc]	Potência [mWp]
16,45	229	3767,05
16,39	225	3687,75
16,38	226	3701,88
16,4	225	3690,00
16,33	226	3690,58
16,32	224	3655,68
16,34	226	3692,84
16,35	228	3727,80
16,37	226	3699,62
16,34	224	3660,16

Fonte: Próprio Autor.

Conforme esperado, obtivemos os melhores resultados de produção de energia fotovoltaica (maiores valores de Potência) quando utilizamos os valores sugeridos pelo Software Statistica, validando dessa forma nosso modelo experimental.

Na sequência apresentamos a influência na geração de energia de mais três fatores citados anteriormente em nosso trabalho: sombra, poeira e sujeira.

Para demonstrarmos os efeitos desses fatores, estabelecemos o valor de 90 ° para a posição da fonte luminosa e o valor de 23 ° para a posição da placa. Partimos dessa condição inicial onde realizamos uma medida da energia gerada pela placa quando submetida a iluminação artificial com uma lâmpada halógena de 380 W. Depois, aplicamos as interferências sobre nossa placa e comparamos os resultados. Para obter um resultado mais correto, foram efetuadas 5 medidas dos valores com interferência e utilizada a média para comparação.

As leituras da chamada condição inicial foram 16,05 Vcc de tensão e 0,224 Acc de corrente. Consequentemente, 3,595 Wp de potência gerada pela placa. A Figura 17 apresenta o protótipo na condição inicial.

Figura 17 - Protótipo na condição inicial (sem interferências)



Fonte: Próprio Autor.

O sombreamento foi simulado com a deposição de uma folha de papel A4 dobrada ao meio em um dos cantos da placa (Figura 18). Essa condição faz com que a placa esteja com 8 % de sua área sombreada (placa 64 cm x 61 cm, e folha dobrada 21 cm x 14,85 cm). As leituras de tensão e corrente sofreram alteração e, conforme exposto na Tabela 4. A potência gerada sofreu uma redução de 69,01 % (de 3,595 Wp para 1,114 Wp).

Figura 18 – Folha de papel simulando sombreamento na placa



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 4 – Comparação entre valores na condição inicial e com sombreamento

	Condição Inicial (90°, 23°, 380 W)	Medições com Sombreamento					
		1	2	3	4	5	Média
Tensão Vcc	16,05	9,02	8,97	8,96	8,94	8,97	8,972
Corrente Acc	0,224	0,123	0,126	0,124	0,123	0,125	0,124
Potência Wp	3,595	1,109	1,130	1,111	1,100	1,121	1,114

Fonte: Próprio Autor.

Para a simulação de sujeira, foram utilizadas 15 folhas de árvore, as quais foram depositadas sobre a placa fotovoltaica, como mostrado na Figura 19. Multiplicando-se a área média de uma folha, em torno de 19 cm², pela quantidade de folhas depositadas, obtemos uma área de sujeira de 285 cm², o que corresponde a 7,3 % da área da placa com obstrução de receber os raios luminosos.

Figura 19 - Folhas depositadas simulando sujeira

Fonte: Próprio Autor.

Com a presença de sujeira, as leituras de tensão e corrente sofreram alteração e, conforme exposto na Tabela 5, a potência gerada sofreu uma redução de 2,47 % (de 3,462 Wp para 3,376 Wp).

Tabela 5 – Comparação entre valores na condição inicial e com sujeira

	Condição Inicial (90°, 23°, 380W)	Medições com Sujeira					
		1	2	3	4	5	Média
Tensão Vcc	15,88	15,76	15,65	15,75	15,77	15,66	15,72
Corrente Acc	0,218	0,215	0,216	0,215	0,214	0,214	0,215
Potência Wp	3,462	3,388	3,38	3,386	3,375	3,351	3,376

Fonte: Próprio Autor.

Para simular o depósito de poeira que ocorre nos painéis fotovoltaicos, foram depositados 10 g de leite em pó sobre a placa, como mostrado na Figura 20.

Figura 20 - Simulação de deposição de poeira



Fonte: Próprio Autor.

Com a presença do leite em pó (simulando poeira), as leituras de tensão e corrente sofreram alteração e, conforme exposto na Tabela 6, a potência gerada sofreu uma redução de 4,43 % (de 3,486 Wp para 3,332 Wp).

Tabela 6 - Comparação entre valores na condição inicial e com poeira

	Condição Inicial (90°, 23°, 380W)	Medições com Poeira					Média
		1	2	3	4	5	
Tensão Vcc	15,92	15,51	15,62	15,65	15,62	15,67	15,61
Corrente Acc	0,219	0,212	0,213	0,214	0,214	0,214	0,213
Potência Wp	3,486	3,288	3,327	3,349	3,343	3,353	3,332

Fonte: Próprio Autor.

No capítulo 2, item 2.2 são informados os custos de alguns sistemas FV, nesta etapa são apresentados os tempos de retorno do investimento, o chamado *payback*, de dois sistemas comumente encontrados, um sistema residencial de 4kWp e um sistema industrial de 1MWp.

O *payback* médio de um sistema residencial de 4kWp no estado do Paraná é de 5 anos (valor médio considerando o custo dos sistemas residenciais de R\$ 5,16/Wp, segundo semestre de 2021). O *payback* médio de um sistema industrial de 1MWp no estado do Paraná é de

aproximadamente 6 anos (valor médio considerando o custo dos sistemas industriais de R\$ 4,35/Wp, segundo semestre de 2021). O cálculo leva em consideração a produtividade do local, o custo médio dos sistemas, a tarifa das concessionárias e a taxa de performance do sistema.

No presente capítulo são apresentadas considerações financeiras e também características físicas do local a ser instalado um sistema fotovoltaico de 1MW de geração de energia elétrica, para depois compararmos com a proposta agrícola de investimento na mesma área, e analisarmos a mais favorável, sob a ótica de retorno do investimento.

Um sistema com essa potência (1MW), necessita de uma área de aproximadamente 1 hectare (10.000 m²) para ser instalado. Nessa área, se considerarmos por exemplo um módulo FV de 400 W, seriam instalados 2.500 módulos.

O custo de implantação de um sistema dessa natureza é variável e depende, basicamente dos seguintes itens:

- módulos fotovoltaicos (tipo, potência, fabricante, etc.);
- inversores (tipo, potência, fabricante, etc.);
- sistemas de proteção;
- estrutura de fixação dos módulos (solo, aéreo, etc.);
- cabeamento;
- estruturas para escoar a energia produzida (distância entre a usina FV e a rede distribuição da concessionária de energia);

Assim, o custo médio para um sistema FV de 1 MW de potência é de R\$ 5.000.000,00. Na geração distribuída, não há possibilidade de comercialização do montante da energia gerada diretamente para as concessionárias de energia. A alternativa à essa regra é a comercialização da energia junto à Cooperativas de Geração Compartilhada.

A modalidade de Geração Compartilhada se caracteriza por um acordo entre unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão, que possuem um projeto de GD em local diferente das UCs consumidoras. Este acordo entre as unidades consumidoras, que podem ser Pessoa Física (CPF) ou Pessoa Jurídica (CNPJ) serão por meio de Cooperativa ou Consórcio, respectivamente.

As cooperativas são formadas com o intuito de beneficiar consumidores que desejam reduzir o seu consumo de energia. Os cooperados serão identificados contratualmente com o valor percentual de compensação de energia que cada integrante receberá.

O quadro 2 apresenta um sistema de geração compartilhada por meio de cooperativa para um sistema de 1 MW de potência, na região norte do Paraná.

Quadro 2 - Sistema de geração compartilhada por meio de cooperativa para um sistema de 1 MW de potência, na região norte do Paraná

Potência de pico da usina solar	1.000 kWp
Geração média mensal (norte do Paraná)	140 kWh/kWp
Geração média da usina solar	140.000 kWh/mês
Tarifa concessionária	0,83 R\$/kWh
Desconto cliente cooperado	15%
Valor tarifa para o cooperado	0,7055 R\$/kWh
Taxa de administração da cooperativa	5%
Preço de venda da energia	0,6702 R\$/kWh
Impostos*	25%
Preço líquido da energia	0,5027 R\$/kWh
Receita líquida mensal	R\$ 70.373,63
Investimento médio	R\$ 5.000.000,00
Payback simples em meses	71 meses

Fonte: Próprio autor

* PIS/COFINS e Contribuição para Iluminação Pública (CIP)

Conforme apresentado no quadro 2, após o tempo de retorno do investimento inicial, algo em torno de 6 anos, o faturamento de uma usina de 1 MW é aproximadamente R\$ 70.000,00 mensais.

Para a criação do cenário de comparação entre a produção fotovoltaica e a produção agrícola, foram pesquisados junto à Secretaria da Agricultura e do Abastecimento do Paraná – SEAB, no Departamento de Economia Rural – DERAL, os custos da produção agrícola das culturas soja, milho e trigo.

As tabelas a seguir mostram os custos operacionais e fixos estimados para a produção agrícola em um hectare (10.000 m²). Dentre eles, são discriminados os itens de cada parcela apresentando o percentual de cada participação e a relação de custo por saca do produto (soja, milho, trigo).

Produto: Soja

Mês/Ano de referência: maio/2022

Produtividade média: 55 sacas de 60 kg por hectare (ha)

Preço da saca: R\$ 174,00 (junho 2022, região de Londrina PR)

A Tabela 7 apresenta os custos operacionais e fixos para a produção de soja.

Tabela 7 – Custos operacionais e fixos para a produção de soja

	Especificação	R\$/ha	R\$/60kg	Participação (%)
1	- Operação de máquinas e implementos	737,59	13,41	12,12
2	- Despesas de manutenção de benfeitorias	48,34	0,88	0,79
3	- Mão-de-obra temporária	53,86	0,98	0,88
4	- Sementes/Manivas	770,40	14,01	12,66
5	- Fertilizantes	1.713,00	31,15	28,14
6	- Agrotóxicos	911,55	16,57	14,98
7	- Despesas gerais	81,81	1,49	1,34
8	- Transporte externo	159,50	2,90	2,62
9	- Assistência técnica	86,33	1,57	1,42
10	- PROAGRO/SEGURO	127,04	2,31	2,09
11	- Juros	211,30	3,84	3,47
	CUSTOS VARIÁVEIS (A)	4.900,72	89,11	80,52
1	- Depreciação de máquinas e implementos	594,25	10,80	9,76
2	- Depreciação de benfeitorias e instalações	64,46	1,17	1,06
3	- Sistematização e correção do solo	144,06	2,62	2,37
4	- Cultura	-	-	-
5	- Seguro do capital	42,84	0,78	0,70
6	- Mão-de-obra permanente	340,30	6,19	5,59
	CUSTOS FIXOS (B)	1.185,91	21,56	19,48
	CUSTO TOTAL (A+B)	6.086,63	110,67	100,00

Fonte: DEAB/SERAL

Produto: Milho

Mês/Ano de referência: maio/2022

Produtividade média: 80 sacas de 60kg por hectare (ha)

Preço da saca: R\$ 78,00 (junho 2022, região de Londrina PR)

A Tabela 8 apresenta os custos operacionais e fixos para a produção de milho.

Tabela 8 – Custos operacionais e fixos para a produção de milho

	Especificação	R\$/ha	R\$/60kg	Participação (%)
1	- Operação de máquinas e implementos	669,79	8,37	13,77
2	- Despesas de manutenção de benfeitorias	62,83	0,79	1,29
3	- Mão-de-obra temporária	42,24	0,53	0,87
4	- Sementes/Manivas	1.006,29	12,58	20,69
5	- Fertilizantes	906,00	11,33	18,63
6	- Agrotóxicos	442,72	5,53	9,10
7	- Despesas gerais	62,60	0,78	1,29
8	- Transporte externo	232,00	2,90	4,77
9	- Assistência técnica	63,85	0,80	1,31
10	- PROAGRO/SEGURO	93,90	1,17	1,93
11	- Juros	155,93	1,95	3,21
	CUSTOS VARIÁVEIS (A)	3.738,15	46,73	76,85
1	- Depreciação de máquinas e implementos	581,76	7,27	11,96
2	- Depreciação de benfeitorias e instalações	83,78	1,05	1,72
3	- Sistematização e correção do solo	144,06	1,80	2,96
4	- Cultura	-	-	-
5	- Seguro do capital	49,43	0,62	1,02
6	- Mão-de-obra permanente	266,75	3,33	5,48
	CUSTOS FIXOS (B)	1.125,78	14,07	23,15
	CUSTO TOTAL (A+B)	4.863,93	60,80	100,00

Fonte: DEAB/SERAL

Produto: Trigo

Mês/Ano de referência: maio/2022

Produtividade média: 48 sacas de 60kg por hectare (ha)

Preço da saca: R\$ 104,00 (junho 2022, região de Londrina PR)

A Tabela 9 apresenta os custos operacionais e fixos para a produção de trigo

Tabela 9 – Custos operacionais e fixos para a produção de trigo

	Especificação	R\$/ha	R\$/60kg	Participação (%)
1	- Operação de máquinas e implementos	794,97	16,56	12,75
2	- Despesas de manutenção de benfeitorias	33,40	0,70	0,54
3	- Mão-de-obra temporária	59,90	1,25	0,96
4	- Sementes/Manivas	537,00	11,19	8,61
5	- Fertilizantes	2.290,00	47,71	36,72
6	- Agrotóxicos	653,69	13,62	10,48
7	- Despesas gerais	87,38	1,82	1,40
8	- Transporte externo	139,20	2,90	2,23
9	- Assistência técnica	89,13	1,86	1,43
10	- PROAGRO/SEGURO	131,07	2,73	2,10
11	- Juros	160,75	3,35	2,58
	CUSTOS VARIÁVEIS (A)	4.976,49	103,69	79,79
1	- Depreciação de máquinas e implementos	679,39	14,15	10,89
2	- Depreciação de benfeitorias e instalações	44,54	0,93	0,71
3	- Sistematização e correção do solo	144,06	3,00	2,31
4	- Cultura	-	-	-
5	- Seguro do capital	42,71	0,89	0,68
6	- Mão-de-obra permanente	349,98	7,29	5,61
	CUSTOS FIXOS (B)	1.260,68	26,26	20,21
	CUSTO TOTAL (A+B)	6.237,17	129,95	100,00

Fonte: DEAB/SERAL

Como temos os dados de custo e produtividade por hectare, podemos obter o lucro, o que sobra ao agricultor, por hectare, por ano.

Primeiramente é necessário a definição de quais culturas iremos utilizar em nossa avaliação anual. Os produtores do norte do Paraná, em geral, realizam o plantio da soja em outubro e a colheita em fevereiro. O plantio nesse período é chamado de cultura de verão.

Na sequência, para o chamado plantio de inverno, os produtores optam pelas culturas de milho ou trigo. Caso a opção de plantio seja o milho, essa atividade é iniciada em fevereiro, mais tardar março, para a realização da colheita em agosto, podendo chegar a setembro.

Caso o produtor opte pelo Trigo como cultura de inverno, o plantio inicia em abril ou maio e a colheita em setembro.

Realizando os cálculos para a opção de plantio das culturas de soja e milho, chegamos a um valor de R\$ 4.859,44 de lucro por hectare, por ano, ao produtor rural. Estes resultados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Cálculo do lucro por hectare por ano (soja/milho)

Cultura	Produção em sacas 60 kg/ha	Preço da saca/ha	Renda/ha	Custo/ha
SOJA	55	R\$ 174,00	R\$ 9.570,00	R\$ 6.086,63
MILHO	80	R\$ 78,00	R\$ 6.240,00	R\$ 4.863,93
			R\$ 15.810,00	R\$ 10.950,56
			Lucro/ha	R\$ 4.859,44

Fonte: próprio autor

Realizando os cálculos para a opção de plantio das culturas de soja e trigo, chegamos a um valor de R\$ 2.238,20 de lucro por hectare, por ano, ao produtor rural (Tabela 11).

Tabela 11 – Cálculo do lucro por hectare por ano (soja/trigo)

Cultura	Produção em sacas 60 kg/ha	Preço da saca/ha	Renda/ha	Custo/ha
SOJA	55	R\$ 174,00	R\$ 9.570,00	R\$ 6.086,63
TRIGO	48	R\$ 104,00	R\$ 4.992,00	R\$ 6.237,17
			R\$ 14.562,00	R\$ 12.323,80
			Lucro/ha	R\$ 2.238,20

Fonte: próprio autor

Diante do exposto, fica evidente que um sistema solar fotovoltaico se torna uma atividade de maior retorno financeiro anual após os lucros trazidos por este investimento superarem o valor aplicado inicialmente, como mostrado na Tabela 12.

Tabela 12 – Comparativo econômico entre as atividades de Geração FV e o plantio de culturas

Atividade	Área (ha)	Investimento Inicial	Payback simples (meses)	Lucro Anual
Geração FV	1	R\$ 5.000.000,00	71	R\$ 70.300,00
Agricultura (soja/milho)	1	R\$ 10.950,56	3	R\$ 4.859,44
Agricultura (soja/trigo)	1	R\$ 12.323,80	6	R\$ 2.238,20

Fonte: próprio autor

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi possível desenvolver os temas propostos inicialmente, a saber: reunir a parte teórica dos artigos relacionados à influência na geração de Energia FV, criar um protótipo de estudos capaz de comprovar na prática experimentos relatados na literatura apresentada neste trabalho e realizar um comparativo de viabilidade econômica entre produção de energia fotovoltaica e plantio agrícola.

Diante do exposto no Capítulo 4, foi possível comprovar que a Potência gerada pela placa fotovoltaica está relacionada com as variáveis: Temperatura Ambiente, Inclinação da Terra, Posição do Sol, Intensidade Solar e interferências do meio ambiente.

Em nosso estudo verificou-se que a Temperatura Ambiente e a Inclinação da Terra possuem ponto ótimo que, se ultrapassados, passam a influenciar negativamente o valor da Potência de geração Fotovoltaica, como mostrado na Figura 14. Por outro lado, as variáveis Posição do Sol e Intensidade Solar têm seu ponto ótimo nos valores máximos utilizados nesse estudo.

Foi possível verificar e quantificar a influência de fatores relacionados ao ambiente em que se encontra o sistema fotovoltaico. Ao usuário cabe certificar-se que seu sistema FV esteja sempre limpo de sujeiras e poeira, realizando as devidas manutenções periódicas informadas pelos fabricantes e instaladores. Muito importante também observar que as placas devem estar em sua totalidade expostas ao sol. Pequenas quantidades de sombra nas placas afetam muito o rendimento do sistema.

O modelo experimental foi validado, provando através de medições de parâmetros elétricos, que o sistema fotovoltaico possui algumas características que devem ser levadas em consideração na contratação de um projeto ou instalação de uma planta solar para garantir o melhor rendimento das unidades geradoras.

Com relação ao estudo de viabilidade econômica e a comparação com a utilização da área de 1 ha para produção agrícola, vale destacar que o investimento inicial para a implantação de um sistema fotovoltaico é consideravelmente superior a utilização da área para plantio. No entanto, conforme apresentado na Tabela 12, o lucro anual também é admiravelmente superior, o que, a médio e longo prazo, faz com que a implantação do sistema seja mais interessante em todos os aspectos.

6 REFERÊNCIAS

- ABDALLAH, S. The effect of using sun tracking systems on the voltage–current characteristics and power generation of flat plate photovoltaics. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 45, n. 11, p. 1671-1679, 2004. doi: 10.1016/j.enconman.2003.10.006
- ABDALLAH, S.; NIJMEH, S. Two axes sun tracking system with PLC control. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 45, n. 11, p. 1931-1939, 2004. doi: 10.1016/j.enconman.2003.10.007
- ABD-ELHADY, M. S.; FOUAD, M. M.; KHALIL, T. Improving the efficiency of photovoltaic (PV) panels by oil coating. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 115, p. 1-7, 2016. doi: 10.1016/j.enconman.2016.02.040
- ABU-KHADER, M. M.; BADRAN, O. O.; ABDALLAH, S. Evaluating multi-axes sun-tracking system at different modes of operation in Jordan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 12, n. 3, p. 864-873, 2008. doi: 10.1016/j.rser.2006.10.005
- AFSAR, Y.; SARIK, J.; GORLATOVA, M.; ZUSSMAN, G.; KYMISSIS, I. **Evaluating photovoltaic performance indoors**. New York: Columbia University, 2012.
- AL-HASAN, A. Y.; GHONEIM, A. A. A new correlation between photovoltaic panel's efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface. **International Journal of Sustainable Energy**, [S. l.], v. 24, n. 4, p. 187-197, 2005. doi: 10.1080/14786450500291834
- ALONSO-GARCIA, M. C.; RUIZ, J. M.; CHENLO, F. Experimental study of mismatch and shading effects in the I–V characteristic of a photovoltaic module. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Amsterdam, v. 90, n. 3, p. 329-340, 2006. doi: 10.1016/j.solmat.2005.04.022
- ANDERSON, M.; GRANDY, A.; HASTIE, J.; SWEEZEY, A.; RANKY, R.; MAVROIDIS, C.; MARKOPOULOS, Y. P. Robotic device for cleaning photovoltaic panel arrays. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON CLIMBING AND WALKING ROBOTS AND THE SUPPORT TECHNOLOGIES FOR MOBILE MACHINES, 12., 2009, [S. l.]. **Proceedings [...]**. [S. l.: s. n.], 2009. p. 9–11.
- BAGHZOUZ, Y. **Solar cell operation**: EE 495–695. [2001]. Disponível em: <http://www.ee.unlv.edu/~eebag/4.2%20Solar%20Cell%20Operation.pdf>. Acesso em: 5 dez. 2020.
- BAURZHAN, S.; JENKINS, G. P. Off-grid solar PV: is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 60, p. 1405-1418, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.03.016
- BLUE SKY ENERGY. **What is maximum power point tracking (MPPT) and How Does it Work?** Califórnia: Blue Sky Energy, [2021]. Disponível em: www.blueskyenergyinc.com. Acesso em: 9 jan. 2021.

BREMNER, S. P.; YI, C.; ALMANSOURI, I.; HO-BAILLIE, A.; GREEN, M. A. Optimum band gap combinations to make best use of new photovoltaic materials. **Solar Energy**, Kidlington, v. 135, p. 750-757, 2016. doi: 10.1016/j.solener.2016.06.042

BROWN, K.; NARUM, T.; JING, N. Soiling test methods and their use in predicting performance of photovoltaic modules in soiling environments. *In*: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 38., 2012, Austin. **Proceedings** [...]. Austin: IEEE, 2012. p. 1881-1885

CAPAR, S. **Photovoltaic power generation for polycrystalline solar cells and turning sunlight into electricity thesis**. 2005. Thesis (Engineering Physics) - University of Gaziantep, Gaziantep, 2005

CHADEL, M.; BOUZAKI, M. M.; CHADEL, A.; PETIT, P.; SAWICKI, J. P.; AILLERIE, M.; BENYOUCEF, B. Influence of the spectral distribution of light on the characteristics of photovoltaic panel. Comparison between simulation and experimental. **AIP Conference Proceedings**, New York, v. 1814, n. 1, p. 20054, 2017. doi: 10.1063/1.4976273

CHOUDEUR, A.; SILVESTRE, S. Analysis model of mismatch power losses in PV systems. **Journal of Solar Energy Engineering**, New York, v. 131, n. 2, p. 24504, 2009. doi: 10.1115/1.3097275

COOK, G.; BILLMAN, L.; ADCOCK, R. **Photovoltaic fundamentals**. Washington: National Renewable Energy Laboratory, 1995.

COSTA, S. C.; DINIZ, A. S. A.; KAZMERSKI, L. L. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: literature review update for 2012–2015. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 63, p. 33-61, 2016. doi: /10.1016/j.rser.2016.04.059

DAMIANI, B.; NAKAYASHIKI, K.; KIM, D. S.; YELUNDUR, V.; OSTAPENKO, S.; TARASOV, I.; ROHATGI, A. Light induced degradation in promising multi-crystalline silicon materials for solar cell fabrication. *In*: PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 3., 2003, Osaka. **Proceedings** [...]. Osaka: IEEE, 2003. p. 927-930.

DAVID, T. M. **Identificação de aspectos potenciais para gestão de sistemas solares fotovoltaicos em residências**. 2020. 94 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Guaratinguetá, 2020.

DUBEY, S.; SARVAIYA, J. N.; SESHADRI, B. Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world—a review. **Energy Procedia**, [S. l.], v. 33, p. 311-321, 2013.

DZIMANO, G. **Modeling of photovoltaic systems**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e Computação) - Ohio State University, Ohio, 2008.

ECO A ENERGIAS RENOVÁVEIS. Disponível em: Fonte:www.ecoaenergias.com.br. Acesso em: 4 jan. 2021.

EL-SHOBOKSHY, M. S.; HUSSEIN, F. M. Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on to its surface. **Renewable Energy**, Oxford, v. 3, n. 6-7, p. 585-590, 1993. doi: 10.1016/0960-1481(93)90064-N.

- EL-SHOBOKSHY, M. S.; HUSSEIN, F. M. Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells. **Solar Energy**, Kidlington, v. 51, n. 6, p. 505-511, 1993. doi: 10.1016/0038-092X(93)90135-B.
- ENDECON ENGINEERING. **A guide to photovoltaic (PV) system design and installation**: consultant report. California: California Energy Commission, 2001.
- ESEN, V.; SAGLAM, Ş.; ORAL, B. Light sources of solar simulators for photovoltaic devices: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 77, p. 1240–1250, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2017.03.062
- GARCÍA, J. O.; GAGO, E. J.; BAYO, J. A.; MONTES, G. M. The use of solar energy in the buildings construction sector in Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 11, n. 9, p. 2166-2178, 2007. doi: 10.1016/j.rser.2006.03.010
- GARCÍA, M. A.; BALENZATEGUI, J. L. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. **Renewable Energy**, Oxford, v. 29, n. 12, p. 1997-2010, 2004. doi: 10.1016/j.renene.2004.03.010
- GARDAS, B. B.; TENDOLKAR, M. V. Design of cooling system for photovoltaic panel for increasing its electrical efficiency. **ICMIE**, Goa, p.144-149, 2012.
- GONZALEZ, R.; LOPEZ, J.; SANCHIS, P.; MARROYO, L. Transformerless inverter for singlephase photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, New York, v. 22, n. 2, p. 693-697, 2007. doi: 10.1109/TPEL.2007.892120
- GOV.BR. Aneel. Unidades com **Geração Distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 01/09/2022.
- GREEN, M. A.; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (Version 45). **Progress in Photovoltaics: research and applications**, Chichester, v. 23, n. 1, p. 1-9, 2015. doi: 10.1002/pip.2573
- GREENER. 2020. Disponível em: <https://www.greener.com.br/>. Acesso em: 14 jan. 2021.
- HAMROUNI, N.; JRAIDI, M.; CHÉRIF, A. Solar radiation and ambient temperature effects on the performances of a PV pumping system. **Revue Des Energies Renouvelables**, [S. l.], v. 11, n. 1, p. 95-106, 2008. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.493.5284&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: 4 jan. 2021.
- HASSAN, A. H.; RAHOMA, U. A.; ELMINIR, H. K.; FATHY, A. M. Effect of airborne dust concentration on the performance of PV modules. **Journal of Astronomy Society Egyptian**, [S. l.], v. 13, n. 1, p. 24-38, 2005.
- HOU, J.; PARK, M. H.; ZHANG, S.; YAO, Y.; CHEN, L. M.; LI, J. H.; YANG, Y. Bandgap and molecular energy level control of conjugated polymer photovoltaic materials based on benzo [1, 2-b: 4, 5-b'] dithiophene. **Macromolecules**, Easton, v. 41, n. 16, p. 6012-6018, 2008. doi: 10.1021/ma800820r

HONSBURG, C. B.; BOWDEN, S. G. Characteristic Resistance. *In*: HONSBURG, C. B.; BOWDEN, S. G. **Photovoltaics education website**. 2019. cap. 4. 3. Disponível em: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/characteristic-resistance>. Acesso em: 15 fev. 2021.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. **61646**. Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules-design qualification and type approval. [S. l.]: IEC, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules**: design qualification and type approval. [S. l.]: International Standard IEC, 2005.

ISHIKAWA, T. **Grid-connected photovoltaic power systems**: survey of inverter and related protection equipments. Tokyo: IEA-PVPS Publications, 2002. Report IEA PVPS T5-05, 2002.

JANTSCH, M.; REAL, M.; HÄBERLIN, H.; WHITAKER, C.; KUROKAWA, K.; BLÄSSER, G.; KREMER, P.; VERHOEVE, C. W. G. **Measurement of PV maximum power point tracking performance**. Netherlands: Netherlands Energy Research Foundation ECN, 1997.

JAYAKUMAR, P. **Resource assessment handbook**. [S. l.]: Asia and Pacific Center for Transfer of Technology (APCTT), 2009.

JOHN, J. J.; WARADE, S.; TAMIZHMANI, G.; KOTTANTHARAYIL, A. Study of soiling loss on photovoltaic modules with artificially deposited dust of different gravimetric densities and compositions collected from different locations in India. **IEEE Journal of Photovoltaics**, Piscataway, v. 6, n. 1, p. 236-243, 2016. doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2495208

KADDOURA, T. O.; RAMLI, M. A.; AL-TURKI, Y. A. On the estimation of the optimum tilt angle of PV panel in Saudi Arabia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 65, p. 626-634, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.07.032

KAKOI, Y.; TSUTSUI, Y.; ONO, N.; UMEZAWA, K.; KONDO, N. Emission reduction technologies applied to high-speed direct injection diesel engine. **Society of Automotive Engineers Technical Paper Series**, [S. l.], n. 980173, 1988. doi: 10.4271/980173

KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering**: processes and systems. San Diego: Academic Press, 2013.

KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering**: processes and systems. Cambridge: Academic Press, 2013.

KAREKEZI, S.; KITHYOMA, W. Renewable energy strategies for rural Africa: is a PV-led renewable energy strategy the right approach for providing modern energy to the rural poor of sub-Saharan Africa?. **Energy Policy**, Guildford, v. 30, n. 11, p. 1071-1086, 2002. doi: 10.1016/S0301-4215(02)00059-9.

KAWAMURA, H.; NAKA, K.; YONEKURA, N.; YAMANAKA, S.; KAWAMURA, H.; OHNO, H.; NAITO, K. Simulation of I–V characteristics of a PV module with shaded PV

cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Amsterdam, v. 75, n. 3, p. 613-621, 2003. doi: 10.1016/S0927-0248(02)00134-4.

KENNY, R. P.; FRIESEN, G.; CHIANESE, D.; BERNASCONI, A.; DUNLOP, E. D. Energy rating of PV modules: comparison of methods and approach. *In: WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION*, 3., 2003, Osaka. **Proceedings** [...]. Osaka: IEEE, 2003. v. 2, p. 2015-2018.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. Analysis of factors influencing the annual energy production of photovoltaic systems. *In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 29., 2002, New Orleans. **Proceedings** [...]. New Orleans: IEEE, 2002. p. 1356-1361.

KING, D. L.; KRATOCHVIL, J. A.; BOYSON, W. E. Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results. *In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE; CONFERENCE RECORD IEEE*, 26., 1997. **Proceedings** [...]. Anaheim: IEEE, 1997. p. 1183-1186.

KING, D. L.; QUINTANA, M. A.; KRATOCHVIL, J. A.; ELLIBEE, D. E.; HANSEN, B. R. Photovoltaic module performance and durability following long-term field exposure. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, Chichester, v. 8, n. 2, p. 241-256, 2000. doi: 10.1002/(SICI)1099-159X(200003/04)8:2<241::AID-PIP290>3.0.CO;2-D

KÖNTGES, M.; KUNZE, I.; KAJARI-SCHRÖDER, S.; BREITENMOSER, X.; BJØRNEKLETT, B. The risk of power loss in crystalline silicon based photovoltaic modules due to micro-cracks. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Amsterdam, v. 95, n. 4, p. 1131-1137, 2011. doi: 10.1016/j.solmat.2010.10.034

KÖNTGES, M.; KURTZ, S.; PACKARD, C.; JAHN, U.; BERGER, K. A.; KATO, K.; FRIESEN, T.; LIU, H.; VAN ISEGHEM, M. Review of failures of photovoltaic modules. **International Energy Agency**, 2014. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/274717701_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules. Acesso em: 5 jan. 2021.

KRAUTER, S. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Amsterdam, v. 82, n. 1, p. 131-137, 2004.

LOSCHI, H. J.; IANO, Y.; LEÓN, J.; MORETTI, A.; CONTE, F. D.; BRAGA, H. A review on photovoltaic systems: mechanisms and methods for irradiation tracking and prediction. **Smart Grid and Renewable Energy**, [S. l.], v. 6, n. 7, p. 187, 2015. doi: 10.4236/sgre.2015.67017

LOUIS, J. R.; SHANMUGHAM, S.; GUNASEKAR, K.; ATLA, N. R.; MURUGESAN, K. Effective utilisation and efficient maximum power extraction in partially shaded photovoltaic systems using minimum-distance-average-based clustering algorithm. **IET Renewable Power Generation**, Stevenage, v. 10, n. 3, p. 319-326, 2016.

LUNDSTROM, M. **Solar cells lecture 1: Introduction to photovoltaics**. West Lafayette: Purdue University, 2011.

MACHARIA, E. **Solar lighting for the base of the pyramid: overview of an emerging market**. Kellie Brown: Humboldt State University, 2010.

MAGHAMI, M. R.; HIZAM, H.; GOMES, C.; RADZI, M. A.; REZADAD, M. I.; HAJIGHORBANI, S. Power loss due to soiling on solar panel: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 59, p. 1307-1316, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.01.044

MANI, M.; PILLAI, R. Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: research status, challenges and recommendations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 14, n. 9, p. 3124–3131, 2010. doi: 10.1016/j.rser.2010.07.065

MASTEKBAYEVA, G. A.; KUMAR, S. Effect of dust on the transmittance of low density polyethylene glazing in a tropical climate. **Solar Energy**, Kidlington, v. 68, n. 2, p. 135-141, 2003. doi: 10.1016/S0038-092X(99)00069-9

MEHRTASH, M.; GUILLERMO, Q.; YVAN, D.; DANIEL, R. Performance evaluation of sun tracking photovoltaic systems in Canada. *In: ANNUAL INTERNATIONAL CONFERENCE ON MECHANICAL ENGINEERING-ISME*, 20., 2012, Shiraz. **Proceedings** [...]. Shiraz: [s. n.], 2012. p. 16-18. Disponível em: <http://www.t3e.info/pdf/Publications/2012-ISME-%20Performance%20Evaluation%20of%20Sun%20Tracking%20Photovoltaic%20Systems%20in%20Canada.pdf>. Acesso em: 9 jan. 2021.

MERAL, M. E.; DİNÇER, F. A review of the factors affecting operation and efficiency of Photovoltaic based electricity generation systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 15, n. 5, p. 2176-2184, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2011.01.010

MICROGENERATION CERTIFICATION SCHEME. **Guide to the installation of Photovoltaic systems**. London: Microgeneration Certification Scheme, 2012.

MILLER, J.; JACKSON, J. **Impact of soiling and pollution on PV generation performance**. San José, CA: Technical Memorandum, 2009. Disponível em: <https://www.yumpu.com/en/document/read/33341698/impact-of-soiling-and-pollution-On-pv-generation-performance>. Acesso em: 9 dez. 2020.

MOHARRAM, K. A.; ABD-ELHADY, M. S.; KANDIL, H. A.; EL-SHERIF, H. Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling. **Ain Shams Engineering Journal**, [S. l.], v. 4, n. 4, p. 869-877, 2013.

MOHARRAM, K. A.; ABD-ELHADY, M. S.; KANDIL, H. A.; EL-SHERIF, H. Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v. 68, p. 266-272, 2013. doi: 10.1016/j.enconman.2013.01.022

MOLENBROEK, E.; WADDINGTON, D. W.; EMERY, K. A. Hot spot susceptibility and testing of PV module. *In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 32., 1991, Las Vegas. **Proceedings** [...]. Las Vegas: IEEE, 1991. p. 547-552.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. The Impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system. **Renewable Energy**, Oxford, v. 32, n. 1, p. 118–40, 2007. doi: 10.1016/j.renene.2006.05.006

- MONER-GIRONA, M.; GHANADAN, R.; JACOBSON, A.; KAMMEN, D. M. Decreasing PV costs in Africa: opportunities for rural electrification using solar PV in sub-Saharan Africa. **Refocus**, [S. l.], v. 7, n. 1, p. 40-45, 2006. doi: 10.1016/S1471-0846(06)70517-0
- MOUSAZADEH, H.; KEYHANI, A.; JAVADI, A.; MOBILI, H.; ABRINIA, K.; SHARIFI, A. A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 13, n. 8, p. 1800-1818, 2009. doi: 10.1016/j.rser.2009.01.022
- MUÑOZ, J.; LORENZO, E.; MARTÍNEZ-MORENO, F.; MARROYO, L.; GARCÍA, M. An investigation into hotspots in two large gridconnected PV plants. **Progress in Photovoltaics: research and applications**, Chichester, v. 16, n. 8, p. 693-701, 2008. doi: 10.1002/pip.844
- NAUMANN, V.; GEPPERT, T.; GROBER, S.; WICHMANN, D.; KROKOSZINSKI, H. J.; WERNER, M.; HAGENDORF, C. Potential-induced degradation at interdigitated back contact solar cells. **Energy Procedia**, [S. l.], v. 55, p. 498-503, 2014. doi: 10.1016/j.egypro.2014.08.015
- NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; KÉBÉ, C. M.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: a literature review. **Solar Energy**, Kidlington, v. 96, p. 140-151, 2013. doi: 10.1016/j.solener.2013.07.005
- OSTERWALD, C. R.; ANDERBERG, A.; RUMMEL, S.; OTTOSON, L. Degradation analysis of weathered crystalline-silicon PV modules. *In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 39., 2002, New Orleans. **Proceedings** [...]. New Orleans: IEEE, 2002. p.1392-1395.
- PANDEY, A. K.; TYAGI, V. V.; JEYRAJ, A.; SELVARAJ, L.; RAHIM, N. A.; TYAGI, S. K. Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 53, p. 859-884, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2015.09.043
- POLMAN, A.; KNIGHT, M.; GARNETT, E. C.; EHRLER, B.; SINKE, W. C. Photovoltaic materials: present efficiencies and future challenges. **Science**, Washington, v. 352, n. 6283, p. 4424, 2016. doi: 10.1126/science.aad4424
- POSADILLO, R.; LUQUE, R. L. Approaches for developing a sizing method for stand-alone PV systems with variable demand. **Renewable Energy**, Oxford, v. 33, n. 5, p. 1037-1348, 2008. doi: 10.1016/j.renene.2007.06.004
- PV MAGAZINE. Brazil may add another 12 GW of PV this year, [2022]. Disponível em: <https://www.pv-magazine.com/2022/01/14/brazil-may-add-another-12-gw-of-pv-this-year/>. Acesso em: 12/08/2022.
- QUASCHNING, V.; HANITSCH, R. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. **Solar Energy**, Kidlington, v. 56, n. 6, p. 513-520, 1996. doi: 10.1016/0038-092X(96)00006-0
- QUINTANA, M. A.; KING, D. L.; MCMAHON, T. J.; OSTERWALD, C. R. Commonly observed degradation in field-aged Photovoltaic modules. *In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 39., 2002, New Orleans. **Proceedings** [...]. New Orleans: IEEE, 2002. p. 1436-1439

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; SARK, W. G.; KIEFER, K.; REISE, C. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?. **Progress in Photovoltaics: research and applications**, Chichester, v. 20, n. 6, p. 717-726, 2012. doi: 10.1002/pip.1219

ROSS, M. M. Optimal wire size for photovoltaic systems operating at maximum power point: a closed form approach. *In*: ANNUAL CONFERENCE OF THE SOLAR, 30., 2005. **Proceedings** [...]. Burnaby: Energy Society of Canada, 2005.

RUSTEMLI, S.; DINCADAM, F.; DEMIRTAS, M. Performance comparison of the sun tracking system and fixed system in the application of heating and lighting. **Arabian Journal for Science & Engineering**, Dhahran, v. 35, 2010.

SAIDAN, M.; ALBAALI, A. G.; ALASIS, E.; KALDELLIS, J. K. Experimental study on the effect of dust deposition on solar photovoltaic panels in desert environment. **Renewable Energy**, Oxford, v. 92, p. 499-505, 2016. doi: 10.1016/j.renene.2016.02.031

SALIM, M. S.; NAJIM, J. M.; SALIH, S. M. Practical evaluation of solar irradiance effect on PV performance. **Energy Science and Technology**, Quebec, v. 6, n. 2, p. 36-40, 2013.

SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L. L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature, and mitigation approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 22, p. 698-733, 2013. doi: 10.1016/j.rser.2012.12.065

SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, Kidlington, v. 107, p. 576-604, 2014. doi: 10.1016/j.solener.2014.05.030

SHARMA, V.; CHANDEL, S. S. A novel study for determining early life degradation of multi-crystalline-silicon photovoltaic modules observed in western Himalayan Indian climatic conditions. **Solar Energy**, Kidlington, v. 34, p. 32-44, 2016. doi: 10.1016/j.solener.2016.04.023

SKOPLAKI, E.; BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, Amsterdam, v. 92, n. 11, p. 1393-1402, 2008.

SOLMETRIC. **Guide to interpreting I-V curve measurements of PV arrays**: application note PVA-600. [S. l.]: Solmetric, 2011.

SUNGUR, C. Multi-axes sun-tracking system with PLC control for photovoltaic panels in Turkey. **Renewable Energy**, Oxford, v. 34, n. 4, p. 1119-1125, 2009. doi: 10.1016/j.renene.2008.06.020

SUNTECH. bSolar GmbH, mono-crystalline silicon solar cell datasheet, TG18.5 BR 4.39W. Disponível em: www.suntech-power.com. Acesso em: 5 jan. 2021a.

SUNTECH. **Mono-crystalline solar module datasheet**: STP290S 290W. Disponível em: www.suntech-power.com. Acesso em: 5 jan. 2021b.

SUNTECH. **Mono-crystalline solar module datasheet**: STP300S 300W. Disponível em: www.suntech-power.com. Acesso em: 5 jan. 2021c.

SUNTECH. **Mono-crystalline solar module datasheet: STP335S 335W**. Disponível em: www.suntech-power.com. Acesso em: 5 jan. 2021d.

THOMAS, M. G.; DURAND, S. J.; ROSENTHAL, A. L. A ten-year review of performance of photovoltaic systems. *In: CONFERENCE RECORD IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE*, 33., 1993, Louisville. **Proceedings [...]**. Louisville: IEEE, 1993.

TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y.; BAZILIAN, M.; ZOULIA, I.; BATTISTI, R. Hybrid PV/T system with improved air heat extraction modification. **PV in Europe**, Rome, 2002.

VAN DYK, E. E.; MEYER, E. L. Analysis of the effect of parasitic resistances on the performance of photovoltaic modules. **Renewable Energy**, Oxford, v. 29, n. 3, p. 333-344, 2004. doi: 10.1016/S0960-1481(03)00250-7

VERMA, A.; SINGHAL, S. Solar PV performance parameter and recommendation for optimization of performance in large scale grid connected solar PV plant. **Journal of Energy Power Sources**, [S. l.], v. 2, n. 1, p. 40-53, 2015.

VIGNOLA, F.; MAVROMATAKIS, F.; KRUMSICK, J. Performance of PV inverters. *In: ASES ANNUAL CONFERENCE*, 37., 2008, San Diego. **Proceedings [...]**. San Diego: American Solar Energy Society, 2008.

VIITANEN, J. **Energy efficient lighting systems in buildings with integrated photovoltaics**. 2015. Tese (Doutorado) – Aalto University, Espoo, 2015.

WENHAM, S. R. **Applied photovoltaics**. Abingdon: Routledge, 2012.

ZAIHIDEE, F. M.; MEKHILEF, S.; SEYEDMAHMOUDIAN, M.; HORAN, B. Dust as an unalterable deteriorative factor affecting PV panel's efficiency: why and how. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 65, p. 1267-1278, 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.06.068

ZEMAN, M. **Photovoltaic systems**. Delft: Delft University of Technology, 2012.

ZONDAG, H. A. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [S. l.], v. 12, n. 4, p. 891-959, 2008.

ΖΩΓΟΥ, Ο. **Experimental and computational investigation of the thermal and electrical performance of a new building integrated photovoltaic concept**. 2011. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - University of Thessaly, Volos, 2011.