



UNIVERSIDADE FEDERAL DA FRONTEIRA SUL

CAMPUS CERRO LARGO

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM AMBIENTE E TECNOLOGIAS
SUSTENTÁVEIS**

FRANCESCO JURINIC

**ESTUDO PARA MELHORIA NA PERFORMANCE E EFICIÊNCIA DE PLACAS
FOTOVOLTAICAS: ATRAVÉS DE UM SISTEMA COMBINADO DE INCLINAÇÃO E
RESFRIAMENTO**

CERRO LARGO

2020

FRANCESCO JURINIC

**ESTUDO PARA MELHORIA NA PERFORMANCE E EFICIÊNCIA DE PLACAS
FOTOVOLTAICAS: ATRAVÉS DE UM SISTEMA COMBINADO DE INCLINAÇÃO E
RESFRIAMENTO**

Dissertação de Mestrado, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ambiente e Tecnologias Sustentáveis, da Universidade Federal Fronteira Sul, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Ambiente e Tecnologias Sustentáveis.

Linha de pesquisa: Desenvolvimento de Processos e Tecnologias.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Luis Palacios Felix.

Co-orientador: Prof. Dr. Fabiano Cassol

CERRO LARGO

2020

FRANCESCO JURINIC

**ESTUDO PARA MELHORIA NA PERFORMANCE E EFICIÊNCIA DE
PLACAS FOTOVOLTAICAS: ATRAVÉS DE UM SISTEMA COMBINADO DE
INCLINAÇÃO E RESFRIAMENTO**

Dissertação de Mestrado, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ambientes e Tecnologias Sustentáveis da Universidade Federal da Fronteira Sul, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ambiente e Tecnologia Sustentáveis.

Área de conhecimento: Monitoramento, Controle e Gestão Ambiental.

Linha de pesquisa: Desenvolvimento de Processos e Tecnologias.

Orientador: Prof. Dr. Jorge Luis Palacios Felix.

Co-orientador: Prof. Dr. Fabiano Cassol

Esta dissertação foi defendida e aprovada pela banca em: 28/02/2020

Banca examinadora:


Prof. Dr. Jorge Luis Palacios Felix


Prof. Dr. Marcio do Carmo Pinheiro


Prof. Dr. Luiz Antônio Rasia

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha esposa Carla que esteve ao meu lado durante toda essa trajetória, fazendo com que essa etapa em minha vida fosse alcançada.

Aos meus pais que sempre me apoiaram e aos meus colegas e amigos que passamos juntos nessa grande aprendizagem que foi muito importante para o meu futuro.

Ao meu orientador Prof. Dr Jorge Luis Palacios Felix e o Co-orientador Prof. Dr. Fabiano Cassol, pelo apoio, incentivo e todas as orientações necessárias para realizar este trabalho e todos os experimentos.

Ao apoio financeiro parcial da FAPERGS pelo EDITAL FAPERGS/CAPES 03/2018 PRÓ-EQUIPAMENTOS na aquisição dos equipamentos fotovoltaicos necessários para realização deste trabalho.

A Universidade Federal da Fronteira Sul (UFFS), com o seu apoio e liberação de espaços para implantação do sistema fotovoltaico, além da ajuda de vários técnicos na realização dos experimentos.

E todos os demais, professores, alunos, conhecidos, direto ou indiretamente envolvidos, na conclusão deste trabalho.

Bibliotecas da Universidade Federal da Fronteira Sul - UFFS

Jurinic, Francesco

ESTUDO PARA MELHORIA NA PERFORMANCE E EFICIÊNCIA DE PLACAS FOTOVOLTAICAS: ATRAVÉS DE UM SISTEMA COMBINADO DE INCLINAÇÃO E RESFRIAMENTO / Francesco Jurinic. -- 2020.

96 f. : il.

Orientador: Dr. Jorge Luis Palacios Felix

Co-orientador: Dr. Fabiano Cassol

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal da Fronteira Sul, Programa de Pós-Graduação em Ambiente e Tecnologias Sustentáveis, Cerro Largo, RS, 2020.

1. Ângulo de inclinação. 2. Efeito da temperatura. 3. Resfriamento. 4. Rendimento. 5. Energia solar. I. Felix, Jorge Luis Palacios, orient. II. Cassol, Fabiano, co-orient. III. Universidade Federal da Fronteira Sul. IV. Título.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para geração de energia solar através do sistema fotovoltaico, detalhando seus componentes e mostrando sua eficiência, sendo que um dos principais motivos de redução em sua eficiência são as elevadas temperaturas de operação. Como objetivos pretende-se analisar a influência dos ângulos de inclinação de uma placa fotovoltaica de 150 W e produzir um sistema de resfriamento contínuo utilizando água como fluido de resfriamento (propiciando arrefecimento na superfície da placa fotovoltaica). As inclinações utilizadas foram: 8°, 22°, 28° e 36° (com a placa fotovoltaica direcionada para o norte), objetivando-se encontrar o melhor ângulo correspondente mensal ao longo do ano. Para as variações de inclinação foi utilizado uma estrutura metálica móvel, afastada a 1 metro do chão e instalada sobre um gramado. Para o sistema de resfriamento foi utilizado uma bomba submersa com potência de 34 W, que bombeia a água de um reservatório de 500 litros, até o topo de da placa e distribui uniformemente sobre toda a superfície, retornando a mesma sem nenhum desperdício, para o reservatório. Os experimentos foram realizados no período das 9:00 h às 16:30 h ao longo de diversos dias, observando-se a incidência solar, durante os meses de junho de 2019 a janeiro de 2020. A inclinação ótima encontrada variou conforme cada mês, obtendo-se uma inclinação média ao longo do ano de 28,5°. No sistema de resfriamento conseguiu-se reduzir uma média de aproximadamente 22°C em relação a um sistema de placa fotovoltaica convencional. Com a redução da temperatura obteve-se ganhos na potência gerada de 28,33 Watts e uma eficiência de 2,35 %. Conclui-se que o sistema de resfriamento contínuo com água com inclinação de 28° é eficiente na redução da temperatura das placas e conseqüentemente, no aumento do rendimento e eficiência.

Palavras-chave: Ângulo de inclinação. Efeito da temperatura. Resfriamento. Rendimento. Energia solar.

ABSTRACT

This work presents a methodology for generating solar energy through the photovoltaic system, detailing its components and showing its efficiency, one of the main reasons for reducing its efficiency is the high operating temperatures. The objectives are to analyze the influence of the inclination angles of a 150 W photovoltaic plate and to produce a continuous cooling system using water as a cooling fluid (providing cooling on the surface of the photovoltaic plate). The slopes used were: 8°, 22°, 28° and 36° (with the photovoltaic plate facing north), aiming to find the best corresponding monthly angle throughout the year. For the inclination variations, a mobile metallic structure was used, 1 meter away from the floor and installed on a lawn. For the cooling system, a submerged pump with a power of 34 W was used, which pumps the water from a 500-liter reservoir to the top of the plate and distributes it evenly over the entire surface, returning it without any waste to the reservoir. . The experiments were carried out from 9:00 am to 4:30 pm over several days, observing the solar incidence, during the months of June 2019 to January 2020. The optimum slope found varied according to each month, obtaining an average slope over the year of 28.5 °. In the cooling system it was possible to reduce an average of approximately 22° C in relation to a conventional photovoltaic plate system. With the reduction of the temperature, gains in the generated power of 28.33 Watts and an efficiency of 2.35 % were obtained. It is concluded that the continuous water cooling system with 28° inclination is efficient in reducing the temperature of the plates and, consequently, in increasing the efficiency and efficiency.

Keywords: Angle of inclination. Effect of temperature. Cooling. Yield. Solar energy

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Países com maior potência fotovoltaica instalada.....	25
Tabela 2 – Fatores de perdas de SFCR.....	32
Tabela 3 – Combinações de inclinações entre as duas placas fotovoltaicas.	53
Tabela 4 – Agrupamento dos resultados referente a inclinação das placas fotovoltaicas.	73
Tabela 5 - Diferenças na temperatura média entre a placa convencional P1 e a placa com sistema de resfriamento P2.....	80
Tabela 6 – Diferenças nas temperaturas médias em cada local comparadas com os dois métodos em relação a temperatura ambiente e a temperatura da água.	80
Tabela 7 – Principais resultados na geração entra P1 convencional e P2 com o sistema de resfriamento no dia 24/01/2020.....	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Representação de uma célula fotovoltaica.....	19
Figura 2 – Circuito equivalente a uma célula fotovoltaica.	20
Figura 3 – Esquema da associação de células fotovoltaicas formando um módulo.21	
Figura 4 – Tipos de células fotovoltaicas mais utilizadas.	22
Figura 5 – Estrutura de um módulo fotovoltaico.....	24
Figura 6 - Evolução da capacidade solar anual global instalada de PV 2000-2017. .25	
Figura 7 – Sistema fotovoltaico isolado ligado diretamente a uma carga.....	27
Figura 8 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico isolado.	28
Figura 9 – Esquema de um SFCR.	28
Figura 10 – Bairro solar de Schlierberg, em Friburgo, Alemanha.....	29
Figura 11 – Exemplo de SFH.	31
Figura 12 – Módulo sem diodo de desvio com ponto quente.	33
Figura 13 – Caminho da corrente em arranjo de células fotovoltaicas: (a) Sem diodo de by-pass (b) Com o diodo de by-pass.....	33
Figura 14 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para irradiação constante em 1.000W/m ² , espectro AM1,5).	34
Figura 15 – (a) Forma da onda de tensão (V) e de corrente (I) referente ao sistema de chaveamento dos semicondutores no inversor; (b) Potência dissipada no dispositivo semicondutor na fase de chaveamento e de condução.	36
Figura 16 - a) inversor centralizado; b) inversor por string (configuração CA paralelo); c) inversor multi-string (configuração CC paralelo); d) inversores assimilados aos respectivos módulos FV.	37
Figura 17 – Movimento do Sol ao longo das estações do ano.....	39
Figura 18 – Seguidor solar com eixo horizontal Leste-Oeste.....	41
Figura 19 – Tipos de resfriamento existentes para placas fotovoltaicas.	42
Figura 20 – Geometria do modelo de resfriamento por ar.....	44
Figura 21 – Análise dos rendimentos em relação a profundidade de submersão de célula FV em água destilada.	47
Figura 22 – (a) Parte frontal da PV com sistema de resfriamento em compartimento de envidraçamento com água. (b) Parte de trás do PV com o mesmo sistema.....	48
Figura 23 – Comparação na potência de saída total, com três módulos (135W), dependendo a posição do refletor em relação ao plano horizontal.	49

Figura 24 – Diagrama esquemático dos painéis fotovoltaicos com refletor.....	50
Figura 25 – Estrutura móvel para fixação das PV.	52
Figura 26 – Estrutura móvel com as variações da inclinação da PV, direcionada ao norte.	53
Figura 27 – Ligação das lâmpadas incandescentes em paralelo a PV, como carga do sistema.....	54
Figura 28 – Esquema de ligação dos dois SFI com equipamentos de medições.....	56
Figura 29 –Multímetros digitais utilizados para as medições do SFI.....	56
Figura 30 – (A) Local da estação meteorológica e (B) Local da instalação das placas fotovoltaicas (experimentos).....	57
Figura 31 – Sistema de resfriamento através de uma fina película de água na P2, e sem o sistema na P1.....	58
Figura 32 – Fixação dos três locais dos termopares na superfície da Placa Fotovoltaica com o sistema de resfriamento.	59
Figura 33 – Termômetro, marca Homis, modelo 471A.....	61
Figura 34 - Média dos 5 maiores valores de irradiação registrada pela estação meteorológica de cada mês no ano de 2018 (IRIOGRAN38).	64
Figura 35 - Inclinação do painel fotovoltaico no decorrer do ano, otimizado para melhor captação da irradiação solar.	64
Figura 36 – Variação da inclinação ao longo do ano para otimizar o rendimento das placas fotovoltaicas.	66
Figura 37 – Relação da diferença de potência gerada entre as duas placas com inclinações diferentes, sendo P1 28° e P2 22°, comparação com a irradiação incidente.	67
Figura 38 – Diferença na eficiência ao longo do experimento em relação a irradiação.	67
Figura 39 – Potência gerada por hora e irradiação incidente, na configuração das placas, P1 com 36° e P2 com 22°.....	68
Figura 40 – Eficiência energética das placas x a irradiação na configuração de P1 36° e P2 22°.	69
Figura 41 – Potência gerada pelas placas, sendo P1 com 22° e P2 8°, em comparação a irradiação solar no dia 28/08/19.	70
Figura 42 – Comparativo entre as eficiências em relação a irradiação nas inclinações P1 22° e P2 8° no dia 28/08/19.	70

Figura 44 – Variação na potência gerada pelas placas P1 36° e P2 8°, comparadas com a irradiação incidente.....	71
Figura 45 – Variação da eficiência ao longo do dia 16/09/19.....	72
Figura 46 – Gráfico de irradiação através dos meses do ano, variando o ângulo de inclinação.	72
Figura 47 - Potência gerada entre as duas placas, comparadas com a irradiação, sendo P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento no dia 13/09/19.	74
Figura 48 – Produção de energia de um módulo fotovoltaico convencional.	75
Figura 49 – Eficiência das placas, P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento. No dia 13/09/19.....	75
Figura 50 – Média do dia na eficiência das placas, sendo P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento.	76
Figura 51 – Decréscimo linear da eficiência elétrica de módulos FC em relação a temperatura.....	765
Figura 52 – Gráfico com a curva característica de corrente x tensão, feito com os dados fornecidos pelo seu fabricante.....	77
Figura 53 – Gráfico com a curva da potência gerada pelas duas placas fotovoltaicas, sendo P1 convencional e P2 com o sistema de resfriamento, em relação ao aumento da irradiação do dia 08/01/2020.....	77
Figura 54 – (a) Variação da temperatura com o aumento da vazão da água. (b) Variação da potência gerada com o aumento da vazão.	79
Figura 55 – Variações nas temperaturas ao longo do dia 30/08/2019, sendo P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento.	79

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

μ -Si	Silício microcristalino.
A	Ampère
a-Si	Silício amorfo.
CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
Cd	Cádmio.
c-Si	Silício cristalino.
Cu	Cobre.
FV	Fotovoltaica.
G	Irradiância.
Ga	Gálio.
I	Irradiação solar.
I'	Corrente
Isc	Corrente de curto circuito.
MPP	Máxima potência (Maximum Power Point).
m-Si	Silício multicristalino.
P1	Placa 1.
P2	Placa 2.
PFVs	Placas fotovoltaicas.
Pmax	Potência máxima.
PTV	Módulo fotovoltaico térmico.
PV	- Fotovoltaicas.
Se	Selênio.
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede.
SFH	Sistema fotovoltaico híbrido.
SFI	Sistema fotovoltaico isolado.
Si	Silício.
Te	Telúrio.
V	Volts ou tensão.
W	Watts.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	4
RESUMO.....	5
ABSTRACT	7
LISTA DE TABELAS.....	8
ÍNDICE DE FIGURAS.....	9
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	12
SUMÁRIO.....	13
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 OBJETIVO.....	16
2 REFERENCIAL TEÓRICO	18
2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	18
2.2 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.....	18
2.3 RADIAÇÃO SOLAR.....	22
2.3.1 CONCEITO.....	22
2.3.2 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO.....	23
2.4 MÓDULO FOTOVOLTAICO	23
2.5 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	26
2.5.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO (OFF-GRID).....	26
2.5.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (ON-GRID).....	28
2.5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO	30
2.6 FATORES DE PERDAS EM SISTEMAS FOVOLTAICOS	31
2.6.1 PERDA POR SOMBREAMENTO	32
2.6.2 PERDAS POR TEMPERATURA	34
2.6.3 PERDA NO INVERSOR	35
2.6.4 PERDA POR SUJIDADE	38
2.7 TIPOS DE MOVIMENTAÇÕES DOS PAINÉIS SOLARES	39
2.7.1 MOVIMENTO SOBRE O EIXO HORIZONTAL (LESTE-OESTE).....	40

2.8	SISTEMAS DE RESFRIAMENTO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	41
2.8.1	RESFRIAMENTO POR AR.....	43
2.8.2	RESFRIAMENTO POR ÁGUA.....	44
2.8.2.1.	Resfriamento por pulverização de água.....	45
2.8.2.2.	Resfriamento por película de água	45
2.8.2.3.	Resfriamento por submersão.....	46
2.8.2.4.	Outros métodos com água.....	47
2.8.3	RESFRIAMENTO ATRAVÉS DE FLUTUAÇÃO	48
2.8.4	RESFRIAMENTO POR OUTROS MÉTODOS.....	48
2.8.5	DANOS DEVIDO À ALTA TEMPERATURA DAS CÉLULAS FV.....	49
2.9	SISTEMAS COM REFLETORES PARA O AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA PV ...	49
3	MATERIAL E MÉTODOS	51
3.1	MATERIAIS	51
3.2	PROCEDIMENTO EXPERIMENTAIS.....	52
3.2.1	PRIMEIRA ETAPA DOS EXPERIMENTOS.....	52
3.2.2	SEGUNDA ETAPA DOS EXPERIMENTOS.....	57
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	63
4.1	PRIMEIRA ETAPA: DETERMINAÇÃO DOS ÂNGULOS DE INCLINAÇÃO	63
4.2	SEGUNDA ETAPA: DISPOSITIVO DE RESFRIAMENTO DA PLACA FOTOVOLTAICA.....	73
5	CONSIDERAÇÃO FINAL.....	83
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	84
7	APÊNDICES.....	93

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica está relacionada diretamente com o conforto da humanidade no mundo (devido ao surgimento de novos sistemas eletrônicos voltados ao lazer e comunicação, refrigeração e climatização, etc.). Esse setor energético influencia em praticamente todos os aspectos da nossa vida, incluindo os setores de saúde, alimentação, comércios, indústrias, lazer entre outros. Porém para garantirmos a continuidade desta comodidade, precisamos encontrar soluções futuras para produção de novas formas de geração de energia, sendo elas limpas, sustentáveis e através de recursos inesgotáveis.

A preocupação com níveis de poluições geradas por fontes não renováveis tem ganhado cada vez mais a atenção de todos, fazendo assim a criação de novas formas de produção de energias mais limpas e renováveis, além de gerar menos impactos ambientais, trazendo consigo uma forma economicamente viável. O Brasil dispõe de diversas alternativas para gerar energia e com grande potencial, uma delas é a energia solar, que pode ser utilizada através da energia fotovoltaica, que é uma fonte limpa, renovável, sustentável e inesgotável se considerarmos nosso tempo terrestre, com a ampliação dela, podemos reduzir outras fontes de geração de energia maléficas ao ambiente (principalmente fontes com origem na queima de carbono), consequentemente ajudando na redução de fontes poluidoras.

Durante o século passado, combustíveis fósseis proveram a maioria da energia necessária, porque eram mais baratos e mais convenientes do que a energia fornecida pelas fontes renováveis e até recentemente a questão ambiental era apenas uma pequena preocupação (KALOGIROU, 2009).

Assim, fontes menos poluentes tendem a ganhar espaço, mesmo não sendo viáveis economicamente em um primeiro momento. Nesta escolha, deve-se atentar para eventuais *trade-offs* entre fontes, como da dicotomia entre impactos locais e globais (CARSALADE, 2013).

Outro fato que impulsiona a pesquisa por fontes renováveis é o rápido crescimento populacional e, consequentemente, o aumento do consumo de energia no mundo. Além desses crescimentos acelerados, a utilização descontrolada de fontes convencionais não renováveis de energia como o petróleo, gás natural e reservas de carvão natural vão um dia acabar, por se tratar de uma fonte finita no nosso planeta, não só prejudicando na geração de energia e sim em todo nosso dia a

dia.

A geração de energia fotovoltaica consiste basicamente em converter a luz do sol em eletricidade através de placas fotovoltaicas (PV). O sistemas de geração de energia solar, como qualquer outro sistema, precisam ser operados com o máximo possível de desempenho. Isso pode ser conseguido através de projeto, construção, instalação e orientação adequados. A orientação de um painel fotovoltaico se descreve pelo seu azimute e a inclinação dos ângulos. Muitas investigações foram realizadas para determinar, ou pelo menos estimar, o melhor ângulo de inclinação para os sistemas solares de uma forma de captura ou aproveitar a radiação solar incidente que foram contextualizadas e revisadas em (YADAV & CHANDEL, 2011; SHARIAH et al., 2002).

Enquanto Alemanha e Espanha, países com menos recursos solares, apresentam 32.411 MWp e 16.361 MWp em capacidade instalada respectivamente (EPIA, 2013), o Brasil, onde o recurso solar é bastante favorável, tem cerca de 7,5MWp em capacidade com energia solar (BEN, 2013).

Em 12 minutos, a quantidade de radiação solar que atinge a Terra corresponde a demanda energética final global para o período de um ano (RÜTHER, 2004), ou seja, utilizamos uma fração muito pequena da energia que temos a disposição. Por outro lado, o enorme potencial desta fonte de energia seja inegável, porém possui densidade energética baixa, o que dificulta sua utilização, assim, aspectos tecnológicos são muito importantes, para existir sucesso da fonte. A transição energética com base em renováveis pode enfrentar ainda escassez de recursos como alumínio, cobre, níquel e prata (LLOYD & FOREST, 2010), ou materiais ainda mais importantes como lítio, platina e paládio (GARCÍA-OLIVARES et al., 2012).

1.1 OBJETIVO

Este trabalho divide os objetivos em objetivo geral e objetivo específico, a saber.

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Aumentar os rendimentos dos sistemas fotovoltaicos através de um sistema de

resfriamento com água para as placas fotovoltaicas, em seu melhor posicionamento solar em relação ao local instalado.

1.1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO

O presente trabalho tem como objetivo específico analisar o desempenho de um painel fotovoltaico montado sobre uma estrutura móvel, variando sua inclinação, de forma a mantê-lo o mais próximo possível da posição perpendicular aos raios solares. Além disso, avaliar o desempenho potencial do painel fotovoltaico, com a determinação da inclinação em relação a diversos meses do ano.

Desenvolver um sistema de resfriamento para umas das placas fotovoltaicas, com o intuito de reduzir a temperatura da placa, e assim analisar se interfere no seu rendimento e eficiência na geração de energia. Comparar a geração de energia através de dois painéis alternando as inclinações em relação ao sol. Com sistemas que utilizam placas fotovoltaicas monocristalinas, de mesma dimensão e especificação.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O efeito fotovoltaico foi visto pela primeira vez em 1839, por Edmond Becquerel, que observou que certos metais produziam certa quantidade de corrente elétrica quando expostos a luz, porém o primeiro dispositivo foi desenvolvido em 1876, mas só em 1954 foi anunciado a primeira célula fotovoltaica comercial, usando silício (com eficiência de 6%), desenvolvida pelos pesquisadores Calvin Fuller (químico), Gerald Person (Físico) e Daryl Chapin (engenheiro), todos no laboratório da Bell em Murray Hill, New Jersey, nos Estados Unidos da América (Vallêra et al. 2006).

2.1 ENERGIAS RENOVÁVEIS

As energias renováveis são fontes de energia que são continuamente reabastecidos pela natureza. Podem ser classificadas como sendo derivadas diretamente do sol (térmica, fotoquímica e fotoelétrica), indiretamente do sol (eólica, hidrelétrica e energia fotossintética armazenado na biomassa), ou a partir de outros movimentos e mecanismos do ambiente natural (geotérmica e energia das marés) (ELLABBAN et al., 2014).

Com a preocupação com o meio ambiente aumentando e várias teorias do esgotamento planetário de fontes de combustíveis fósseis, surge a ideia de buscar e aperfeiçoar as fontes de energia renovável as quais, cada vez mais estão, sendo objeto de pesquisas científicas.

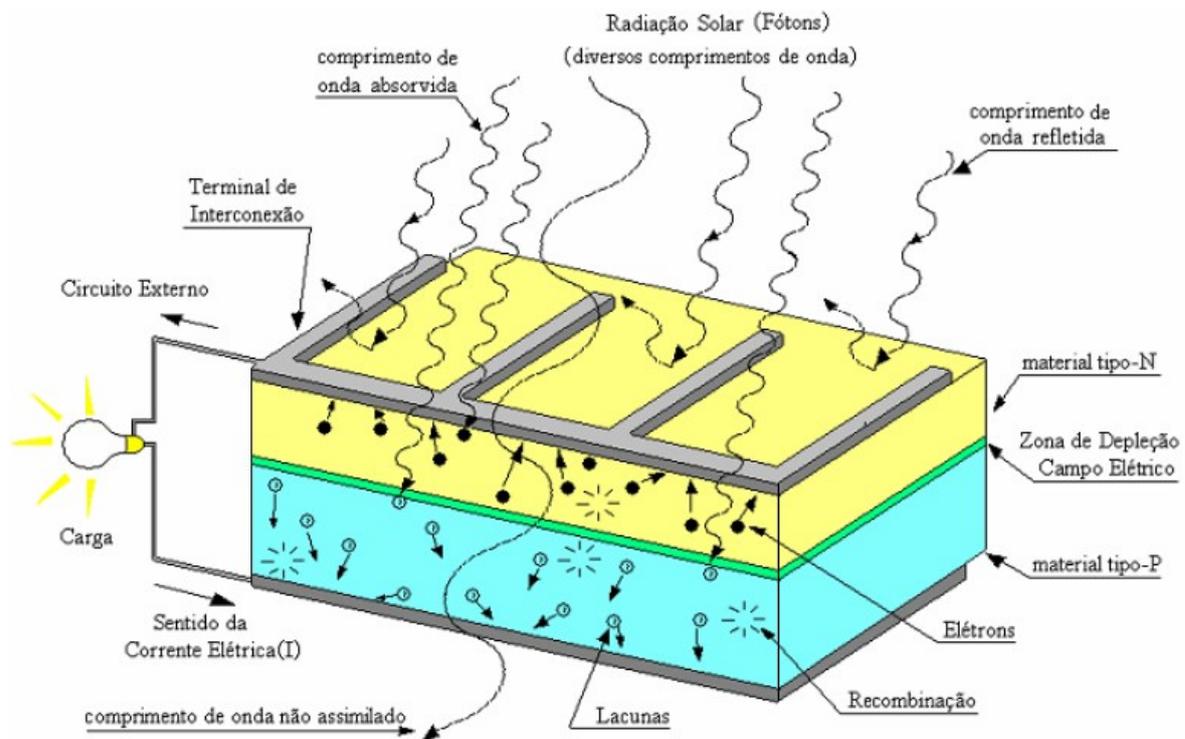
2.2 CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

A principal utilização de sistemas de geração de energia através de células fotovoltaicas foi na corrida espacial, no qual era necessário algum equipamento que lhes possibilitasse gerar energia elétrica no espaço sem a utilização de combustíveis levados do planeta terra (os quais oneravam as viagens espaciais). As células fotovoltaicas são basicamente dispositivos compostos de materiais semicondutores, que transformam a energia luminosa, proveniente do sol ou outra fonte de luz, em energia elétrica.

A tecnologia fotovoltaica utiliza células (que em conjunto formam os módulos) com camadas de material semicondutor (em geral, o silício), com uma metade do

átomos trivalentes (em geral, o boro) – dita camada tipo p, outra com dopagem de átomos pentavalentes (em geral, o fósforo) – dita camada tipo n, formando uma junção pn, onde o movimento de cargas forma um campo elétrico. Quando a luz do Sol incide sobre uma célula semicondutora pn, os fótons da luz absorvida desalojam elétrons dos átomos da célula, conforme ilustra a Figura 1. Estes elétrons livres movem-se através da estrutura cristalina do material, criando pares elétron-lacuna. O movimento de elétrons e lacunas forma a corrente elétrica no processo físico chamado efeito fotovoltaico, com intensidade proporcional à intensidade de luz incidente (PINHO e GALDINO, 2014).

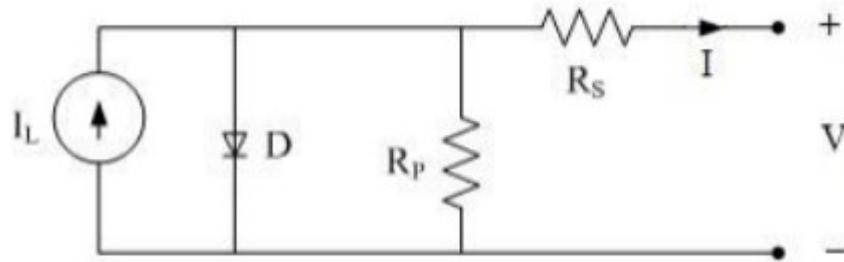
Figura 1 – Representação de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (GHENSEV, 2006).

Um circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, onde o diodo representa a junção pn e as resistências R_s e R_p , são resistências em série e paralelo, respectivamente é mostrado na Figura 2. Segundo Pinho e Galdino (2014) a resistência em série é devido a junção metal-semicondutor, malhas metálicas, regiões dopadas, etc. Enquanto que a resistência em paralelo é devido a pontos de curto-circuito na junção pn.

Figura 2 – Circuito equivalente a uma célula fotovoltaica.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

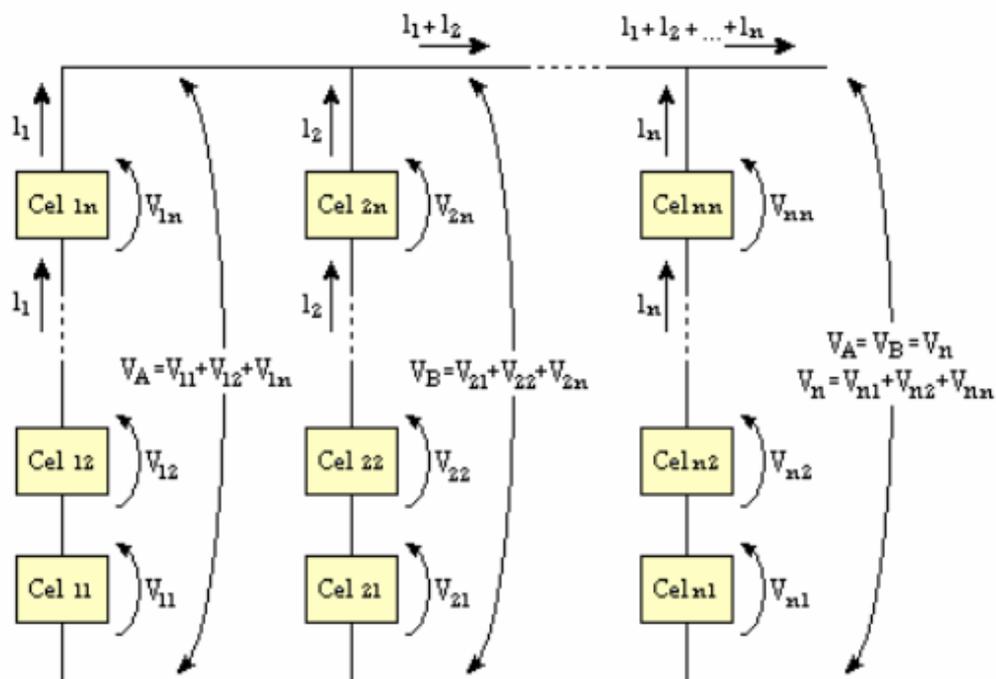
Uma ligação paralela dessas células proporciona o aumento da corrente de modo a satisfazer as equações:

$$I_{\text{módulo}} = I_{\text{célula}} \cdot n \quad (1)$$

$$V_{\text{módulo}} = V_{\text{célula}} \cdot n \quad (2)$$

A energia gerada, geralmente, é armazenada em baterias quando forem sistemas isolados (OFF-GRID) que por sua vez são comercializadas na tensão de 12 V (e múltiplos). Para carregar eletricamente de forma conveniente uma bateria de 12 V é necessário que sejam formados módulos fotovoltaicos, interligando de vinte a quarenta células fotovoltaicas (normalmente 36) na configuração série. A interligação de vários módulos em série e em paralelo, proporciona uma maior potência ao sistema conforme ilustra a Figura 3 (GHENSEV, 2006).

Figura 3 – Esquema da associação de células fotovoltaicas formando um módulo.



Fonte: (GHENSEV, 2006).

Os materiais semicondutores mais utilizados para fabricação dessas células, em ordem decrescente de utilização, são: silício (Si), silício cristalino (c-Si), silício multicristalino (m-Si), silício amorfo (a-Si) e silício microcristalino (μ -Si); telúrio (Te); cádmio (Cd); cobre (Cu); índio (I); gálio (Ga); selênio (Se), entre outros (RÜTHER, 2004).

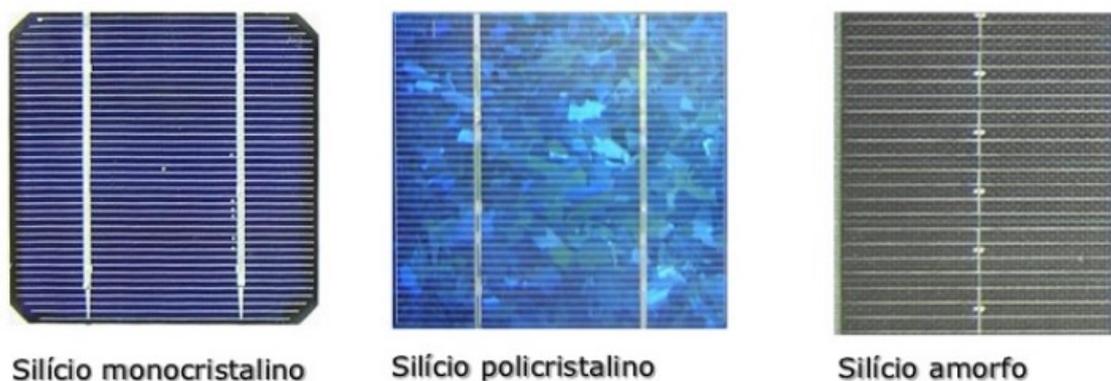
Alguns dos fatores que contribuem para o silício ser o material mais tradicional é que este, além de não ser tóxico, é o segundo elemento mais abundante da Terra com mais de 28% da massa da crosta terrestre (BUTZ, 2002) e, a partir deste é possível fabricar.

Como mencionado anteriormente, o material mais utilizado é o silício, sendo assim, existem três tipos dessas células: Célula de silício monocristalina, Célula de silício policristalina e Célula de silício amorfo. A Figura 4 ilustra os três tipos de célula fotovoltaica citados.

As Células de silício monocristalina apresentam rendimentos de 16% podendo chegar a 23% em laboratório, já as de policristalinas, possuem rendimento inferior (entre 11 a 18%) contudo está última são mais baratas, já que o processo de fabricação das células é menos rigoroso. Quanto as células de silício amorfo, possuem menor eficiência entre (8 a 13%), sendo necessário de uma área de

instalação maior, por outro lado, possuem processo de fabricação simples e barato, sendo mais resistentes ao efeito do sombreamento e da temperatura (REIS, 2017).

Figura 4 – Tipos de células fotovoltaicas mais utilizadas.



Fonte: Montezano, 2010.

2.3 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar, basicamente, é a energia radiante emitida pelo sol, esta transmitida na forma de radiação eletromagnética, tendo como fonte a fusão termonuclear que ocorre no núcleo do sol.

2.3.1 CONCEITO

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a radiação solar que atinge a camada atmosférica, perpendicular à superfície da terra é de aproximadamente 1.367 W/m^2 , denominada constante solar. Entretanto, nem toda essa radiação chega na superfície da Terra. A atmosfera terrestre reduz este valor através de reflexão, absorção e espalhamento. O nível de radiação que chega à superfície da Terra, adotado como condição padrão de ensaio é de 1.000 W/m^2 para o Brasil, sendo esta uma média anual.

De acordo com a norma ABNT NBR 10899 (2013):

- Irradiância (G) é a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície, por unidade de área. Sua unidade é o watt por metro quadrado [W/m^2].
- Irradiação solar (I ou H) é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo especificado, normalmente uma hora ou um dia, medida em watt

hora por metro quadrado (Wh/m^2) ou Joule por metro quadrado (J/m^2), sendo simbolizada por “I”, quando integrada no tempo de uma hora, ou por “H”, quando integrada no tempo de um dia ($\text{Wh/m}^2.\text{dia}$).

2.3.2 INSTRUMENTOS DE MEDIÇÃO

O conhecimento dos valores de radiação solar na superfície terrestre é importante para ajudar na identificação do local mais adequado para a instalação do painel fotovoltaico, cálculo do seu dimensionamento, cálculo da produção de energia num período de tempo e para criação de soluções para dimensionamento em sistemas isolados. A irradiância é medida diretamente utilizando piranômetros termoelétricos, piranômetros fotovoltaicos, ou pireliômetros (PINHO e GALDINO, 2014).

Para um melhor resultado no dimensionamento, a melhor situação é encontrar a estação meteorológica mais próxima do local pretendido para ser instalado o sistema, pois estas estações possuem dados de longos períodos passados, facilitando calcular as médias de radiação mensais e anuais daquela região e obter um resultado mais próximo possível do real encontrado. Esses equipamentos menores e portáteis, podem ser utilizado para facilitar, por exemplo, o posicionamento correto sobre um telhado.

2.4 MÓDULO FOTOVOLTAICO

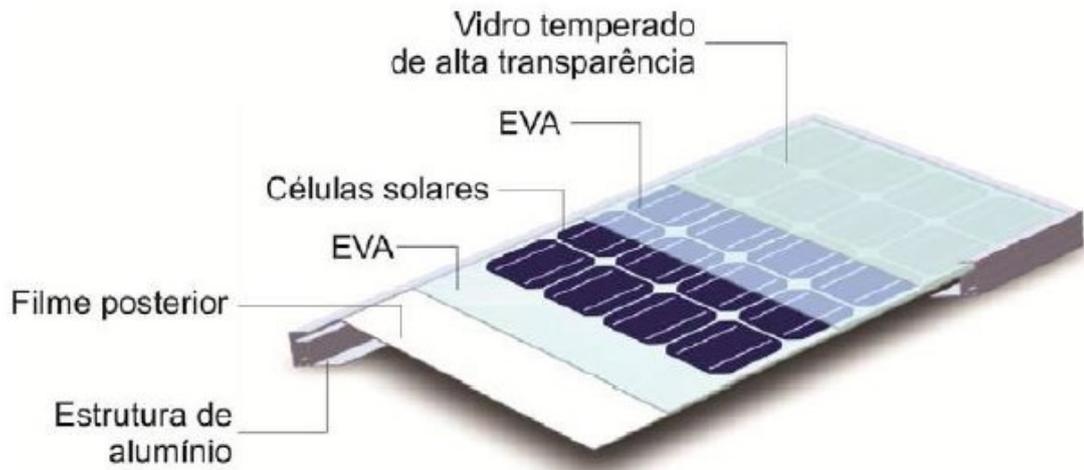
Um conjunto de células fotovoltaicas, devidamente conectadas eletricamente e acondicionadas para resistir à exposição ao ar livre e intempérie é denominado módulo fotovoltaico e a principal especificação de um módulo é a potência nominal, que é a potência de saída sob as condições-padrão de referência para ensaio (VIANA, 2010).

As células em arranjos série/paralelo, como vista na Figura 3, forma-se um módulo fotovoltaico, e para gerar a energia requerida pela carga, estes módulos são associados formando assim um painel fotovoltaico com o objetivo de obter o nível de tensão e corrente desejada (URBANETZ, 2010).

Um módulo pode conter de 36 a 216 células fotovoltaicas (FV), estas células são soldadas em tiras e encapsuladas para proteção contra as intempéries e para

resistência mecânica do módulo. Esse encapsulamento é dado com um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, EVA (Espuma vinílica acetinada) estabilizado, as células, EVA estabilizado e um filme isolante. Terminado esse processo, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas, como mostra a Figura 5 (PINHO e GALDINO, 2014).

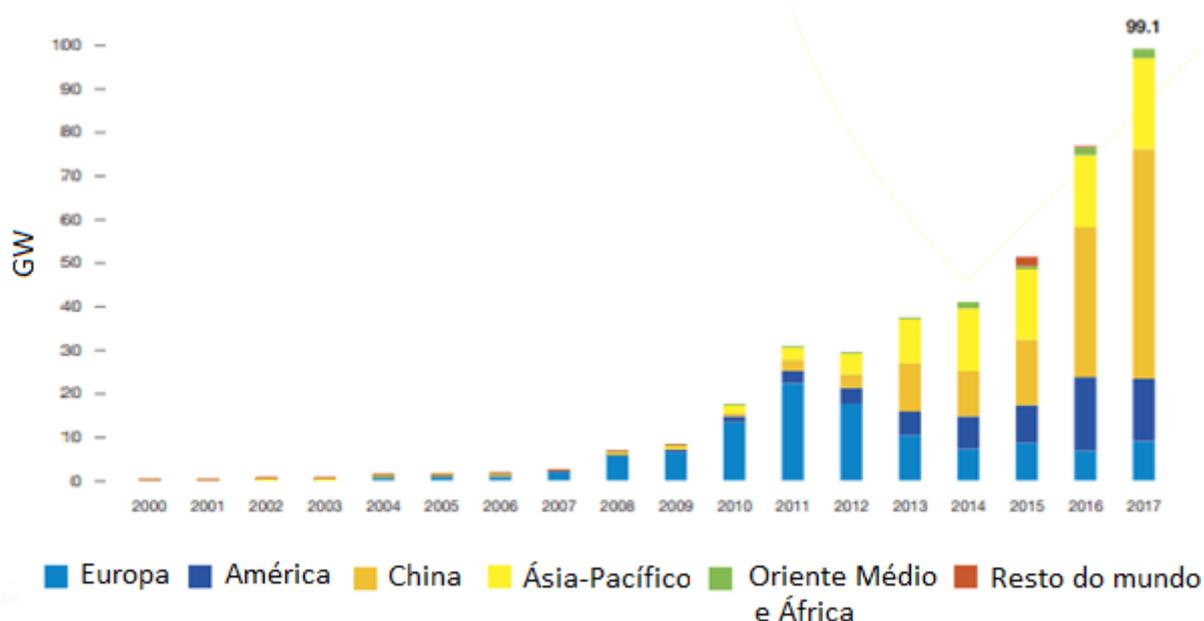
Figura 5 – Estrutura de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

De acordo com a Figura 6 a evolução da capacidade instalada de sistemas com placas fotovoltaicas anual no mundo é progressiva, o que mostra a forte adesão desses sistemas por diversos países.

Figura 6 - Evolução da capacidade solar anual global instalada de PV 2000-2017.



Fonte: EPIA (2013).

Na Tabela 1 é possível observar que a Alemanha lidera o ranking dos países com maior potência fotovoltaica instalada gerando 35,6% do total mundial, sendo que na Itália avança neste segmento investindo nesta nova tecnologia (SAWIN, 2012).

Tabela 1 – Países com maior potência fotovoltaica instalada.

País	Potência fotovoltaica instalada
Alemanha	35,6%
Itália	18,3%
Japão	7,1%
Espanha	6,5%
EUA	5,7%
China	4,4%
França	4,1%
Bélgica	2,9%
Republica tcheca	2,8%
Austrália	1,9%
Outros países	11%

Autor: SAWIN, 2012.

Rüther (2010) faz um comparativo entre o potencial existente na Alemanha, maior gerador desse sistema no mundo e o Brasil a partir do mapa de radiação solar incidente e conclui que a melhor região da Alemanha é 40% menor que e a pior região no Brasil, comprovando a grande capacidade de geração de energia solar fotovoltaica no território brasileiro.

2.5 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Estabeleceu-se em 2012, de acordo com a resolução normativa da ANEEL nº 482/2012, a permissão ao consumidor brasileiro de gerar energia elétrica para consumo próprio a partir de fontes renováveis conectadas à rede. Além disso, este consumidor poderá fornecer o excedente da produção à rede de distribuição, favorecendo-se do sistema de “compensação” que é utilizado para reduzir os custos do consumo elétrico medido pela concessionária (ANEEL, 2012).

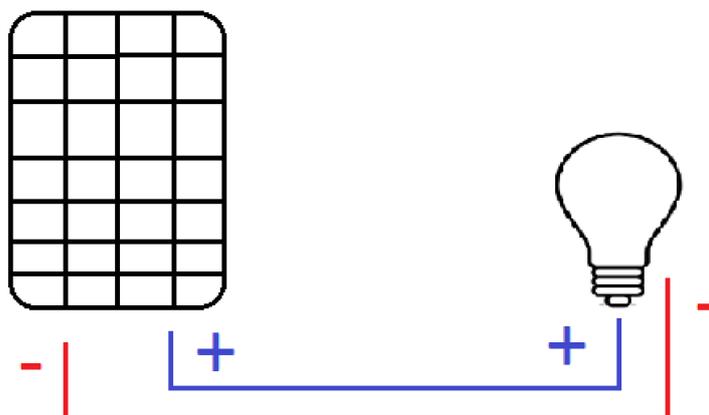
Os principais sistemas fotovoltaicos utilizados, atualmente, se dividem basicamente em 3, sendo eles o sistema fotovoltaico isolado (SFI), sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) e o sistema fotovoltaico híbrido (SFH).

2.5.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO (OFF-GRID)

O sistema fotovoltaico isolado (SFI), também conhecido como off-grid, geralmente são instalados em locais sem acesso à energia elétrica. Podendo ser utilizado de duas formas principais, a forma direta ou com bancos de baterias.

- Forma direta: Como o próprio nome já diz, utiliza um módulo ou painéis solares para acionamento diretamente a uma carga (Figura 7). O problema desse sistema que vai gerar uma grande variação na energia para o equipamento ligado a ela, pois quando se trabalha com energia solar, existe essa variação que pode ocorrer por inúmeros fatores, como por exemplo, a passagem de nuvens, assim entra a opção com bancos de baterias.
- Banco de baterias: Essa opção consiste em estabilizar a energia gerada pelas PV, além de ter a possibilidade de utilizar a energia gerada durante o dia no período da noite, no qual a outra opção era impossível.

Figura 7 – Sistema fotovoltaico isolado ligado diretamente a uma carga.



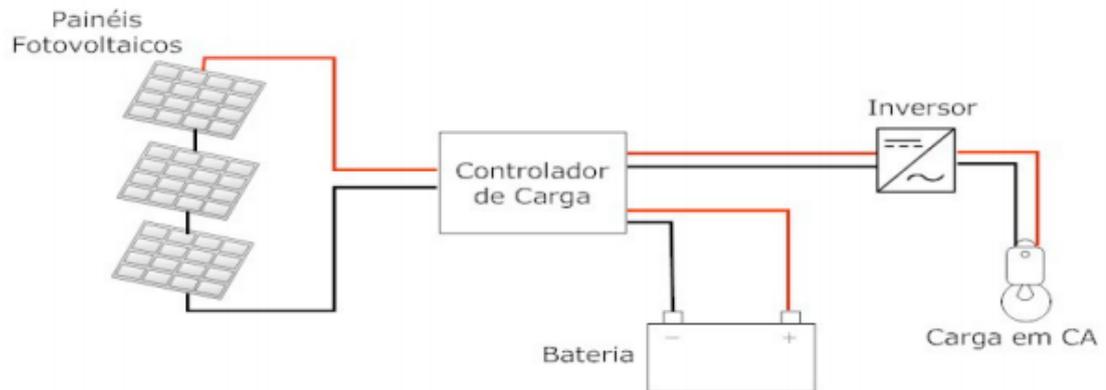
Fonte: O autor.

Na verdade, sistemas que possuem baterias, os equipamentos (chamados de carga) não são alimentados pelas PV, e sim pelas baterias. A função das placas fotovoltaicas consiste em recarregar essas baterias.

As PV iniciam a geração de energia logo nos primeiros raios de sol e só terminam quando o sol se põe. Toda essa energia gerada vai para as baterias e se não houver um controlador de carga, as baterias podem sobrecarregar e causar graves acidentes. Esse controlador de carga é responsável para gerenciar esse carregamento.

Toda a energia elétrica gerada pelas PV e pelas baterias é em Corrente Contínua (CC), sendo que a maioria dos equipamentos trabalham em Corrente Alternada (CA), então existe a opção da instalação de um inversor, conforme a Figura 8, que faz essa transformação, possibilitando ligar equipamentos como TV, geladeira, lâmpadas, etc.

Figura 8 – Esquema básico de um sistema fotovoltaico isolado.

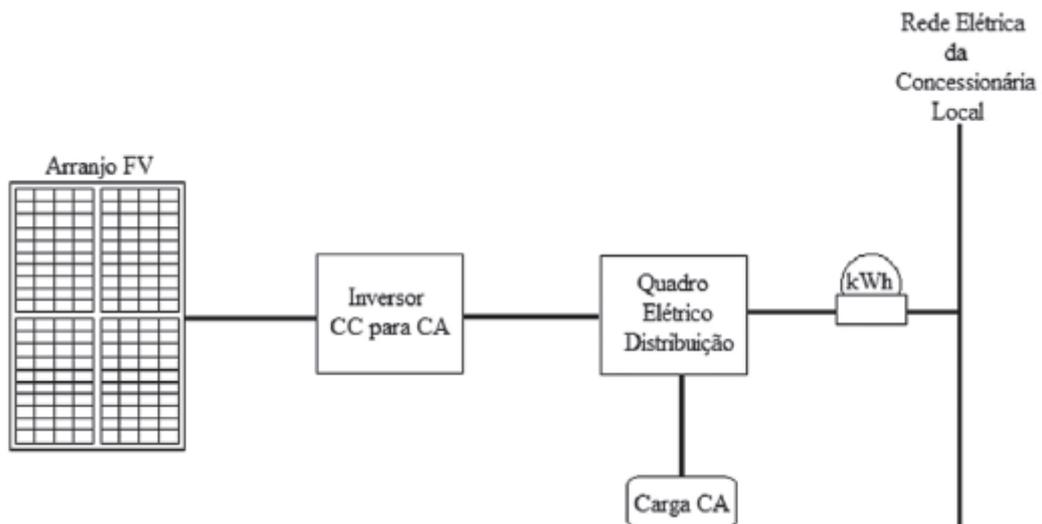


Fonte: Serrão, 2010.

2.5.2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (ON-GRID)

O sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) ou on-grid é composto, basicamente, com dois tipos de equipamentos o arranjo de placas fotovoltaicas e um inversor CC/CA específico para conectar em paralelo com a rede elétrica da concessionária (Figura 9).

Figura 9 – Esquema de um SFCR.



Autor: Adaptado de Pinho e Galdino, 2004.

Utilizando esse sistema, a unidade consumidora, é alimentada pelos dois fornecimentos de energia simultaneamente, que são a rede da concessionária e a

SFCR do próprio consumidor. O excedente ou não utilizado no momento pelo SFCR é injetado na rede e registrado por medidores em KWh ficando em créditos de energia, podendo ser reutilizado novamente mais tarde.

Milhares de pessoas em pouco tempo vão gerar energia fotovoltaica em suas próprias casas e distribuir em redes de distribuição, exemplos disso já podem ser vistos na Figura 10, que mostra a cidade alemã de Friburgo, que tem um condomínio capaz de produzir quatro vezes mais energia do que consome.

Figura 10 – Bairro solar de Schlierberg, em Friburgo, Alemanha.



Fonte: Ciclo Vivo (2015)

Um pequeno entrave em relação na ampliação dos SFCR, é que ainda não existe um regulamento para que o consumidor possa vender essa energia sobressalente gerada pelo sistema, A Resolução da (ANEEL, 2012) cita que o consumidor/produtor tem um período de 36 meses para usufruir dos seus créditos de energia, caso não o faça no período estipulado, ele perde o que foi creditado. Diferente de outros países como Japão e Alemanha, que a energia excedente do sistema de geração pode ser vendida.

O primeiro SFCR, de acordo com a Resolução nº 482 da ANEEL, foi instalado no dia 11 de abril de 2012 no prédio da embaixada italiana situada na cidade de Brasília/DF. O sistema conta com 405 placas fotovoltaicas totalizando uma potência

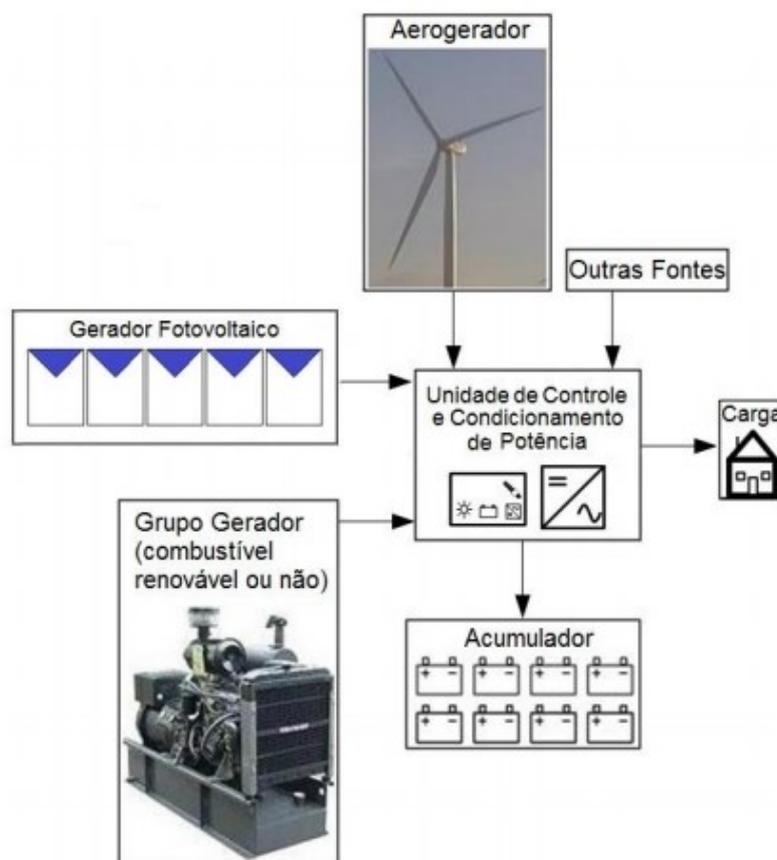
de 49,01 kW, uma produção de energia estimada em 86162 kWh/ano, consumo estimado de 367.209 kWh/ano e uma economia de energia de 19 %, além disso possibilita reduzir 7,6 ton/ ano de emissões de CO₂ (ANEEL, 2012).

2.5.3 SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO

O Sistema fotovoltaico híbrido (SFH) é aquele que consiste em mais de uma forma de geração de energia, por exemplo, grupo de geradores, aerogeradores e geradores fotovoltaicos. São mais complexos que os outros sistemas, pois necessitam de controladores capaz de integrar os vários geradores, de forma a otimizar a operação do usuário, existem várias configurações possíveis, uma delas pode ser observado na Figura 11, no qual apresenta uma dessas possibilidades (Pinho e Galdino, 2014).

Esse sistema também pode ser utilizado ligado à rede, de tal forma quando não tiver fornecimento de energia pela concessionária, possa ser gerado pelo sistema híbrido, enquanto que o SFCR não tem esta opção. O SFH utiliza um inversor diferente do outro sistema, este chamado de inversor híbrido, gerando energia a partir das baterias e desconectando a rede da concessionária através de um seccionador quando estiver operando com a queda da rede elétrica da concessionária, evitar que não ocorra nenhum dano ou acidente, injetando acidentalmente energia na rede, uma vez que pode ter funcionários trabalhando na rede.

Figura 11 – Exemplo de SFH.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

2.6 FATORES DE PERDAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para que se tenha o melhor desempenho possível, é necessário levar em conta várias atenuantes na hora do projeto tais por exemplo, como, escolha dos componentes utilizados, forma e local instalados, visando a instalação em local com boa incidência solar sem a presença do efeito de sombreamento.

Um estudo feito por Kurokawa e Ikki, 2001, no Japão citou os principais fatores de perdas das instalações fotovoltaicas observadas:

- Perdas na conversão de energia;
- Sombreamento parcial;
- Perdas nos inversores;
- *Mismatch* (descasamento de módulos);
- Aumento da temperatura do painel fotovoltaico.

Em um estudo mais recente, a Sociedade Alemã de Energia Solar (DGS, 2013) quantificou os fatores de perdas de acordo como mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – Fatores de perdas de SFCR.

<i>Fatores de perdas</i>	<i>Variação</i>	<i>Exemplo</i>	<i>Gerador Fotovoltaico de 1KWp</i>
<i>Sombreamento</i>	0,0 – 5,0 %	2,5 %	$E_{ideal}=1.200KWh$
<i>Sujidade</i>	1,0 – 3,0 %	2,0 %	1.170KWh
<i>Reflexão</i>	3,0 – 5,0 %	4,0 %	1.147KWh
<i>Variação do aspecto AM 1.5</i>	1,0 – 2,0 %	1,5 %	1.101Kwh
<i>Mismatch</i>	0,5 – 2,5 %	1,7 %	1.084Kwh
<i>Condições diferentes dos padrões de teste</i>	4,0 – 9,0 %	6,0 %	1.066Kwh
<i>Perdas c.c.</i>	0,5 – 1,5 %	0,7 %	1.002Kwh
<i>Perdas na conversão de energia</i>	0,5 – 3,0 %	1,5 %	995Kwh
<i>Perdas no inversor</i>	3,0 – 7,5 %	5,0 %	980Kwh
<i>Perdas na fiação elétrica</i>	0,2 – 1,5 %	0,5 %	931Kwh
			$E_{real}=926Kwh$

Fonte: Adaptado de DGS, 2013.

Nas próximas seções será discutido algumas dessas perdas mais importantes e possíveis de serem evitadas.

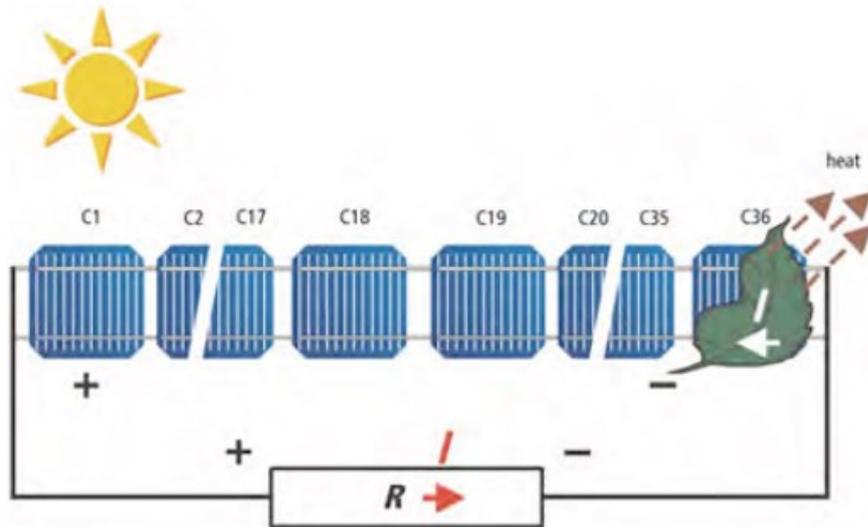
2.6.1 PERDA POR SOMBREAMENTO

O fator de perda por sombreamento parcial é muito significativo no sistema. Este sombreamento pode ser previsível, como por exemplo, a sombra das edificações, árvores, postes, até mesmo um outro módulo FV, entre outros, também podendo ser imprevisível, como algo que cai ou passar sobre o módulo como folha ou nuvens.

Quando uma folha cai em cima de uma célula no módulo, como representado na Figura 12, ela recebe menos radiação solar e sua corrente limita toda a corrente do conjunto série, que acaba sendo limitada em todos os módulos conectados. Além da perda de potência, há risco de danos ao módulo, pois esta potência que não está

sendo entregue ao gerador é dissipada no local, podendo ocasionar, pontos quentes no módulo fotovoltaico (PINHO e GALDINO, 2014).

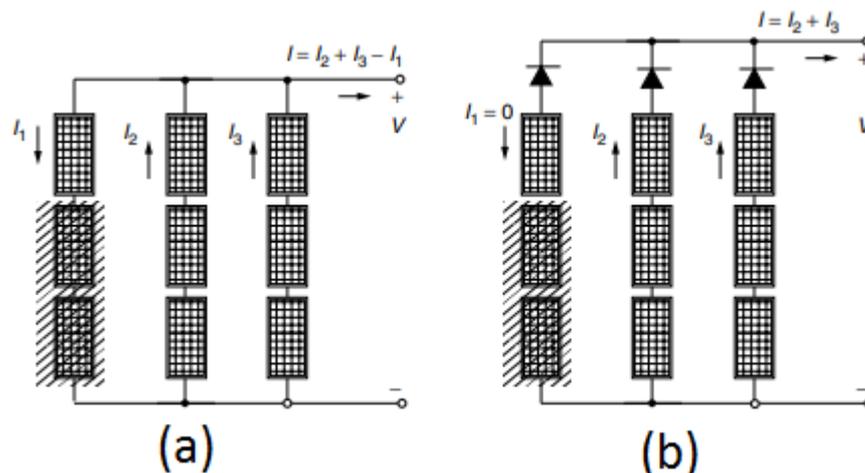
Figura 12 – Módulo sem diodo de desvio com ponto quente.



Fonte: DGS, 2013.

Para proteger os módulos, adiciona-se um ou mais diodos, uma espécie de by-pass, como mostra a Figura 13, criando assim, um caminho alternativo para a corrente, quando o usual encontra algum obstáculo, como ponto sombreado, limitando a dissipação da potência do conjunto de células e reduzindo a corrente gerada.

Figura 13 – Caminho da corrente em arranjo de células fotovoltaicas: (a) Sem diodo de by-pass (b) Com o diodo de by-pass.



Fonte: Adaptado de Masters, 2004.

Nos sistemas fotovoltaicos não existe manutenção, mas é de grande importância fazer a limpeza e retirada de qualquer material que esteja atrapalhando na incidência da irradiação sobre os módulos.

2.6.2 PERDAS POR TEMPERATURA

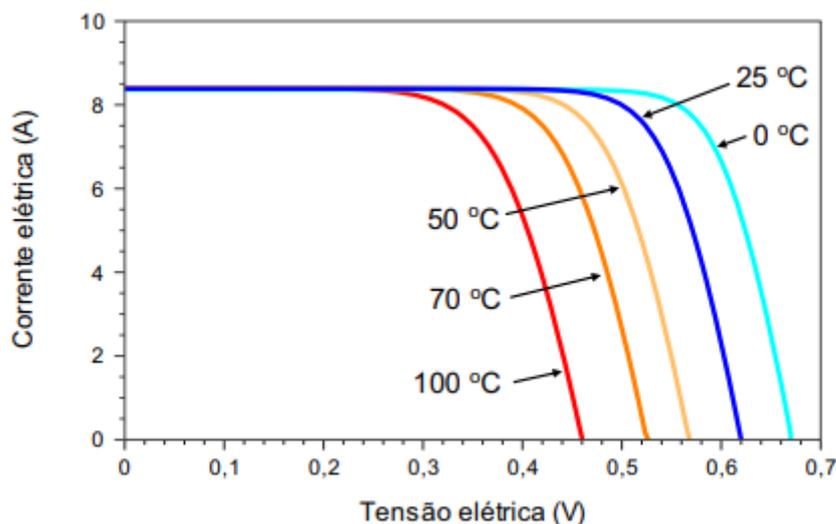
Sistemas fotovoltaicos raramente operam em condições perfeitas e nominais. A temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos está relacionado com a variação da irradiação e a temperatura incidente. A corrente gerada pelo sistema é diretamente relacionada com a irradiação e é muito pouco influenciada pela temperatura, em contra partida, a tensão e, conseqüentemente, a potência elétrica é reduzida com o aumento da temperatura, significativamente, como podemos observar na Figura 14.

Com a elevação da temperatura das células FV, ocorre uma redução significativa na tensão do gerador, resultando na diminuição da potência fornecida (ALMEIDA, 2012). Como regra geral, a potência fornecida pelo gerador FV cai entre 0,3 e 0,4 % a cada aumento de 1°C (AYOMPE et al., 2010). E segundo Skoplaki e Palyvos, 2009, o aquecimento de uma célula solar, para os elementos de silício cristalino, a redução relativa do coeficiente de eficiência pode ser de 0,45% para cada grau Celsius.

Suwapaet e Boonla (2014) comprovaram a influência da temperaturas elevadas no funcionamento do módulo FV sobre a sua potência de saída. O experimento foi executado em Kamrieng, província de Maha Sarakham, Tailândia. Onde os resultados mostraram que a temperatura de operação dos painéis variou entre 46°C e 57°C, o que significa um aumento de 84 % a 128% em comparação às condições padrão de ensaio (25°C). Com o aumento de temperatura, o painel de silício monocristalino gerou de 23 a 33% menos potência de saída.

Figura 14 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para

irradiação constante em $1.000\text{W}/\text{m}^2$, espectro AM1,5).



Fonte: GTES, 2014.

Módulos fotovoltaicos de filmes finos apresentam uma menor influência com o aumento da temperatura, se comparado com módulos de silício cristalino, porém ressalta-se que mais de 95% dos módulos vendidos são de tecnologia de silício cristalino (PINHO e GALDINO, 2014).

Para minimizar as perdas por temperaturas recomenda-se a instalações dos módulos fotovoltaicos de uma forma que possam dissipar a temperatura da melhor forma possível, com aplicação de métodos de resfriamento.

Existem vários estudos sobre sistemas de resfriamento dos módulos fotovoltaicos utilizando água, que será melhor detalhado alguns deles na seção 2.8.

2.6.3 PERDA NO INVERSOR

O inversor recebe a energia elétrica já convertida da energia solar dos painéis fotovoltaicos, essa energia em corrente contínua (CC), transformando-a em corrente alternada (CA), alimentando as cargas. Estas transformações sendo, geralmente, nas opções: 12/127 V, 24/127 V, 48/127 V, 12/220 V, 24/220 V e 48/220 V (CC/CA), dependendo do modelo de módulos utilizados, os arranjos dos painéis, tipos de inversores e a tensão dos equipamentos que são alimentados por eles.

Um inversor em SFRC é o equipamento que interliga as PV à rede elétrica da concessionária, fazendo com que as ondas de tensão estejam em sincronia e da

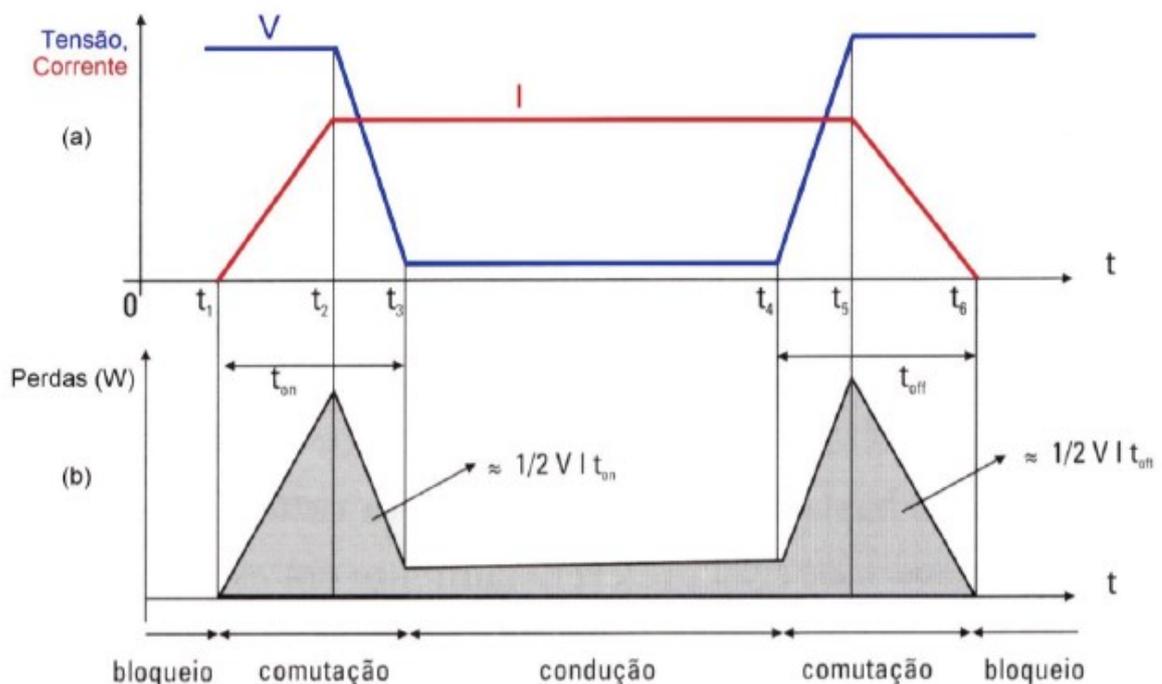
mesma fase a ser ligada, e possuir as mesmas características das ondas da rede, de modo a permitir o paralelismo dos geradores (URBANETZ, 2010).

Já um inversor em um SFI, é mais simples e barato, tendo apenas a função de converter CC em CA.

Os inversores atuais possuem uma função, dentre várias, de busca do ponto de máxima potência (MPP - Maximum Power Point) do gerador FV, que é o ponto onde a potência fotogerada nos painéis, produto tensão x corrente, apresenta seu máximo valor que varia constantemente devido às mudanças de temperatura e de irradiância. Os sistemas que buscam operar no MPP apresentam melhoras em seu desempenho, por ter a tensão de operação do arranjo fotovoltaico controlada (URBANETZ, 2010) (RÜTHER, 2004).

De acordo com a Figura 15, notam-se três estados devido ao chaveamento dos semicondutores: bloqueio, comutação e condução. As perdas no inversor acontecem nos estados de comutação e condução. A total dissipação de energia é mostrada pela área mais escura do gráfico (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 15 – (a) Forma da onda de tensão (V) e de corrente (I) referente ao sistema de chaveamento dos semicondutores no inversor; (b) Potência dissipada no dispositivo semiconductor na fase de chaveamento e de condução.



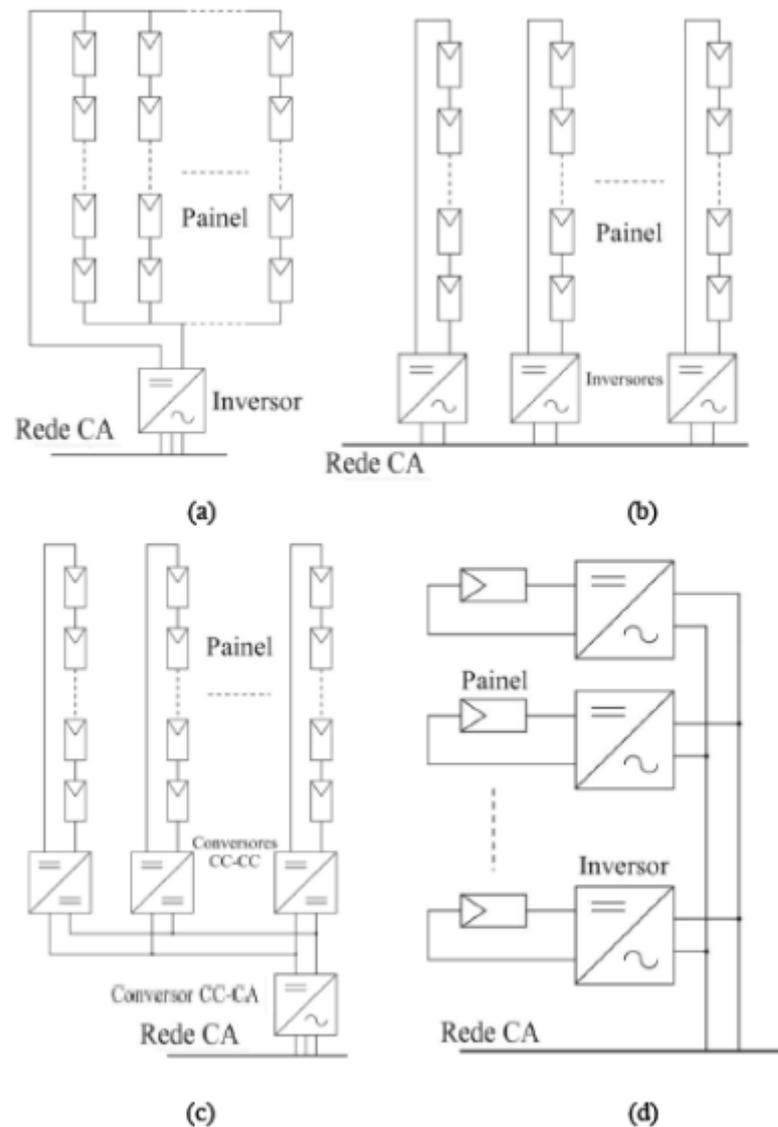
No estado de comutação ($t = t_1$), o comando para o dispositivo iniciar a condução faz com que a corrente se eleve até seu valor máximo ($t = t_2$) onde a tensão se reduzirá ao seu valor mínimo ($t = t_3$), nessa etapa devido à potência resultante do dispositivo ($V \times I$) ocorrem as perdas por comutação. A partir do instante ($t = t_4$) acontece a sequência inversa que, também, apresentará essas perdas. No estado de condução ($t_3 < t < t_4$) o resultado da $V \times I$ neste período também ocasionarão perdas, mesmo que inferiores quando comparadas ao estado de comutação (PINHO e GALDINO, 2014).

O sinal de saída do inversor, através dos semicondutores chaveados, é constituído por fortes componentes harmônicas e são necessários processos de filtragem de sinal com a utilização de indutores e capacitores para obtenção de uma onda senoidal pura. Porém, esses processos promovem perdas e redução de eficiência do inversor (ALMEIDA, 2012).

Os sistemas de arranjos de painéis fotovoltaicos, podem ser basicamente, ligados de quatro formas, como mostra a Figura 16.

Figura 16 - a) inversor centralizado; b) inversor por string (configuração CA paralelo); c) inversor multi-string (configuração CC paralelo); d) inversores assimilados aos

respectivos módulos FV.



Fonte: Casaro e Martins, 2010; Urbanetz, 2010.

2.6.4 PERDA POR SUJIDADE

Várias condições e parâmetros ambientais afetam o rendimento dos PV, porém a poeira tem grande influência. Concentrações de poeira sobre a superfície dos módulos FV refletem a luz solar, gerando menos incidência de irradiação nas células.

Alguns estudos, a seguir, mostram os resultados obtidos a partir da exposição da poeira:

- EL-SHOBOKSHY; MUJAHID; ZAKZOUK, (1985), verificou-se que, devido à deposição de pó de areia na superfície do painel fotovoltaico, o decréscimo na

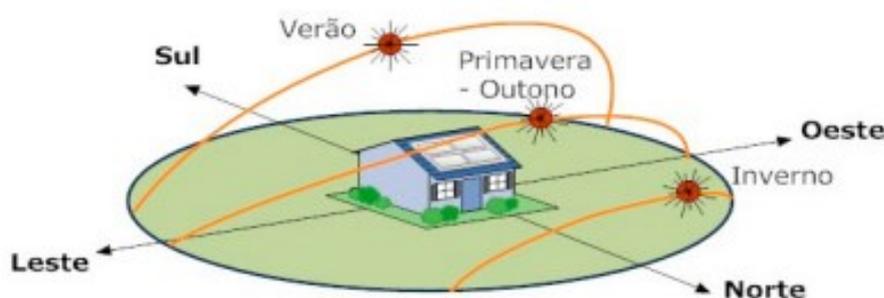
corrente de curto circuito (I_{sc}) e de potência máxima (P_{max}) são, respectivamente, 40% e 34%;

- ELMINIR et al. (2006), da mesma forma, num outro estudo, demonstrou-se que o decréscimo na eficiência do painel fotovoltaico foi de 10%, 16% e 20%, respectivamente, para 12,5 g / m², 25 g / m² e 37,5 g de deposição de pó / m² na sua superfície;
- HEE et al. (2012), indicou que o pó afeta de forma significativa a transmitância óptica do painel fotovoltaico, o que reduz os parâmetros elétricos como, I_{sc} e P_{max} , em até 2,23% e 7,98%, respectivamente;
- SEMAOUI et al. (2015), finalizando, mostrou que a redução de I_{sc} e P_{max} de painel fotovoltaico foi até 28,6% e 30,6% ao fim de 12 dias após a sua exposição para a condição atmosférica.

2.7 TIPOS DE MOVIMENTAÇÕES DOS PAINÉIS SOLARES

O planeta Terra gira diariamente em torno de um eixo imaginário, conhecido como movimento de rotação. A trajetória do Sol de Leste a Oeste varia conforme as estações do ano em virtude da mudança do ângulo de inclinação do eixo da Terra (Pereira, A. 2016), conforme ilustra a Figura 17.

Figura 17 – Movimento do Sol ao longo das estações do ano.



Fonte: Serrão, 2010.

Para assegurar melhor aproveitamento da geração solar fotovoltaica, as orientações dos painéis fixos são feitas voltadas para o Azimute Sul (hemisfério Norte) e Azimute Norte (hemisfério Sul) com inclinação em torno da latitude geográfica do local da instalação, visando à busca da maior captação solar ao longo do ano (CRUZ,

2012).

Para aumentar o rendimento das PV sua orientação solar, poderia ser alterada, uma vez por mês, manualmente para corrigir a inclinação solar, utilizando estruturas móveis, sistema mais barato e simples de fazer, ou automático, diariamente acompanhando a trajetória do sol, sistemas mais complexos e onerosos, porém seu aumento de rendimento é muito maior.

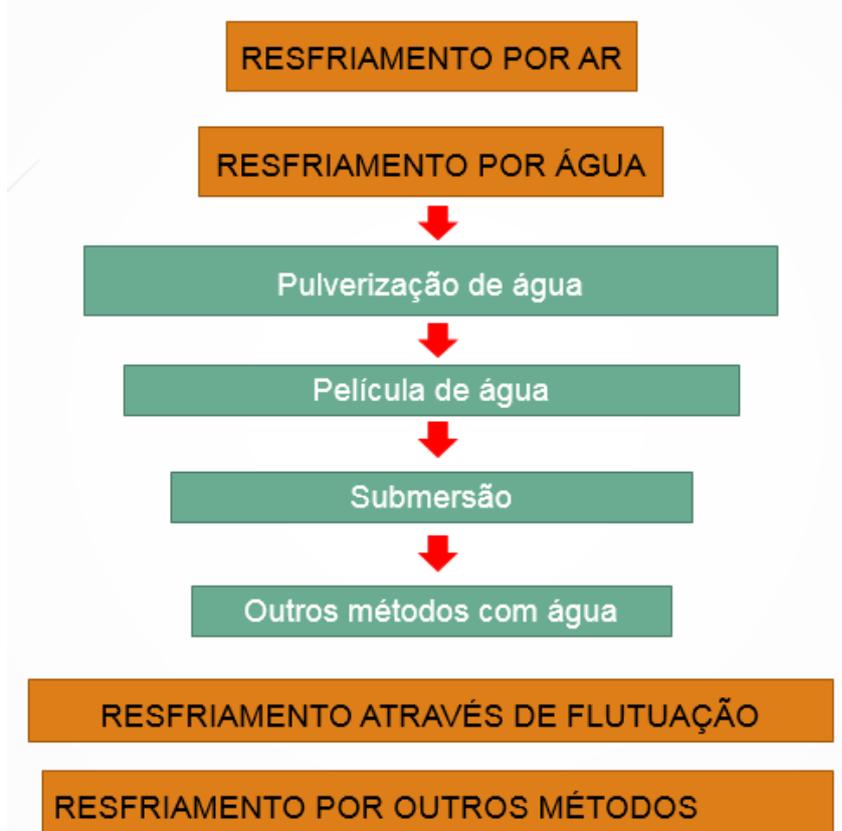
Os tipos de movimentadores automáticos dos painéis solares podem ser ativos, através de conjuntos de polias, engrenagens e impulsionados por motores elétricos, passivos, quando o sistema de impulsionador é baseado em deslocamentos de fluidos, no qual é aquecido pela energia solar, fazendo que mude seu ponto de equilíbrio. Eles podem ter a movimentação em um ou dois eixos. Quando em apenas um eixo, sua orientação pode ser Leste-Oeste ou Norte-Sul. Com dois eixos, um deles é vertical para o ajuste do azimute da superfície enquanto o outro é horizontal, ajustando a inclinação dos painéis (OLIVEIRA, 2008).

O tipo de movimentador utilizado neste trabalho foi sobre o eixo horizontal (Leste-Oeste) de método manual, conforme detalhado na seção a seguir.

2.7.1 MOVIMENTO SOBRE O EIXO HORIZONTAL (LESTE-OESTE)

Esse sistema é muito utilizado em conjuntos de painéis solares, onde pretende-se minimizar o ângulo de incidência. Na Figura 18, pode-se observar os principais ângulos que envolvem esse modelo. Onde, r , é a reta auxiliar paralela ao plano local, n , é a normal ao plano, s , reta que vai da Terra ao centro do Sol, Z é o zênite local, β , o ângulo de inclinação do painel, α , o ângulo de altitude solar, Θ_s , o ângulo de inclinação direta, Θ_z , o ângulo do zênite, γ_s , o ângulo de azimute solar e γ , o ângulo de azimute da superfície (OLIVEIRA, M. 2008).

Figura 19 – Tipos de resfriamento existentes para placas fotovoltaicas.



Fonte: O autor.

Segundo Arroyave, 2018, com os efeitos da temperatura na perda de eficiência e falhas mecânicas nos sistemas com concentração, a solução foi regular a temperatura nas células fotovoltaicas com o uso de sistemas de resfriamento, nos quais dois tipos se destacam: os passivos e os ativos.

Os sistemas passivos de resfriamento, possuem em seu princípio a troca de calor, sem o uso de qualquer fonte de bombeamento de fluido, tal fluido mais utilizado para esses sistemas são o próprio ar. Tal método é muito dependente de vários fatores, como condições climáticas, temperatura, umidade, velocidade do ar, entre outros. Limitando seu controle na temperatura.

Os sistemas ativos, muito similar ao anterior, porém possui mecanismos de convecção forçada, bombeando fluidos para obter reduções na temperatura das células fotovoltaicas, resultando em um consumo de energia, que deve ser computado na hora do balanço energético do sistema.

Cada método mencionado na Figura 19, será descrito nas próximas seções alguns exemplos já realizados por outros autores.

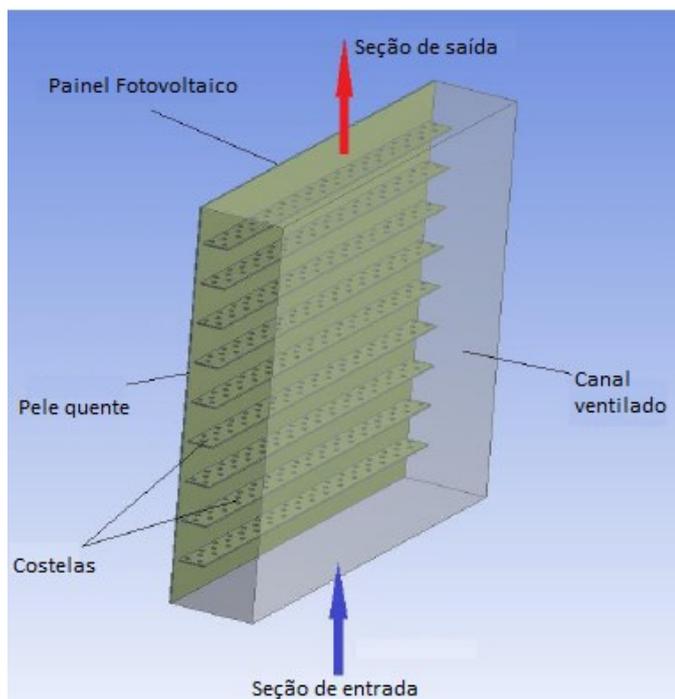
2.8.1 RESFRIAMENTO POR AR

Diferentes soluções para reduzir a temperatura de funcionamento dos painéis fotovoltaicos são sustentados pelas literaturas especializadas. Segundo Skoplaki et al. 2009, métodos atuais e as relações para determinar a dependência entre a eficiência de conversão e a temperatura de células fotovoltaicas. Um método para melhorar a temperatura de painéis fotovoltaicos usando o ar para refrigeração passiva é estudada por Cuce et al (2011).

Investigações sobre arrefecimento por ar, para os painéis fotovoltaicos são também propostos por Tonui e Tripanagnostopoulos, 2007. Esta solução consiste em arrefecer o painel fotovoltaico através da realização de um canal ventilado de 0,1 m de largura por trás dele. Portanto, um sistema fotovoltaico / térmica (PV / T) é criado, o que representa uma solução otimizada de usar painéis fotovoltaicos, tendo o papel adicional de produção de energia térmica. Este aspecto é muito importante porque são gerados dois dos tipos mais utilizados de energia: eletricidade e calor. Além disso, o ótimo funcionamento de cada um traz benefícios para o outro (HUDISTEANU et al. 2016).

Foi realizado um estudo por (POPOVICI et al. 2016), com algumas alterações, conforme a Figura 20, no qual a instalação é na parte de trás das PVs, com aletas dissipadoras com diferentes tamanhos e inclinação, porém mantendo o canal de ventilação com 0,1m. Mantendo a ventilação forçada com velocidade do vento em 1,5 m/s. Chegando ao aumento da potência gerada de 7,55% em comparação com o caso base.

Figura 20 – Geometria do modelo de resfriamento por ar.



Fonte: Traduzido de Popovici et al. 2016.

Segundo TamizhMani (2003) o vento pode reduzir a temperatura dos módulos em até 1,45 °C por cada m/s de velocidade do vento. Skoplaki et. al. (2008) afirma que para velocidades do vento entre 1,2 m/s e 4 m/s a temperatura de trabalho do módulo pode diminuir entre 1,6 °C e 6,5 °C, para valores de irradiância entre 600 W/m² e 1000 W/m².

2.8.2 RESFRIAMENTO POR ÁGUA

Há dois efeitos principais, para aumentar a eficiência de um painel fotovoltaico comercial colocada em água (Rosa et al. 2010):

- 1 - Redução de reflexão de luz (devido a menor índice de refração);
- 2 - Diminuição da variação térmica.

Moharam et al., 2013, desenvolveram um modelo matemático para avaliar a taxa de arrefecimento da PV por pulverização de água na parte superior do painel. A velocidade de arrefecimento da célula solar é encontrada como sendo de 2 °C / min. Este modelo é usado para minimizar a quantidade de água e energia requerida para o arrefecimento do painel fotovoltaico.

Nas subseções a seguir serão descritos alguns métodos de resfriamento

utilizando água:

2.8.2.1. Resfriamento por pulverização de água

Segundo Odeh e Behnia (2009) a água como um líquido de arrefecimento pode aumentar a eficiência do painel solar. Assim, foi projetado um protótipo com a finalidade de diminuir a temperatura da superfície do painel, onde um arranjo de água foi instalado para fornecer chuviscos de água na superfície do módulo fotovoltaico, o experimento rendeu 15% aumento da produção no auge da radiação solar. No entanto, o arrefecimento por pulverização de água através de um ventilador não é um método eficiente, uma vez que a água não irá ser pulverizada sobre todo o painel e, por conseguinte, algumas partes dos painéis fotovoltaicos não serão arrefecidas, bem como, este método resulta em uma elevada perda de água.

Nizetic et al. 2016, desenvolveu um sistema experimental para investigar o arrefecimento ótimo do módulo fotovoltaico por pulverização da água sobre as partes inferior, superior e lateral do módulo. Relatando a redução média de temperatura do módulo fotovoltaico de 52 °C a 24 °C, e a produção de energia elétrica é aumentada em até 14,1%.

O método a seguir descrito na subseção 2.8.2.2 é o mesmo utilizado na etapa dois dos experimentos deste trabalho, para resfriar placas fotovoltaicas.

2.8.2.2. Resfriamento por película de água

Uma forma eficiente de melhorar a eficiência e reduzir as taxas de degradação térmica de um módulo fotovoltaico é pela redução da temperatura de operação da superfície, isso pode ser conseguido por meio do arrefecimento com água, e reduzindo o calor armazenado no interior das células durante a operação e incidência colar (MERAL, DINÇER, 2011).

Segundo Silva, 2015, descreve sistema de arrefecimento com água como:

Os sistemas de arrefecimento de módulos PV não classificados como módulos fotovoltaicos térmicos (PTV) consistem de injeção de água sobre a superfície superior do módulo PV. Esta água, ao escorrer pela superfície retira o calor armazenado no módulo por meio da transferência de calor por condução, convecção e radiação. Esse tipo de sistema é simples e conta com

um módulo PV, uma bomba e um tanque de armazenamento de água. A injeção da água é feita sobre a superfície superior no módulo PV por diversos orifícios presentes num tubo, de modo a garantir que as trocas de calor sejam homogêneas em toda a superfície.

Existem alguns trabalhos na literatura atual, abrangendo esse sistema como método de resfriamento, com inúmeras formas de utilização, cada um com um resultados diferentes, devido à grande variação de incidência solar ao longo do planeta Terra, porém, todas com melhorias nos rendimentos das células FV.

Resultados obtidos pela Endecon Engineering (2001), indicam que devido à perda de calor por convecção entre a água e a superfície do módulo FV, resultou em um aumento de 15% na produção de energia elétrica do sistema em condições de pico de irradiação.

Outro experimento realizado por Krauter (2004), sugeriu um método de reduzir a reflexão, que em conjunto forneceu resfriamento, substituindo a superfície do vidro frontal por uma fina película de água (1 mm), correndo sobre toda a face do módulo FV. Verificou-se que as perdas reflexivas no vidro podem levar a perdas no rendimento de 8 a 15%. A água diminuiu as temperaturas das células em até 22 °C. As ópticas e as temperaturas das células melhoraram o rendimento elétrico em 10,3% ao longo do dia.

Chinamhora et. al. (2013) utilizaram um sistema de arrefecimento com água na parte da frente e de trás do módulo fotovoltaico e descobriram que o sistema de refrigeração pode melhorar a eficiência do módulo fotovoltaico durante dias claros, enquanto que tinha desvantagens durante os dias nebulosos.

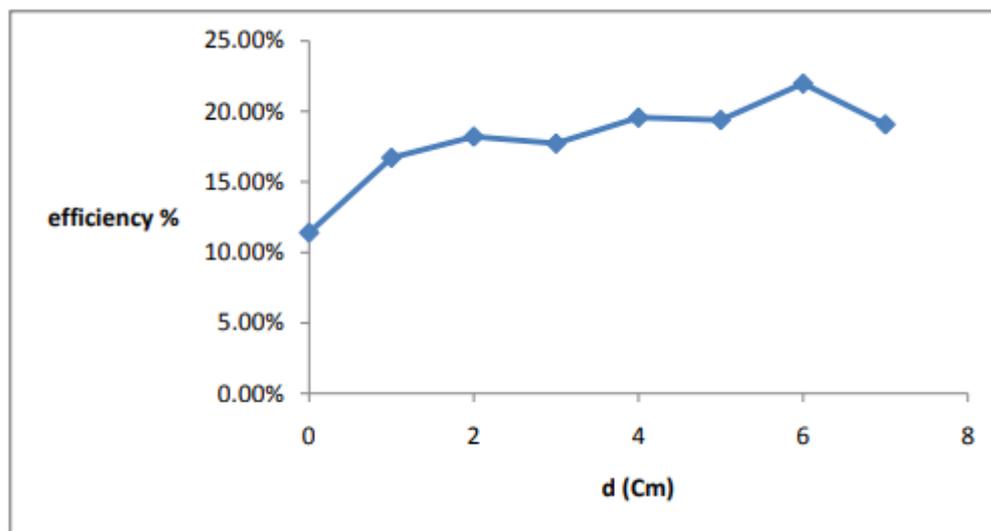
2.8.2.3. Resfriamento por submersão

A submersão do módulo fotovoltaico tem sido um dos métodos significativos para superar o calor gerado pelo mesmo (TINNA et al. 2012).

Um experimento feito por Abdulgafar; Omar; Yousif (2014), no qual consiste em testar uma célula solar policristalina de uso comercial, com dimensão de 15 cm², sobre o efeito médio de $I = 700 \text{ W/m}^2$, em diferentes profundidades de submersão em água destilada, com a finalidade de diminuir as perdas por reflexão e em conjunto auxiliar no resfriamento da célula. Obtendo o valor máximo de rendimento 22 % a uma

profundidade de 6 cm, conforme essa profundidade aumentava ou diminuía, o rendimento reduzia, como mostra a Figura 21.

Figura 21 – Análise dos rendimentos em relação da profundidade de submersão de célula FV em água destilada.



Fonte: ABDULGAFAR; OMAR; YOUSIF, 2014.

2.8.2.4. Outros métodos com água

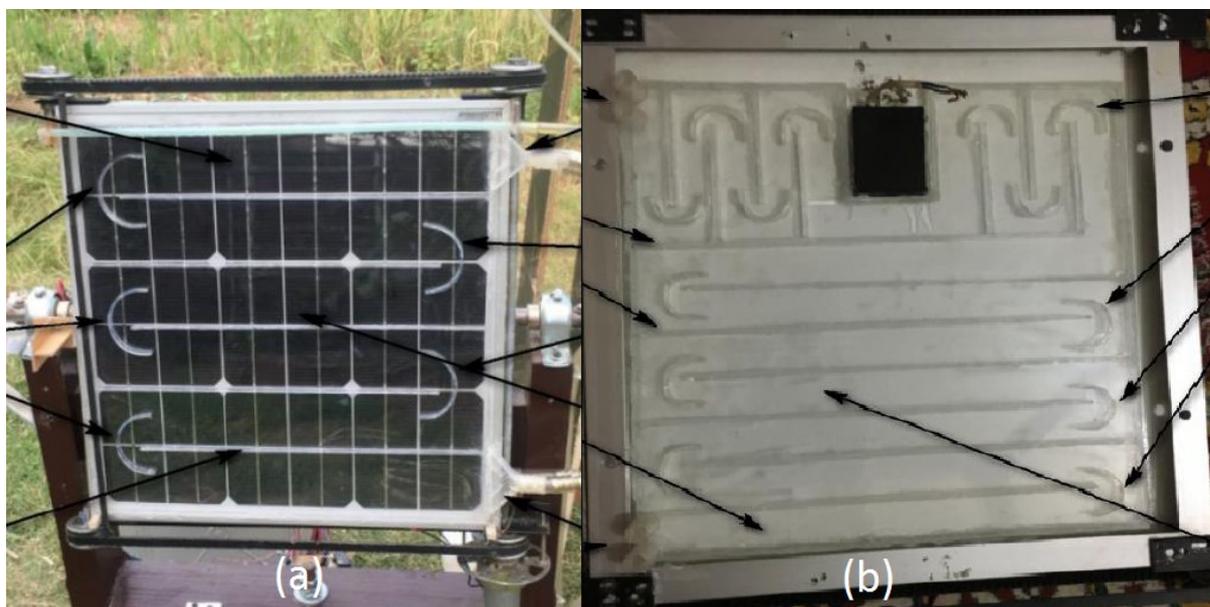
Os autores (Mohammed, F.; Mohammed J.; e Sanad, 2019) fizeram em seus experimentos, investigações e aprimoramentos no desempenho do painel fotovoltaico usando a técnica de resfriamento com compartimento de envidraçamento de água de dois lados conforme mostra a Figura 22, chegando com as seguintes conclusões finais:

Utilizando o compartimento frontal de resfriamento de água; O painel fotovoltaico resfria e filtra a irradiação do sol, além de reduzir o reflexo da luz solar sobre ele;

A redução média na temperatura do painel fotovoltaico é de 45,56 %, 40,12 % e 50,06 % com o uso dos compartimentos de resfriamento (frontal, traseira e de ambos os lados), respectivamente;

Com o uso da técnica de resfriamento dos dois lados, a energia elétrica média fotovoltaica e a eficiência elétrica aumentaram 12,69 % e 14,204 %, respectivamente.

Figura 22 – (a) Parte frontal da PV com sistema de resfriamento em compartimento de envidraçamento com água. (b) Parte de trás do PV com o mesmo sistema.



Fonte: Mohammed, F.; Mohammed J.; e Sanad, 2019.

2.8.3 RESFRIAMENTO ATRAVÉS DE FLUTUAÇÃO

A energia solar fotovoltaica flutuante é uma tecnologia que alcança um elevado grau de eficiência devido ao isolamento térmico consistente, devido às células solares nos corpos d'água que lhes dão suporte, o que reduz o ganho de calor no interior das células solares e provoca um aumento significativa da eficiência (HARTZELL et al., 2016).

2.8.4 RESFRIAMENTO POR OUTROS MÉTODOS

Gardas e Tendolkar (2012) utilizaram sete tipos de gases para o sistema de arrefecimento da PV, onde descobriram que o hidrogênio pode ser o melhor gás para maximizar a potência de saída do sistema.

Abu-Rahmeh, 2017, apresentou uma investigação experimental da eficiência de um módulo fotovoltaico usando três métodos diferentes de resfriamento: O primeiro e o segundo método, os módulos fotovoltaicos, são resfriados usando água e um nanofluido, respectivamente, fluindo dentro de tubos de cobre, já o terceiro método usado foi o módulo fotovoltaico ser resfriado usando 24 aletas retangulares de

alumínio verticais. Percebe-se que os rendimentos elétricos dos módulos fotovoltaicos resfriados com 0,04 % em peso de nanofluido de TiO₂ (dióxido de titânio), água e barbatanas comparadas a PV não resfriado foi maior em 5,37 %, 2,62 % e 1,34 %, respectivamente.

2.8.5 DANOS DEVIDO À ALTA TEMPERATURA DAS CÉLULAS FV

Além da perda de eficiência pelo aumento da temperatura, uma pesquisa foi realizada para provar a influência negativa por temperaturas mais elevadas em relação a vida útil do sistema. Foi revelado, que ganhar todos os 10 °C adicional, acelera o processo de envelhecimento, aproximadamente, em duas vezes (Oth e Ross, 1983).

Alguns revestimentos de EVA, por exemplo, podem ser danificados em temperaturas acima de 90 °C, comprometendo os módulos FV (MEI et al., 2009).

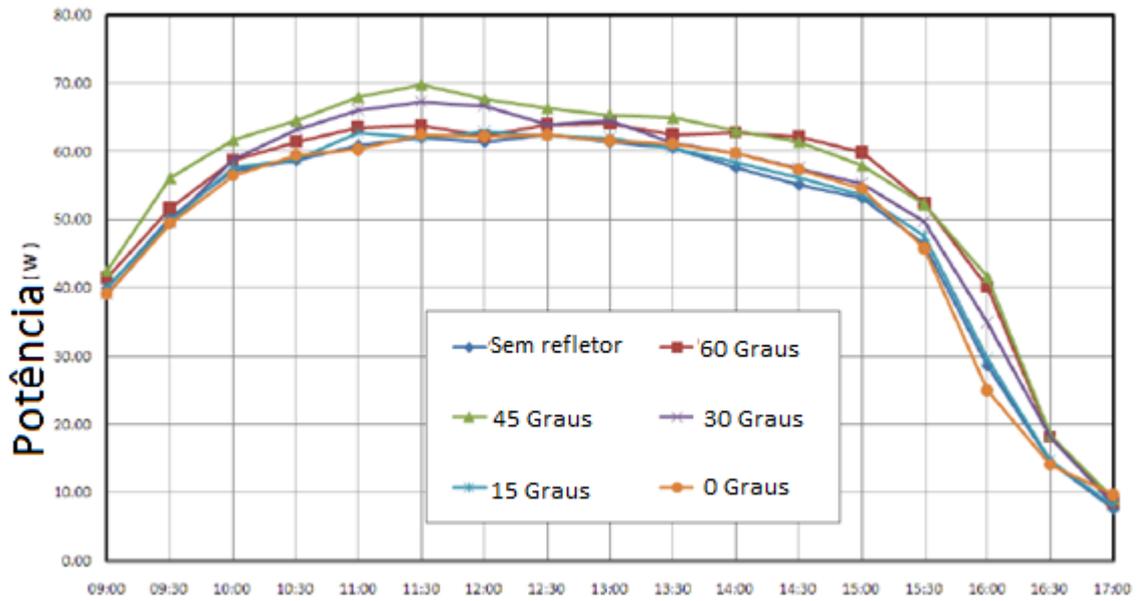
2.9 SISTEMAS COM REFLETORES PARA O AUMENTO DA EFICIÊNCIA DA PV

Tabaei e Ameri (2012) investigaram os efeitos de reforço com refletores no desempenho fotovoltaico em um sistema de bombeamento de água. Eles apontam que a concentração de radiação solar sobre as células FV aumenta, e a potência de saída de células PV também, conseqüentemente, aumenta a taxa de fluxo da bomba de água principal. No entanto, a aplicação de refletor de reforço aumenta a temperatura de células fotovoltaicas.

Para tentar evitar o problema do aumento de temperatura com a utilização de refletores, Tabaei; Ameri, (2015), propuseram, um sistema combinado com resfriamento com uma fina película de água sobre a superfície do PV. Além de analisar qual a melhor inclinação do refletor, a ser instalado, conforme ilustra a Figura 23. Conforme a melhor inclinação encontrada foi de 45 ° e 30 °, para o refletor e a PV, respectivamente, ilustra a Figura 24. Este sistema possibilitou um aumento na potência de saída de 50,4 %, com o sistema combinado.

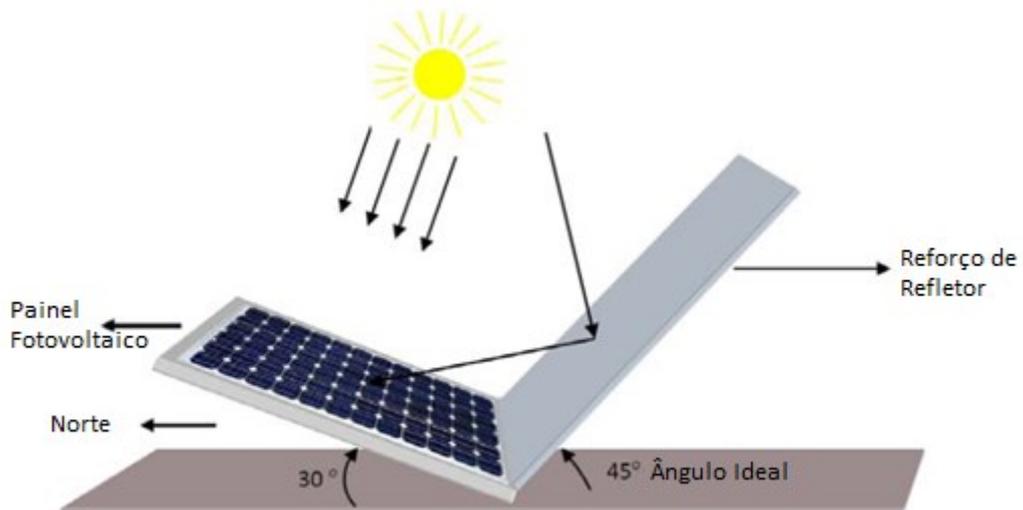
Figura 23 – Comparação na potência de saída total, com três módulos (135W),

dependendo a posição do refletor em relação ao plano horizontal.



Fonte: TABAEI; AMERI, 2015.

Figura 24 – Diagrama esquemático dos painéis fotovoltaicos com refletor.



Fonte: TABAEI; AMERI, 2015.

3 MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo descreve os materiais e métodos propostos para a realização deste trabalho, os experimentos e análises foram realizados na Universidade Federal da Fronteira Sul, Campus Cerro Largo – RS, ao lado no Laboratório 3, em conjunto com o laboratório de Eletromagnetismo e Óptica. Considera-se para a cidade de Cerro Largo: latitude $-28^{\circ}14'10''$ S, longitude $54^{\circ}75'69''$ W e altitude 211 m.

3.1 MATERIAIS

Os materiais utilizados para montar os experimentos foram:

- Dois suportes móveis para fixação de placas fotovoltaicas, nas dimensões de 1,00 m altura x 1,20 m comprimento x 0,70 m largura;
- Duas placas fotovoltaicas de 150 W, da marca Yingli Solar, eficiência energética 15 % (± 5 %), Silício policristalino, nas dimensões de 148,5 cm de comprimento, 69,5 cm de largura por 0,05 cm de espessura;
- 20 metros de fio de 10 mm², com proteção UV;
- 8 conjuntos de conexões (macho e fêmea) para fazer a ligação entre as placas e os equipamentos;
- Um controlador de carga de capacidade de 30 A, marca Victron energy;
- Uma bateria estacionária 220 Ah;
- Um inversor Phoenix (12 V/ 220 V/ 375 VA);
- Uma caixa de água, PVC, com capacidade de 500 litros;
- Água;
- 4 termômetros com dois canais com termopar cada (tipo K);
- 4 multímetros digitais, marca Tozz, modelo DT-830B;
- Câmera digital para fazer gravações de vídeo;
- Uma bomba submersa de 34 W 220 V;
- Mangueiras de silicone e tubulações de PVC;
- 6 lâmpadas incandescentes de 60 W 24 V com suportes E-27;
- Conexões e cabos do tipo jacaré e pino;
- Estação meteorológica.

3.2 PROCEDIMENTO EXPERIMENTAIS

Os experimentos foram divididos em duas etapas: primeira etapa consiste em encontrar as variações dos rendimentos em relação a inclinação das placas fotovoltaicas e na segunda etapa, descrever e demonstrar a construção de um sistema de resfriamento para uma das placas fotovoltaicas, comparando com uma outra placa fotovoltaica sem o sistema.

3.2.1 PRIMEIRA ETAPA DOS EXPERIMENTOS

Para realizar os experimentos e ensaios com as placas fotovoltaicas policristalinas de 150W, modelo comercial, estas foram instaladas sobre duas estruturas metálicas, que possibilitaram a movimentação e alteração da inclinação das placas, em relação ao sol, conforme mostra a Figura 25.

Figura 25 – Estrutura móvel para fixação das PV.



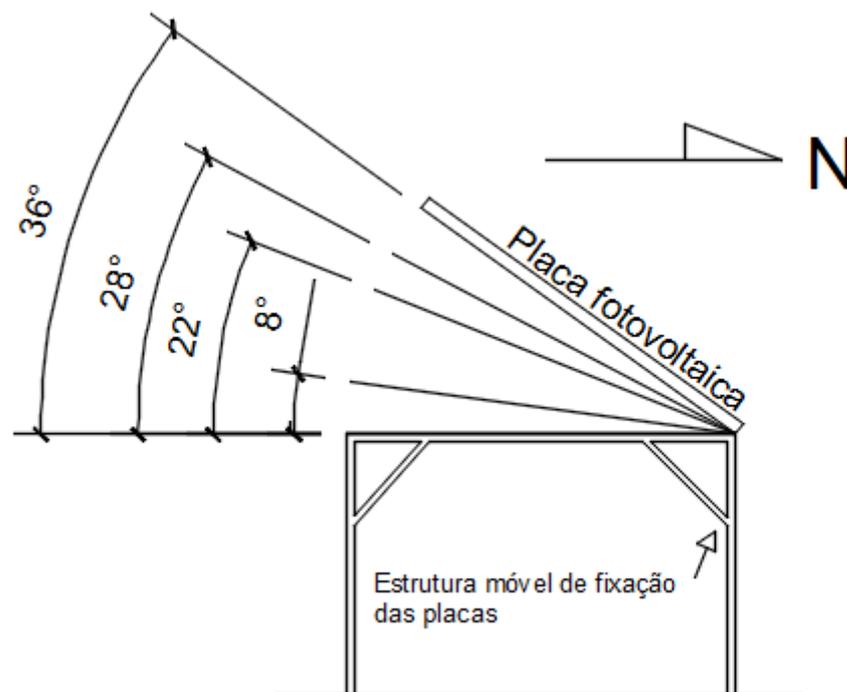
Fonte: O autor.

Os módulos FV foram direcionados ao norte, conforme orienta Cruz, (2012), por estarmos situados no hemisfério sul, e indica a inclinação ideal como sendo a

aproximada da latitude geográfica do local da instalação, outra justificativa, que a placa deve estar direcionada para a linha do equador (linha imaginária onde passa o sol). Porém, como um dos objetivos desse trabalho é investigar as porcentagem de perdas nos rendimentos em relação a inclinação escolhidas entre as diversas configurações que serão testadas.

Neste caso, foram feitas medições com quatro ângulos de inclinação diferentes, sendo eles: 8° , 22° , 28° e 36° , ângulos escolhidos devido a possibilidade da estrutura móvel disponibiliza, conforme mostra a Figura 26. Para eliminar possíveis erros de medição, os experimentos foram conduzidos com ao menos três repetições cada, fazendo várias combinações entre as duas placas fotovoltaicas, como mostra a Tabela 3.

Figura 26 – Estrutura móvel com as variações da inclinação da PV, direcionada ao norte.



Fonte: O autor

Tabela 3 – Combinações de inclinações entre as duas placas fotovoltaicas.

PLACA 1	PLACA 2
36°	08°

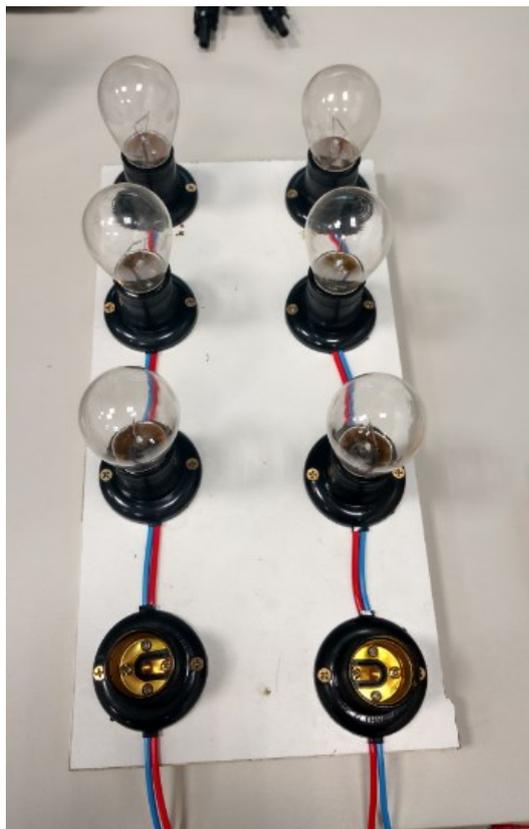
22°	08°
36°	22°
28°	22°

Os cabos de ligação entre as placas fotovoltaicas instaladas no lado externo do prédio, foram levados até o lado interno do laboratório, onde os equipamentos precisavam ser instalados protegidos de intempéries do tempo (não ultrapassando 5 m de distância entre as placas fotovoltaicas e os equipamentos de monitoramento e medição). Tais cabos são específicos para sistemas solares, pois possuem proteção contra raios UV, e não se danificam com o tempo. Cada inclinação utilizada teve a duração das 9:00 h até as 16:00 horas do mesmo dia, com medições a cada 10 minutos.

As placas foram ligadas diretamente a três lâmpadas incandescentes de 60 W 24 V cada, como mostra a Figura 27, utilizadas como carga do sistema, para obter a máxima potência do sistema. As lâmpadas foram ligadas em paralelo, para aumentar a corrente, e manter a mesma tensão elétrica em todas.

Figura 27 – Ligação das lâmpadas incandescentes em paralelo a PV, como carga do

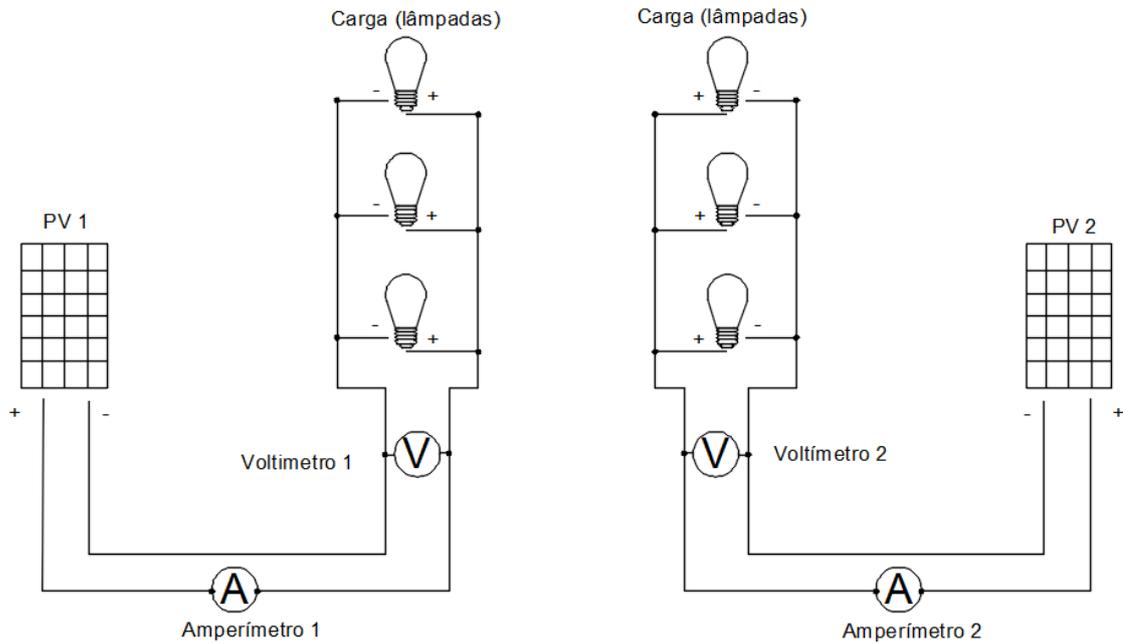
sistema.



Fonte: O autor.

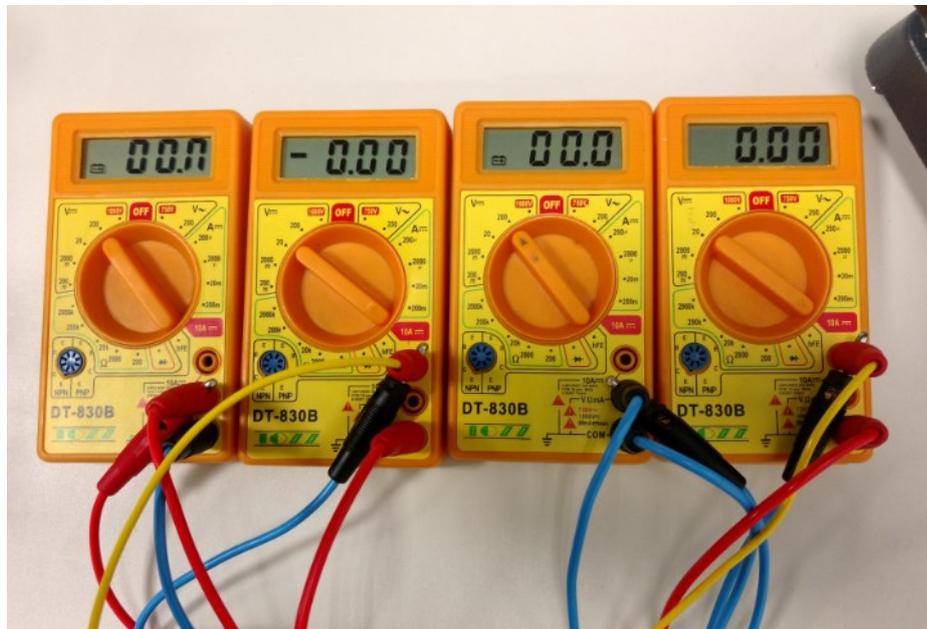
Para as medições elétricas, foram utilizados quatro multímetros digitais, de mesma marca e modelo (Tozz Dt-830B) conforme ilustra a Figura 29, dois na opção de tensão (voltímetro) com precisão de $\pm 0,5\%$ em CC, estes em paralelo a carga, sendo sempre um em cada placa, e dois na opção de corrente elétrica (amperímetro) com precisão de $\pm 1,0\%$ em CC, ligação em série, como pode ser observado na Figura 28.

Figura 28 – Esquema de ligação dos dois SFI com equipamentos de medições.



Fonte: O autor.

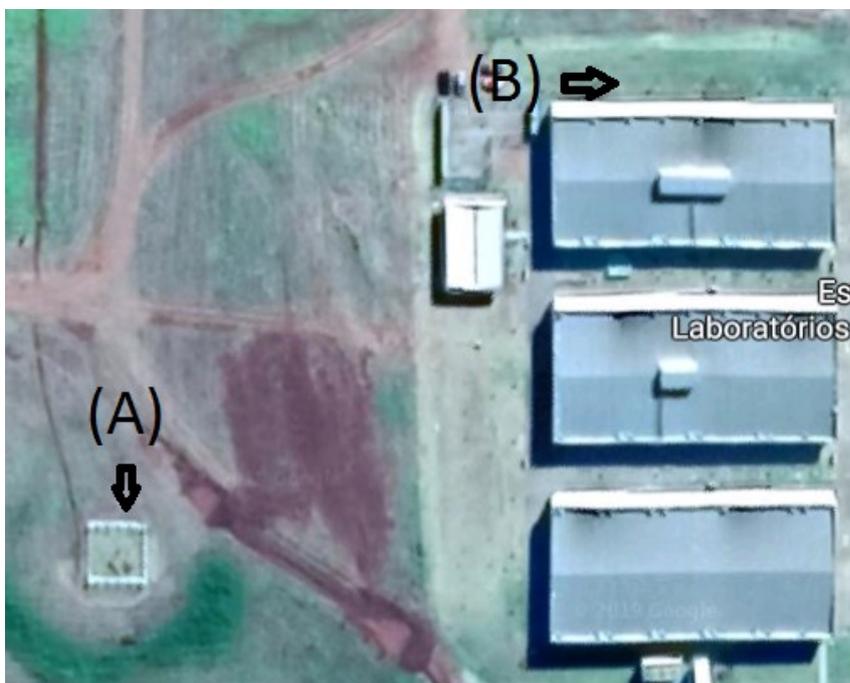
Figura 29 – Multímetros digitais utilizados para as medições do SFI.



Fonte: O autor.

Para as medições de irradiação (W/m^2) foram obtidas da estação meteorológica do próprio *Campus*, que está a 130 m de distância dos experimentos como mostra a Figura 30 (IRIOGRAN38).

Figura 30 – (A) Local da estação meteorológica e (B) Local da instalação das placas fotovoltaicas (experimentos).



Fonte: Google maps.

As placas fotovoltaicas foram instaladas afastadas em 1,5 m do prédio dos laboratórios do campus, sobre um gramado e a um metro do chão, visando assim aumentar o rendimento conforme demonstrado por (PINTO; PLATA, 2019), que demonstra que painéis instalados sobre o gramado a um metro do chão podem aumentar a energia média diária em 3 % \pm 0,4% em relação ao mesmo painel instalado sobre piso de concreto.

3.2.2 SEGUNDA ETAPA DOS EXPERIMENTOS

A segunda etapa dos experimentos, consiste em analisar a influência da temperatura sobre o rendimento das placas fotovoltaicas, e construir um sistema de resfriamento com água sobre a superfície da placa. O método utilizado para a construção do sistema foi de autoria própria, apenas baseando no princípio de resfriamento com água descrito por Silva, 2015.

Para os experimentos com as mesmas placas fotovoltaicas de 150 W, foram fixadas na estrutura metálica com inclinações iguais de 28°, sendo esta inclinação média ao longo do ano e aproximada da latitude geográfica do local de instalação,

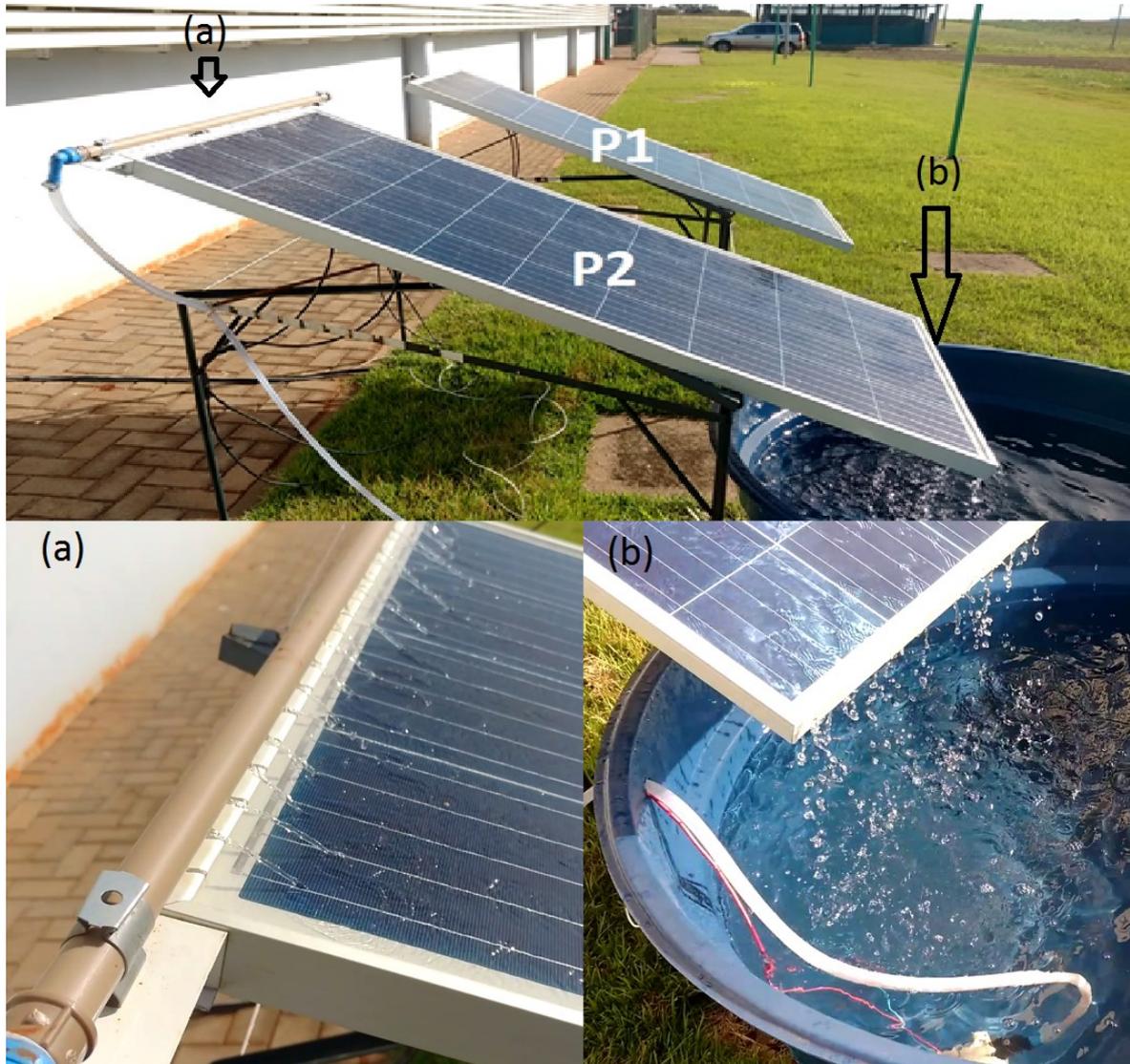
direcionadas ao norte, visando à busca da maior captação solar ao longo do ano.

A localização das placas fotovoltaicas foi mantido exatamente o mesmo da primeira etapa. E as ligações elétricas, medições com multímetros e aquisição de dados da estação meteorológica, também permaneceram as mesmas.

Em uma das placas fotovoltaicas, sendo ela a placa 2 (P2) da Figura 31, foi produzido um sistema de resfriamento com água, no qual consiste em um reservatório de 500 litros, instalado na parte de baixo da placa, logo à frente a estrutura de fixação. Dentro do reservatório instalado uma bomba submersa de 34 Watts (W), com vazão de 10 l/min, na qual bombeada através de mangueiras de silicone, ao topo da placa, através de vários furos de 3 mm espaçados a cada 2 cm em 1 m de cano PVC de 20 mm de diâmetro, com um tampão na ponta, fazendo com que a água, seja distribuída uniformemente sobre toda a extensão da placa. Formando assim um película contínua de água sobre toda a superfície da placa fotovoltaica, conforme mostra a Figura 31, ao lado da outra placa 1 (P1) sem o sistema.

Figura 31 – Sistema de resfriamento através de uma fina película de água na P2, e sem o sistema na P1. (Local (a) parte de cima da placa com o sistema de resfriamento, onde o cano de PVC distribui a água pela superfície por furos de 3 mm a cada 2 cm e o Local (b) parte de baixo da placa onde a água retorna para o reservatório onde fica

a bomba submersa completando o ciclo de recirculação de água).

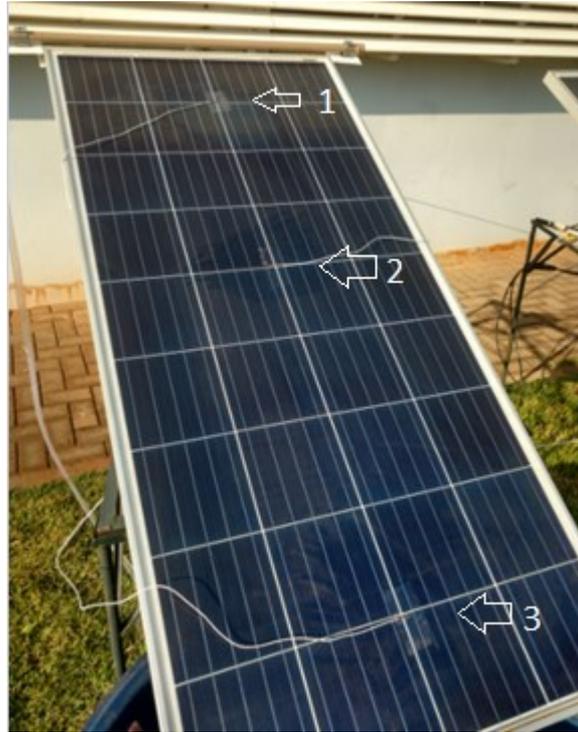


Fonte: O autor.

Além das medições elétricas, nesta etapa foram feitas medições de temperaturas com termômetros com dois canais de termopar (tipo K), no centro da parte de trás e da frente, das duas placas, onde na placa com o sistema de resfriamento, medições extras na superfície logo onde entra a água (parte de cima) e bem em baixo de acordo com a Figura 32, para poder analisar o quanto a água ganha temperatura com o sistema, e a temperatura da água no reservatório, assim verificar uma possível utilização de sistema combinado com aquecimento hídrico, para efeitos térmicos, também conhecidos como módulo fotovoltaico térmico (PTV).

Figura 32 – Fixação dos três locais dos termopares na superfície da placa fotovoltaica

com o sistema de resfriamento.



Fonte: O autor.

Na placa sem o sistema de resfriamento, foi feita medições apenas no local 2 na superfície, pois diferente da placa com sistema de resfriamento, que sofrerá variações de temperatura ao longo da superfície devido aos efeitos convectivos do sistema de resfriamento, a placa sem este sistema terá temperatura uniforme. Para todas essas medições de temperatura foi utilizado o termômetro da marca Homis, modelo 471A. Conforme mostra a Figura 33, este modelo tem a opção de fazer duas medições em um só equipamento, que vai de -50°C a 130°C com precisão de $\pm 0,5\%$ $\pm 1^{\circ}\text{C}$.

Figura 33 – Termômetro, marca Homis, modelo 471A.



Fonte: O autor.

Para calcular a potência gerada pelo sistema é utilizada a seguinte equação:

$$P = V \cdot i \quad (3)$$

Onde V (Volts) é a tensão elétrica gerada e i (Ampère) é a corrente elétrica.

Para calcular a eficiência teórica de uma placa fotovoltaica usa-se o seguinte procedimento:

1 – Calcular a área da placa: Ex. 1,4 m x 0,69 m = 1,0 m²

2 – Dividir a potência nominal do painel pela sua área: Ex. 150 W / 1,0 m² = 150Watts/m²

3 – Dividir o resultado pelo valor de irradiação padrão de teste (1000 W/m²), depois multiplica-se por 100 para chegar na eficiência nominal em porcentagem: (150 / 1000) 100 = 15 %

O cálculo a seguir, pode ser utilizado para medir a eficiência real gerada, pois dificilmente teremos em campo as condições especificadas nos módulos FVs, substituindo no segundo passo, a potência nominal pela potência calculada através da equação (3).

A eficiência (η) das placas fotovoltaicas é calculada de acordo com a equação:

$$\eta = \frac{P_{\text{máx}}}{IA} \quad (4)$$

Onde $P_{\text{máx}}$ (W) é a potência máxima gerada a partir da PV, A (m^2) é a área de superfície dos painéis e I (W/m^2) é a incidência de irradiação solar nas placas FV medida pela estação meteorológica. Para chegar em porcentagem, multiplica-se o resultado por 100.

Para o cálculo da potência gerada de cada dia de experimento, foi utilizado todas as potências coletadas das 9:00 h até as 16:00 h, excluindo medições anteriores e posteriores a este horário, afim de excluir valores muito baixos de geração. Resultando um total de 7 h de incidência solar, valor acima da média do Brasil que é 5,5 h. Para o valor de média da potência gerada, foi somado os valores e dividido pelo total de medições.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

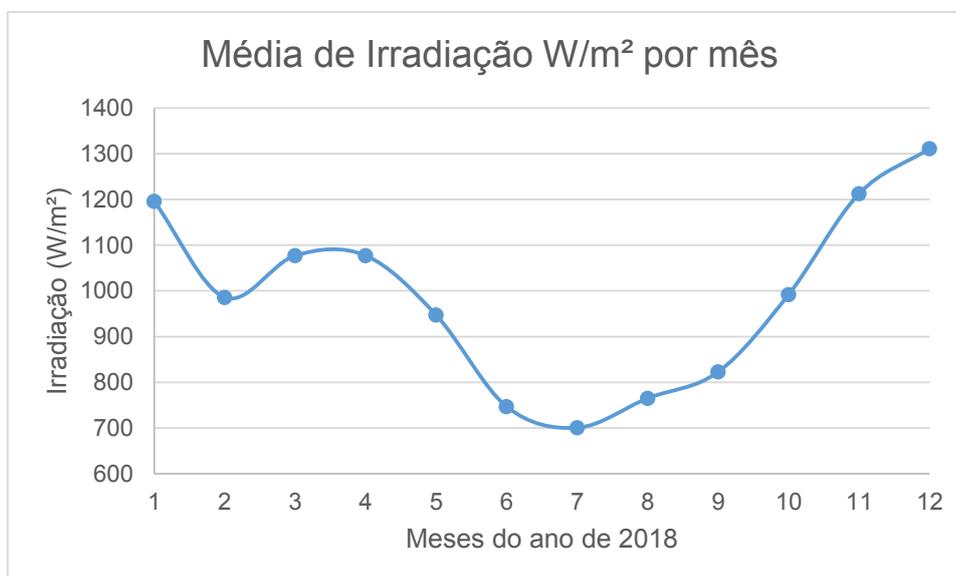
Os resultados obtidos estão descritos individualmente nesta seção de acordo com os objetivos iniciais propostos, relacionados à determinação do melhor ângulo de inclinação (primeira etapa de desenvolvimento) e desenvolvimento de um dispositivo de resfriamento da placa fotovoltaica (segunda etapa de desenvolvimento).

4.1 PRIMEIRA ETAPA: DETERMINAÇÃO DOS ÂNGULOS DE INCLINAÇÃO

Através dos resultados obtidos em relação às inclinações das placas fotovoltaicas de 150 W policristalinas e com o auxílio dos dados históricos da estação meteorológica (obtendo as irradiações médias ao longo dos meses para o ano de 2018, Figura 34), foi possível estipular as irradiações médias para cada mês. Com a irradiação instantânea (medida nos experimentos), pode-se comprovar tais estipulações, o que possibilitou o cálculo do desempenho, rendimento, eficiência e das perdas em relação a potência gerada pelas placas.

Nos resultados apresentados na Figura 34, para calcular a média de irradiação optou-se por apenas utilizar os cinco maiores valores de irradiação de cada mês, para que os resultados não sofressem interferências dos dias que não possuíram irradiação (dia chuvoso ou nublado), determinando-se assim a irradiação máxima do período. Sendo assim, através dos dados obtidos da estação meteorológica, pode-se observar, que apenas em cinco meses no ano de 2018, foi registrado irradiações superiores a 1000 W/m^2 (parâmetro padrão de teste da Placa fotovoltaica), podendo assim, significar menor geração de energia nominal das placas. Mas em compensação, alguns meses chegaram a atingir 1300 W/m^2 , significando uma compensação em relação aos meses de menor incidência, como por exemplo no inverno. No ano todo, 8 meses chegaram a valores aproximados ou ultrapassaram os 1000 W/m^2 , resultando bons índices de irradiação solar na cidade de Cerro Largo – RS, obteve-se assim uma irradiação média das 9h às 16h ao longo do ano de 2018, de $986,18 \text{ W/m}^2$, praticamente o valor nominal do parâmetro das placas fotovoltaicas. Considerando então vantajoso a instalação deste sistema nessa região e comprovando a citação de Pinho e Galdino (2014) sobre a irradiação média do ano no Brasil de aproximadamente 1000 W/m^2 .

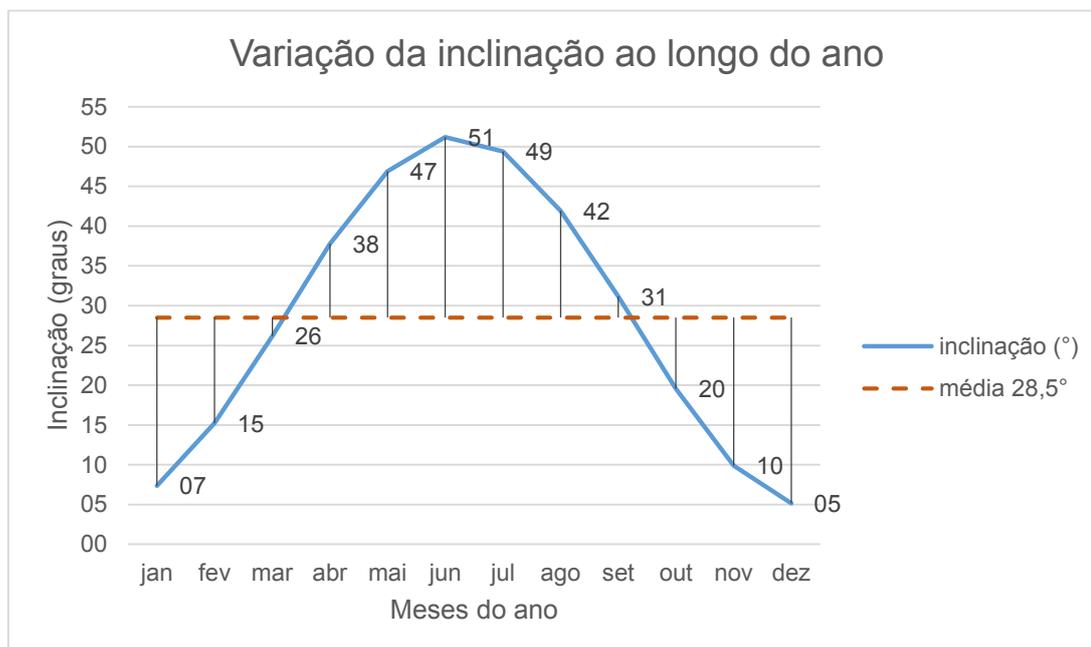
Figura 34 - Média dos 5 maiores valores de irradiação registrada pela estação meteorológica de cada mês no ano de 2018 (IRIOGRAN38).



Para compensar a redução de irradiação e aumentar o rendimento em alguns meses do ano, deve-se alterar a inclinação das placas fotovoltaicas. Essa variação da inclinação foi proposta pelo fato da inclinação do sol variar ao longo do ano, fazendo com que sistemas fixos de placas fotovoltaicas, acarretem em perdas significativas na geração, alterando essa inclinação algumas vezes somente no ano, podem significar um aumento considerável, essa diferença de inclinação pode ser observado na Figura 35, no qual foi calculado através de equações baseadas em (Kiesling, 1982), a variação da inclinação de todos os dias do ano é feito através da média de cada mês. Onde a média geral do ano ficou em 28° , corroborando com (Cruz, 2012), afirmando que as instalações de placas fotovoltaicas com sistema fixo sejam instalado com o ângulo aproximado da latitude geográfica, nesta situação de Cerro Largo é de $28,2^\circ$.

Figura 35 - Inclinação do painel fotovoltaico no decorrer do ano, otimizado para melhor

captação da irradiação solar.



Fonte: O autor, cálculos baseados em KIESLING, 1982.

Com a variação da inclinação do sol ao longo do ano, pode-se dividi-los em cinco ângulos principais ao longo do período, sendo eles:

Janeiro, novembro e dezembro= 8°

Fevereiro, março e outubro= 22°

Setembro= 28°

Abril e agosto= 36°

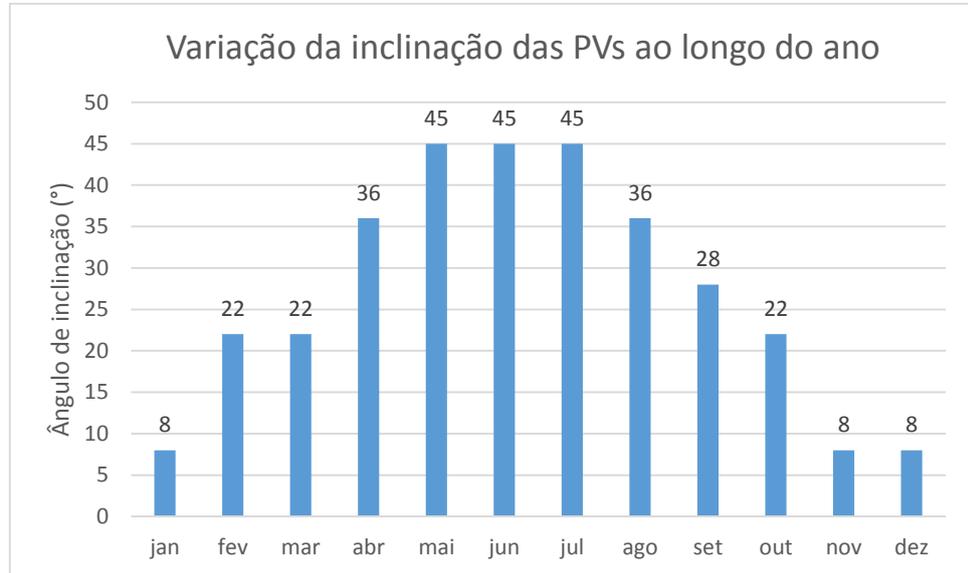
Mai, junho e julho= 45° .

Os ângulos escolhidos nos testes estão relacionados com as possibilidades permitidas pela estrutura metálica utilizada neste experimento. Mesmo tendo opções limitadas de ângulos de inclinação, as opções da estrutura são muito aproximadas do desejado (em relação ao valor ótimo para a captação da irradiação), possibilitando um bom ajuste da angulação indicada ao longo dos meses.

Com a configuração indicada, será necessário modificar a inclinação das placas apenas sete vezes no ano no dia 20 de cada mês correspondente, iniciando em janeiro com inclinação de 8° , em de fevereiro, alteraria para 22° , novamente só em abril, agora com 36° , no término de abril vai para 45° e se mantêm nessa situação até o começo de agosto, no qual volta para os 36° até setembro que também retorna a 28° , no mês de outubro fica em 22° e nos dois últimos meses fica em 8° até retornar ao ciclo inicial,

essas variações podem ser observadas no Figura 36.

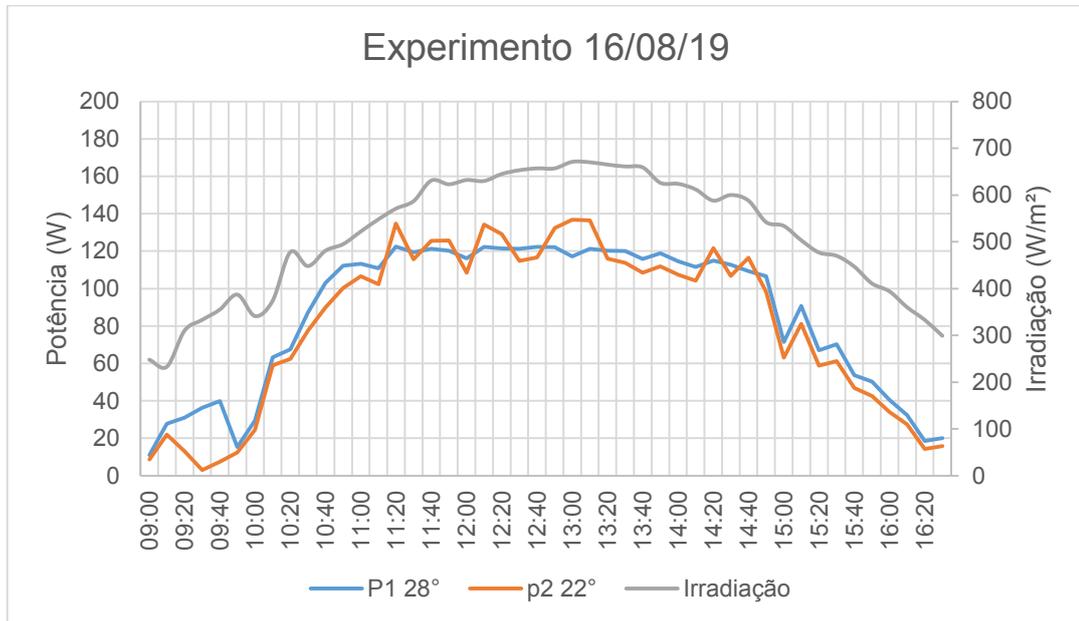
Figura 36 – Variação da inclinação ao longo do ano para otimizar o rendimento das placas fotovoltaicas.



A Figura 36 mostra a variação da inclinação das placas fotovoltaicas para ficarem o mais próximo possível da perpendicularidade da incidência solar média de cada mês, ou um pouco inferior (quando não possível a opção anterior), assim resultará em uma maior geração de energia.

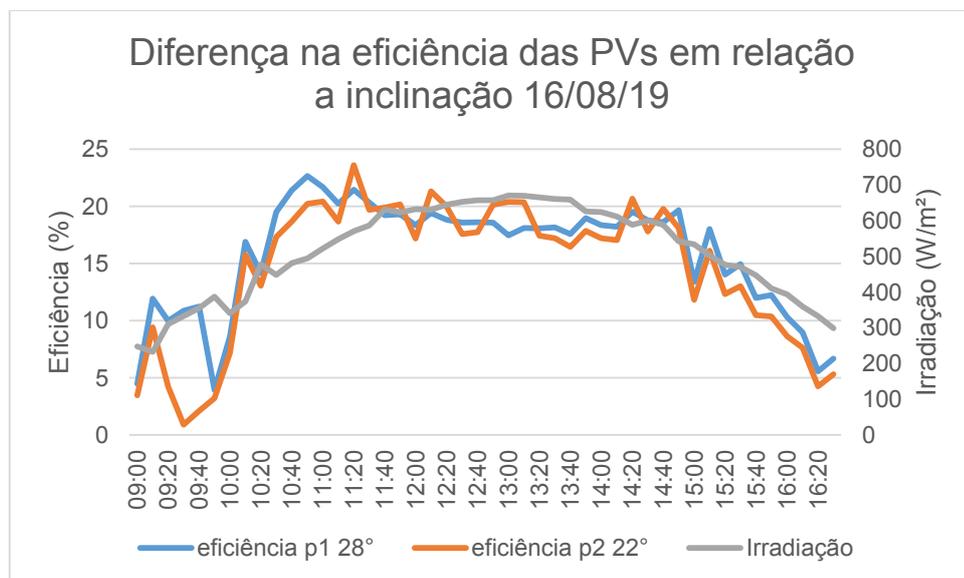
Nas Figura 37 e Figura 38, pode-se observar a combinação entre duas placas com inclinações diferentes mostrando em valores reais da diferença no rendimento e eficiência dos sistemas fotovoltaicos, comparados com a irradiação incidente, experimento realizado no dia 16/08/2019 pelo período das 9:00 h até as 16:30h, com medições a cada 10 min.

Figura 37 – Relação da diferença de potência gerada entre as duas placas com inclinações diferentes, sendo P1 28° e P2 22°, comparação com a irradiação incidente.



A placa fotovoltaica P1 gerou uma potência média de 90,3 W e um total no dia de 632,3 W, enquanto P2 uma média de 85,9 W e um total de 601,0 W. Resultando uma diferença de 31,3 W (5,20 %) em um dia de geração de energia. As potências ficaram bem a baixo da nominal devido à baixa incidência solar existente no mês de ensaio.

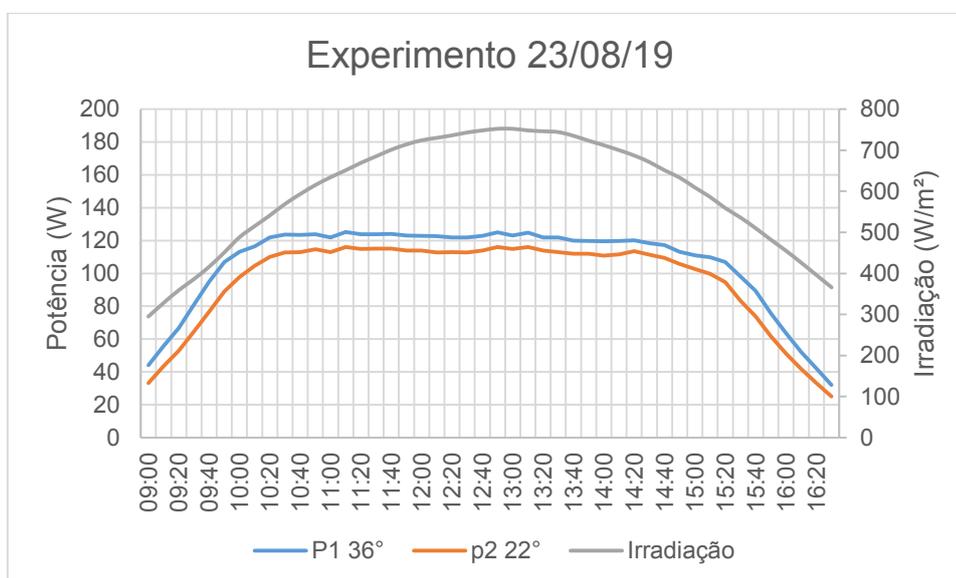
Figura 38 – Diferença na eficiência ao longo do experimento em relação a irradiação.



Este experimento resultou em uma eficiência média de 15,7 % de eficiência na P1 e 14,6 % na P2, com inclinações respectivas de 28° e 22°, no qual apresentou uma diferença de 1,2 % entre elas na eficiência elétrica. Significando um resultado grande, se pensarmos que apenas teve uma pequena variação na inclinação das PV, apesar da placa 2 apresentar menor eficiência média ao longo do dia, chegou a 23,6 % de máxima as 11:20 h, enquanto a placa 1, alcançou 22,7 % as 10:50 h.

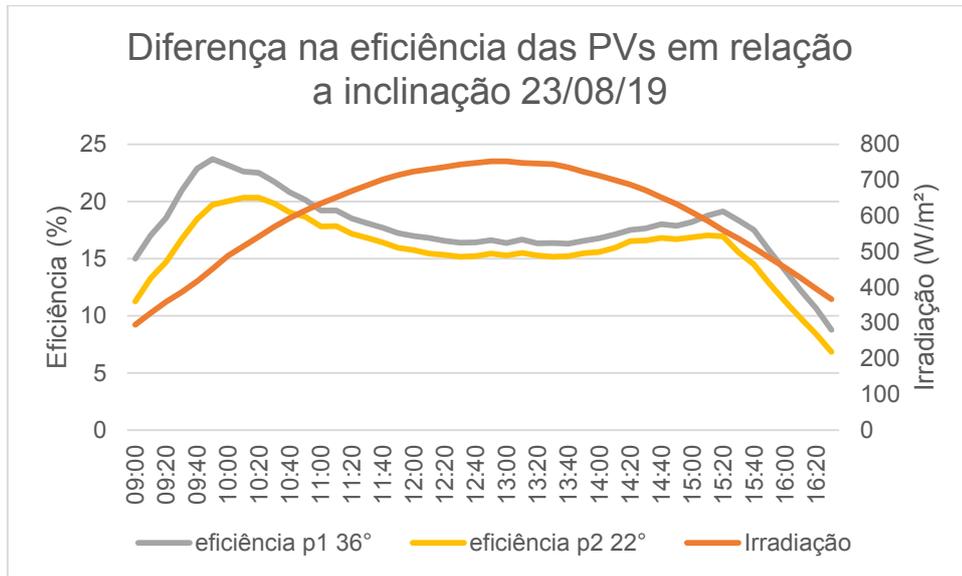
Nas Figura 39 e 40, são demonstradas as diferenças nas potências geradas e eficiência entre as placas P1 com 36° e P2 com 22° de inclinações.

Figura 39 – Potência gerada por hora e irradiação incidente, na configuração das placas, P1 com 36° e P2 com 22°.



Com essas combinações de inclinações realizadas no dia 23 de agosto de 2019, resultou em potências médias de 110,3 W e 99,9 W em P1 e P2, respectivamente. Ao longo do dia chegou ao total de potência gerada, considerando as horas medidas de geração de energia (7,0 h) de 772,3 W e 699,0 W, diferença de 73,2 W, significando 10,45 %.

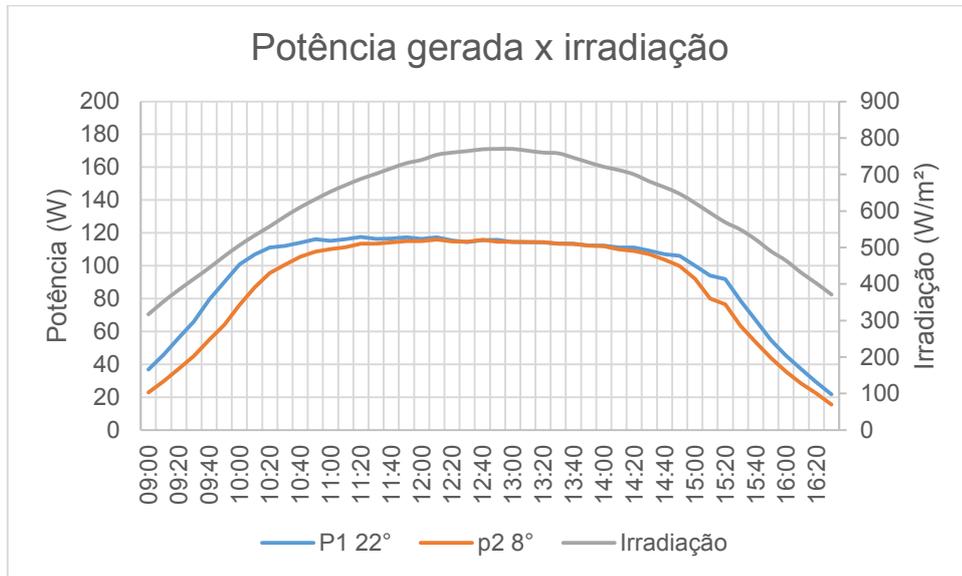
Figura 40 – Eficiência energética das placas X a irradiação na configuração de P1 36° e P2 22°.



Apresentou eficiência média de 17,7 % na P1 e 15,8 % na P2, com ângulos de 36° e 22°, respectivamente, com uma diferença na eficiência entre as duas inclinações de 1,9 %, resultando numa perda de potência de 19,3 W. E apresentou eficiência máxima na P1 de 23,7 % as 9:50 h e de 20,3 % na P2 às 10:20 h.

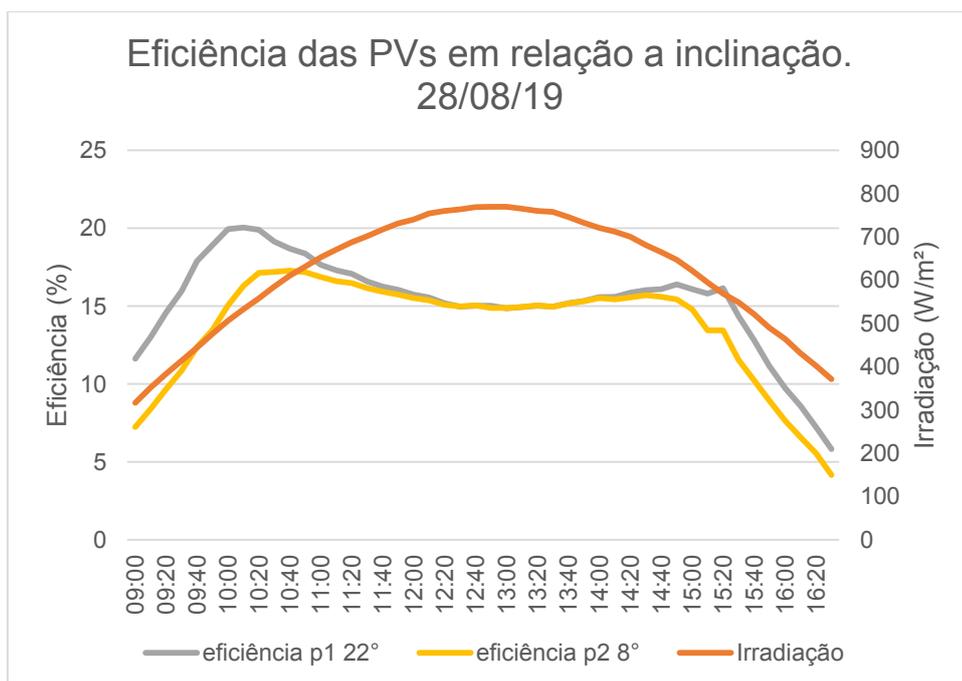
Nas Figura 41 e Figura 42, está ilustrado o experimento realizado no dia 28/08/2019 com inclinações diferentes, estas sendo 22° para placa 1 (P1) e 8° para placa 2 (P2).

Figura 41 – Potência gerada pelas placas, sendo P1 com 22° e P2 8°, em comparação a irradiação solar no dia 28/08/19.



Com esta combinação, P1 com a mesma inclinação do experimento anterior só que em P2, resultou em uma média de potência igual, agora em P2 obteve-se 92,2 W. Chegou-se então a uma diferença total ao longo do dia de 54,8 W, significando 8,5 %, entre inclinações.

Figura 42 – Comparativo entre as eficiências em relação a irradiação nas inclinações P1 22° e P2 8° no dia 28/08/19.



Na média das eficiências entre as duas placas ($P1 = 22^\circ$ e $P2 = 8^\circ$), chegou a uma diferença de 1,6 % e uma eficiência máxima de 20,0 % na P1 às 10:10 h e 17,3 % na P2 às 10:40 h.

Nas Figura 43 e 44, podemos observar a diferença na geração e eficiência entre as duas placas, P1 com inclinação de 36° e P2 com 8° . Também pode ser visto que a geração foi muito menor que os outros dias, devido à grande instabilidade na incidência solar, devido ao grande número de nuvens, com céu nublado durante todo o dia.

Figura 43 – Variação na potência gerada pelas placas P1 36° e P2 8° , comparadas com a irradiação incidente.

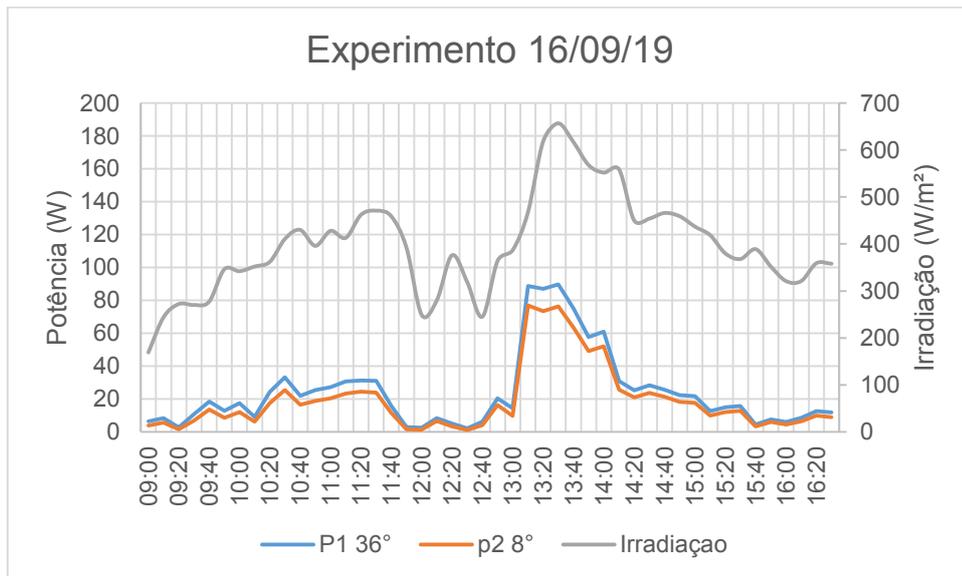
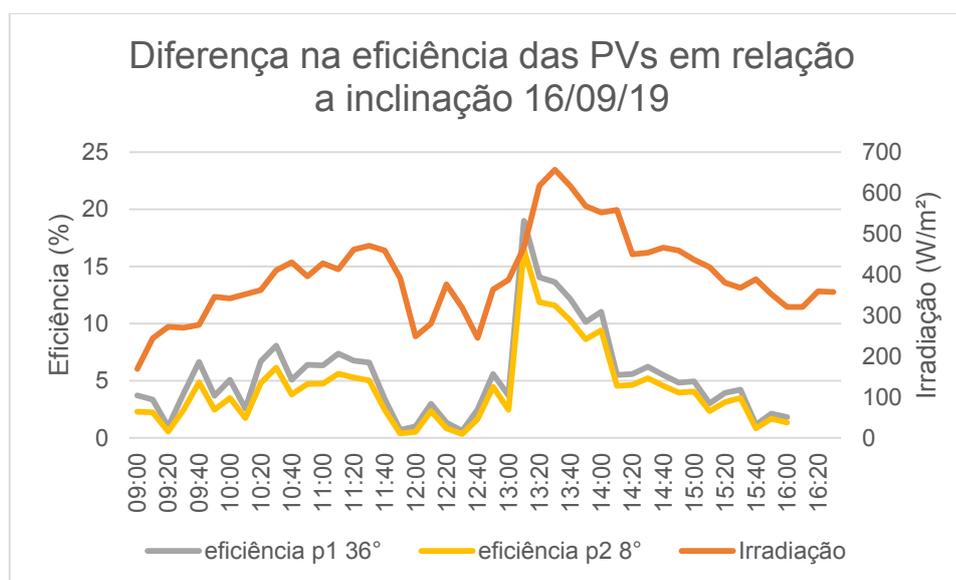


Figura 44 – Variação da eficiência ao longo do dia 16/09/19.



As curvas de potência gerada e eficiência acompanham praticamente juntas com a irradiação incidente. Conforme a irradiação era reduzida, a eficiência das placas também, ficando com uma média geral de apenas 5 % e uma diferença de potência total no dia de 34,5 W.

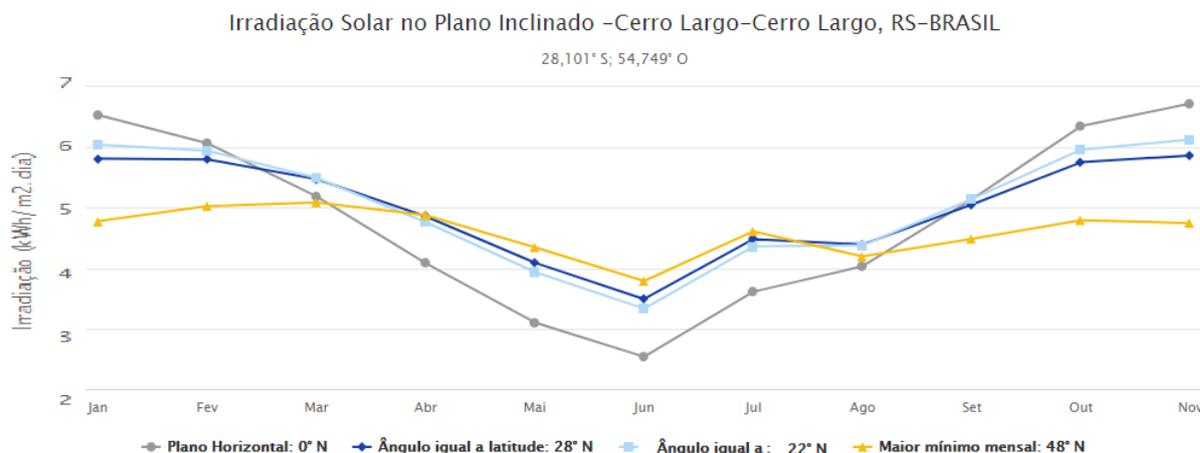
As eficiências médias encontradas foram de 5,45 % em P1 e 4,3 % na P2, apresentando uma diferença entre as duas inclinações de 1,15 % na eficiência média, apesar de ter gerado pouco neste dia. Mas, quando os picos de irradiação sobem sua eficiência acompanha. Chegaram a marcar picos na P1 de 19,0 % e 16,5 % na P2, ambas as 13:10 h.

Os resultados entre as combinações de inclinações tiveram grande significância, encontrando diferenças gradativas conforme se alterava suas inclinações, como demonstrado na Figura 35, e comprovado pelos resultados, no mês de agosto apresentou o melhor rendimento com 36° de inclinação, reduzindo seus rendimentos conforme se alterava a mesma. Chegando a uma diferença máxima na potência gerada de 10,45 % e na eficiência de 1,9 %.

Conforme mostra a Figura 45, através do gráfico feito com o banco de dados da CRESESB, utilizando o programa SunData V 3.0, o ângulo de inclinação ótima para placas fotovoltaicas varia ao longo dos meses, comprovando todos os resultados encontrados.

Figura 45 – Gráfico de irradiação através dos meses do ano, variando o ângulo de

inclinação.



Fonte: CRESESB.

Conforme a figura anterior, cada mês do ano tem uma inclinação que proporciona uma maior geração de energia através do sol. Resultado que demonstra a importância de alterar a inclinação das placas fotovoltaicas algumas vezes no ano, para potencializar a geração, que pode ultrapassar os 10 %.

Na Tabela 4, é demonstrada de forma resumida os resultados encontrados referente a inclinação das placas fotovoltaicas, com as diferenças nas potências e eficiências médias de cada dia do experimento.

Tabela 4 – Agrupamento dos resultados referente a inclinação das placas fotovoltaicas.

INCLINAÇÃO DA PLACA 1	INCLINAÇÃO DA PLACA 2	DIFERENÇA NA POTÊNCIA	DIFERENÇA NA EFICIÊNCIA	MÊS DO ANO
28°	22°	31,3 W (5,2 %)	1,2 %	Agosto
36°	22°	73,2 W (10,45 %)	1,9 %	Agosto
22°	8°	54,8 W (8,5 %)	1,6 %	Agosto
36°	8°	4,9 W (25,0 %)	1,15 %	Setembro

4.2 SEGUNDA ETAPA: DISPOSITIVO DE RESFRIAMENTO DA PLACA FOTOVOLTAICA

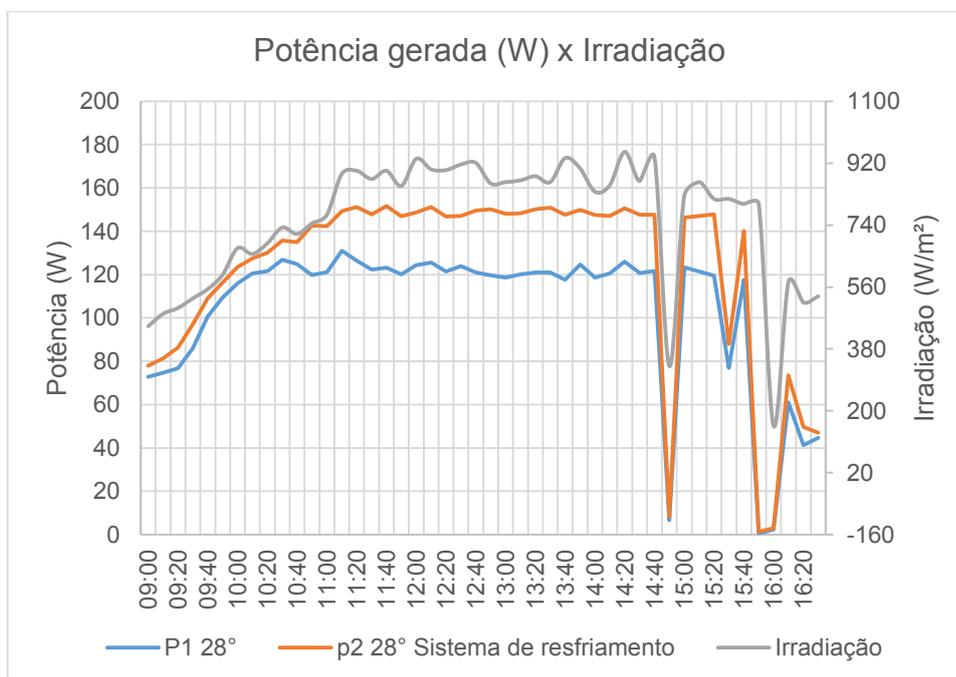
Nesta etapa, os experimentos foram realizados em alguns dias ao longo dos

meses de junho de 2019 a janeiro de 2020, durante o período das 9 h até 16:30 h do dia. Vários experimentos tiveram grandes influências na incidência solar, ocasionados por nuvens ou baixa irradiação.

A bomba submersa, instalada dentro do reservatório de água, foi alimentado pelo sistema off-grid (bateria e inversor), e as placas fotovoltaicas ligadas como na etapa anterior, somente nas cargas resistivas (lâmpadas) e os equipamentos de medições.

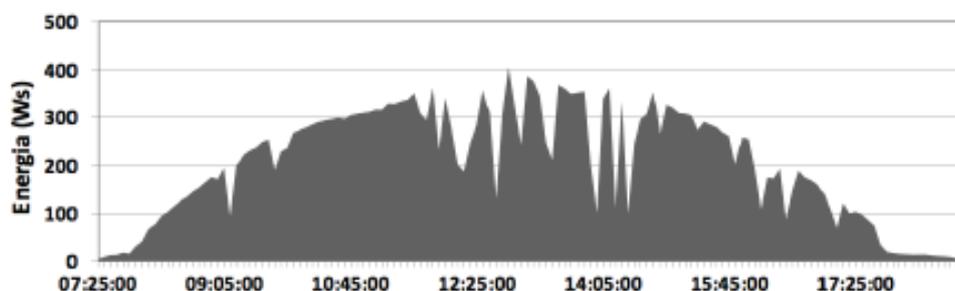
Foram realizados os ensaios do sistema com resfriamento em P2 e o outro sem resfriamento em P1 onde ambas placas foram inclinadas com a angulação de 28° obtida na seção anterior. A Figura 46 mostra o desenvolvimento da geração de energia em potência de ambas placas durante o período de 09:00 h à 16:30 h, incluindo a incidência da irradiação.

Figura 46 - Potência gerada entre as duas placas, comparadas com a irradiação, sendo P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento no dia 13/09/19.



Na Figura 46, foi encontrado uma potência média de 107,65 W em P1 e 127,0 W na P2 com sistema de resfriamento, significando um aumento de 18 % no rendimento e 2,35 % na eficiência. As variações na potência gerada são similares a vários outros autores, como o trabalho do Gimenes et al. 2018, que pode ser visto pelo Figura 47, mostrando que é comum ocorrer quedas significativas ao longo do dia.

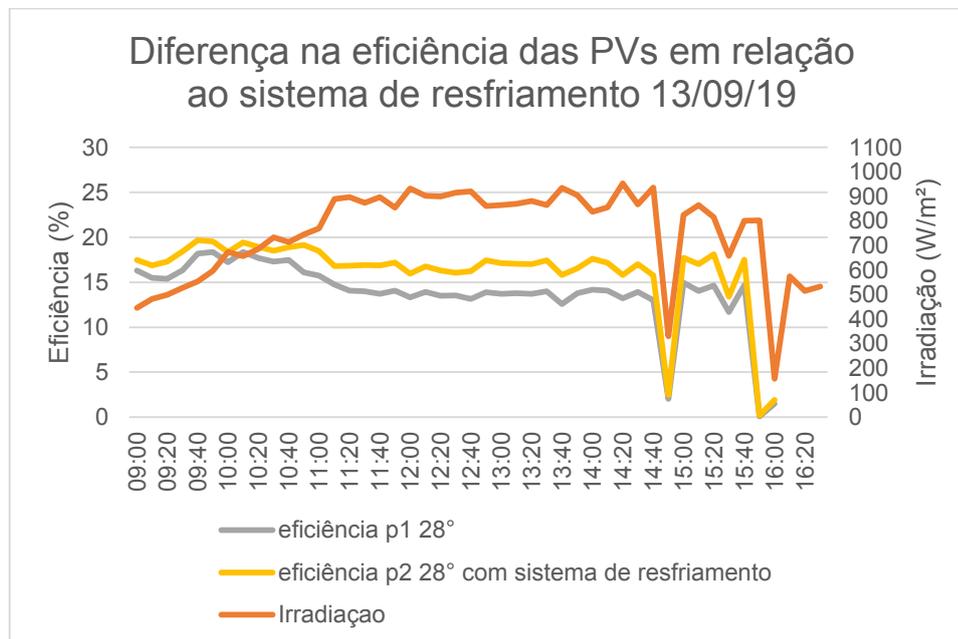
Figura 47 – Produção de energia de um módulo fotovoltaico convencional.



Fonte: GIMENES et al. 2018.

As reduções na geração e irradiação solar podem se explicar pela passagem momentânea de nuvem, vindo a reduzir drasticamente as mesmas. A Figura 48, mostra a eficiência x irradiação incidente, de ambas as placas fotovoltaicas, sendo a P1 convencional e P2 com o sistema de resfriamento.

Figura 48 – Eficiência das placas, P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento. No dia 13/09/19.

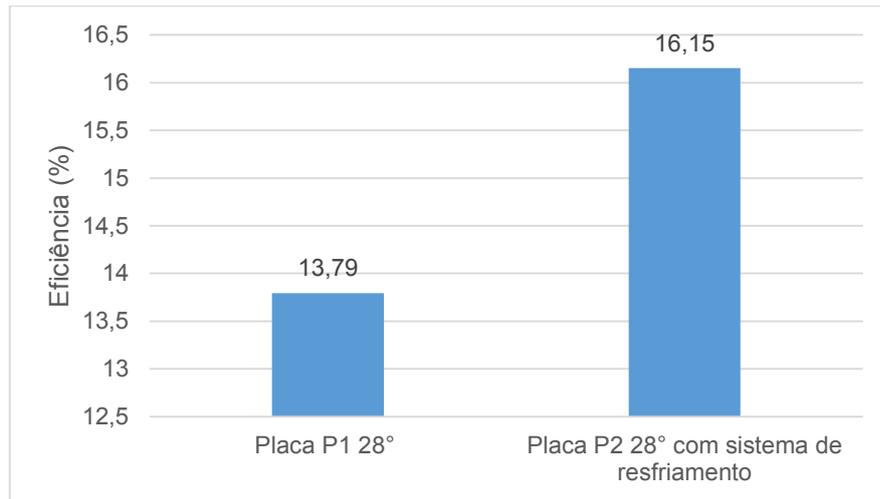


Em ambos os gráficos (com potência gerada e eficiência) podem ser observados o mesmo sincronismo com a irradiação, mostrando estar ligado diretamente a mesma, e grande diferença de resultados entre as duas placas, pelo fato do sistema de resfriamento contribuir para o aumento de sua potência gerada e

consequentemente na eficiência elétrica, que pode ser visto a média do dia na

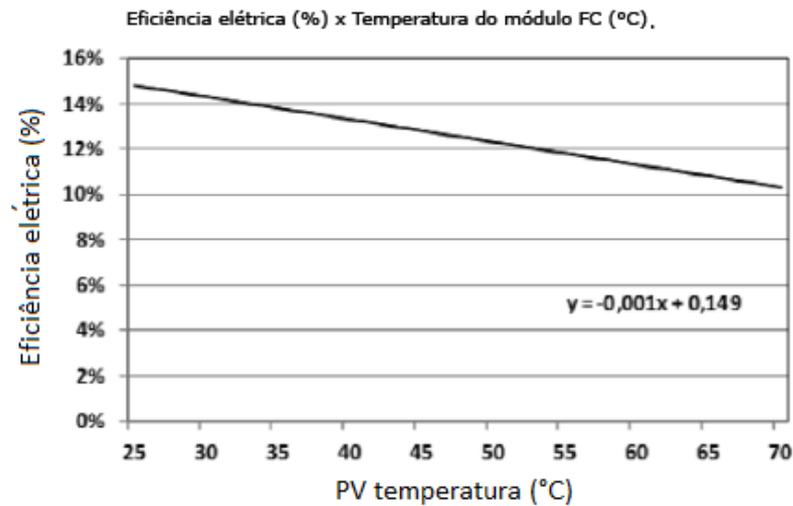
Figura 49.

Figura 49 – Média do dia na eficiência das placas, sendo P1 convencional e P2 com sistema de resfriamento.



Como pode ser observado na Figura 49, obteve-se diferenças significativas na eficiência, tal diferença chegando a 2,35 %, corroborando com os resultados de GIMENES, et al. 2018, que obteve resultados e gráficos de potência e temperatura muito similares, gerando uma linearidade na eficiência em relação a temperatura dos módulos que pode ser vista na Figura 50.

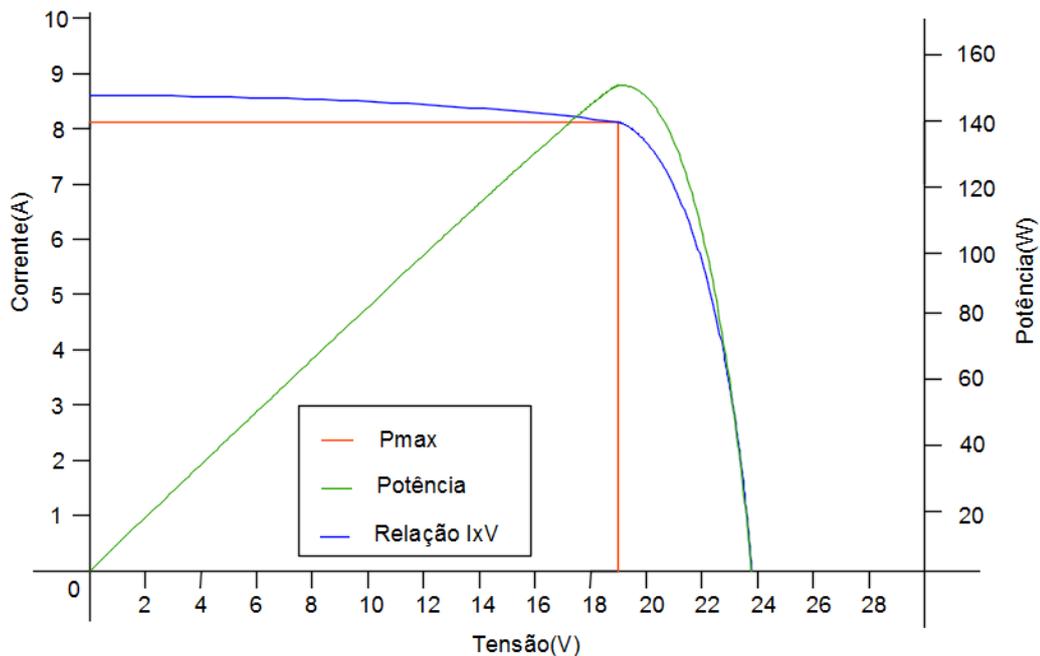
Figura 50 – Decréscimo linear da eficiência elétrica de módulos FC em relação a temperatura.



Fonte: Yamaguchi, et al. 2018.

O módulo utilizado por YAMAGUCHI et al. 2018, para mostrar a curva linear possui a mesma eficiência nominal utilizada neste experimento de 15 % sob condições padrões de teste (25 °C). A Figura 51 mostra a curva característica de tensão x corrente da placa fotovoltaica de 150 W, com instalação em método convencional.

Figura 51 – Gráfico com a curva característica de corrente x tensão, feito com os dados fornecidos pelo seu fabricante.

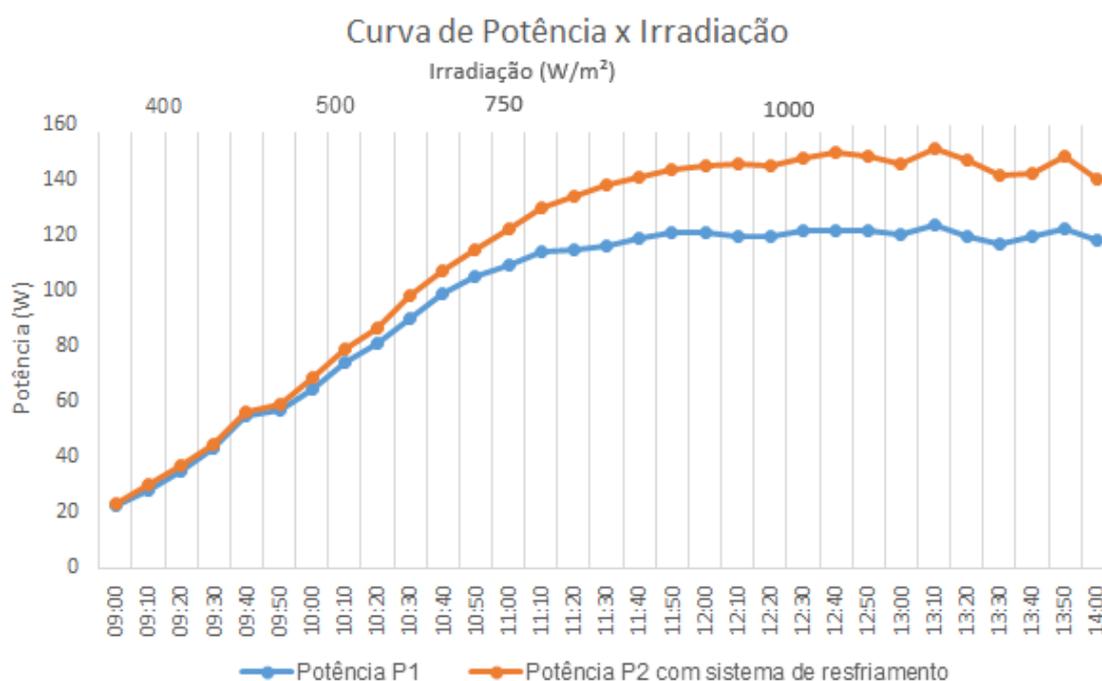


Fonte: O autor.

A Figura 52 mostra a relação entre corrente e tensão em condições padrões de

teste (STC) de um módulo fotovoltaico (Temperatura da célula constante de 25 °C, Irradiação de 1000 W/m²). Podendo ser observado que o ponto com máxima potência em STC, são representados por $I_{mp} = 8,12 \text{ A}$ e $V_{mp} = 18,5 \text{ V}$.

Figura 52 – Gráfico com a curva da potência gerada pelas duas placas fotovoltaicas, sendo P1 convencional e P2 com o sistema de resfriamento, em relação ao aumento da irradiação do dia 24/01/2020.



Fonte: O autor.

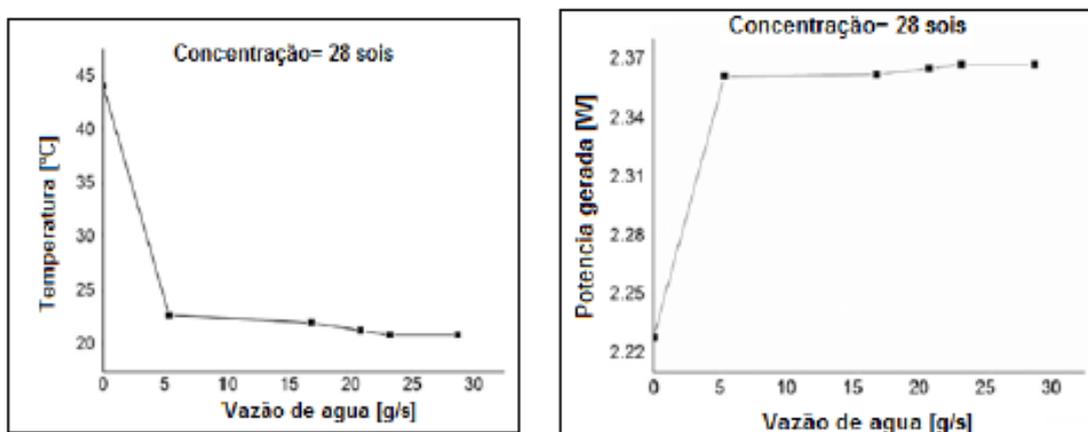
Na Figura 52, ilustra-se, a variação na potência gerada pelas placas fotovoltaicas, ambas recebendo a mesma irradiação instantânea, apenas reduzindo a temperatura na P2 com o sistema de resfriamento. Chegando a uma diferença máxima na potência gerada de 28,3 W equivalente a 23,3 %, com o sistema de resfriamento, e uma média de 15,1 W (15,4 %) neste dia de experimento (24/01/2020). Nas primeiras horas, onde ambas as placas apresentavam a mesma temperatura, consequentemente, a potência gerada foi a mesma, demonstrando que a influência da temperatura é muito significativa.

Tais resultados podem ser explicados pelo fato de placas fotovoltaicas sofrerem com o efeito do aumento da temperatura, devido absorver 80 % da irradiação, dos quais conseguem converter apenas 5-20 %, dependendo da tecnologia utilizada, o restante da energia é refletida e convertida em calor. Fazendo que os módulos

alcancem 35 °C acima da temperatura ambiente, em algumas regiões podendo chegar a temperaturas superiores a 90 °C, o que pode comprometer seu funcionamento e danificando-o permanentemente, tal fenômeno compromete ainda mais o rendimento dos módulos FV (ODEH, BEHNIA, 2009).

Esta influência também pode ser comprovada a partir de medições e resultados obtidos por Yang e Zuo (2015) que utilizaram células fotovoltaicas de baixa concentração para mostrar o efeito proporcionado pelo aumento da vazão de água sobre seu sistema de resfriamento (conjunto de microcanais) o que permitiu diminuir a temperatura (Figura 53a) aumentando a potência gerada (Figura 53b).

Figura 53 – (a) Variação da temperatura com o aumento da vazão da água. (b) Variação da potência gerada com o aumento da vazão.



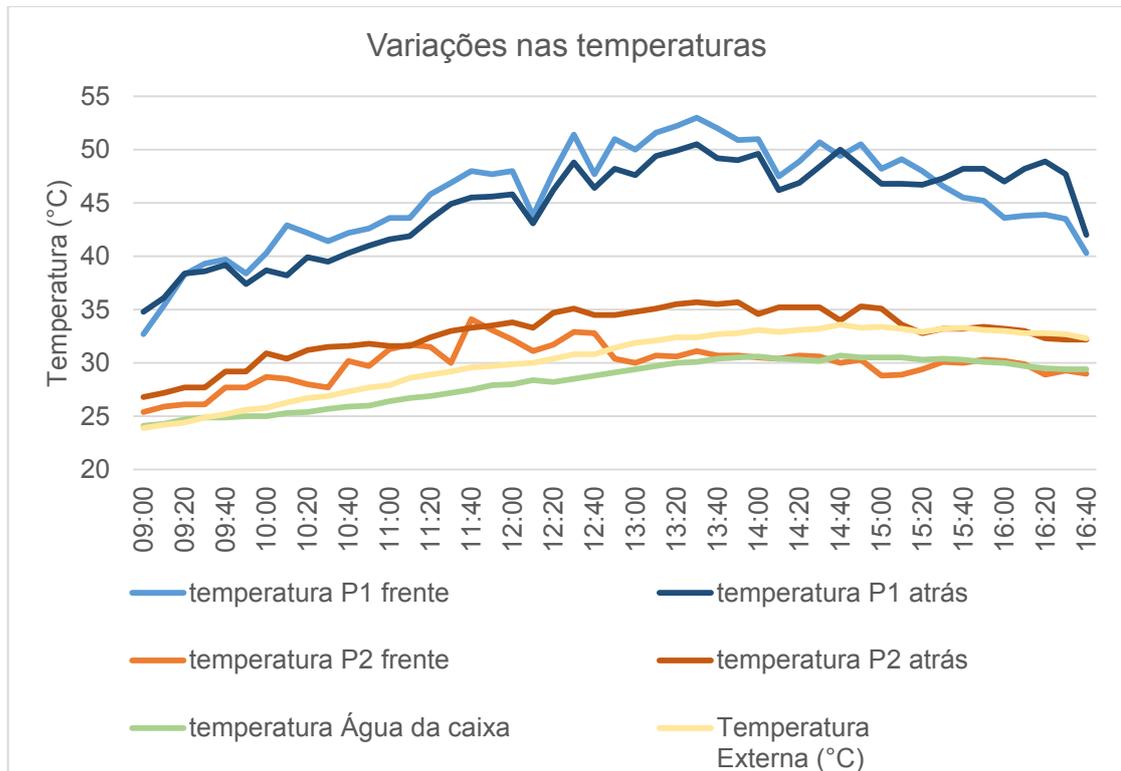
Fonte: Adaptado de Yang e Zuo, 2015.

Neste experimento do Yang e Zuo, 2015, utilizaram a unidade de medida em sóis, significando um número adimensional composto pela divisão da irradiação concentrada pelo valor de 1000 W/m² o que é conhecido como 1 sol (1 sol = 1000 W/m²). Com esses resultados demonstrou que mesmo aumentando muito a vazão não obteve-se resultados significativos, então pequenas vazões de água já é o suficiente para reduzir a temperatura e contribuir no aumento da potência gerada.

Na Figura 54, demonstra a variação da temperatura, em ambas as placas, com medições no centro de cada uma, em conjunto com medições na parte de trás de cada placa, temperatura do ambiente e da água do reservatório.

Figura 54 – Variações nas temperaturas ao longo do dia 30/08/2019, sendo P1

convencional e P2 com sistema de resfriamento.



Na Figura 54, observa-se um aumento gradativo em todas as temperaturas ao longo do dia, porém as temperaturas da placa convencional, tanto na parte da frente quando atrás, ficaram muito mais altas que todas as outras. As temperaturas medidas na superfície da placa fotovoltaica com o sistema de resfriamento, foi considerado apenas no centro, pois as medidas na parte de cima e inferior da superfície apresentarem muito pouca diferença, não chegando a 1 °C, demonstrando então que o ganho de temperatura da água, se demonstra de forma lenta.

A seguir pode-se observar na tabela 5, a diferença na média da temperatura em relação aos dois sistemas, já na tabela 6, a diferença em relação a temperatura do ambiente e da água no reservatório.

Tabela 5 - Diferenças na temperatura média entre a placa convencional P1 e a placa com sistema de resfriamento P2.

Local	P1 convencional	P2 com sistema de resfriamento	Diferença
Parte da frente	45,66 °C	29,9 °C	15,75 °C
Parte de trás	44,82 °C	32,82 °C	12 °C

Tabela 6 – Diferenças nas temperaturas médias em cada local comparadas com os

dois métodos em relação a temperatura ambiente e a temperatura da água.

Temperatura Local 1	Temperatura Local 2	Diferença entre locais (°C)
Parte da frente P1	Ambiente	15,4 °C
Parte de trás P1	Ambiente	14,55 °C
Parte da frente P2	Ambiente	0,35 °C
Parte de trás P2	Ambiente	2,55 °C
Parte da frente P2	Água no reservatório	1,65 °C
Parte de trás P2	Água no reservatório	4,57 °C
Ambiente	Água no reservatório	2,01 °C

A temperatura média da parte da frente da P2 com o sistema de resfriamento ficou praticamente igual à do ambiente, já em comparação da P1 sem o sistema, foi quase 16 °C mais alta. Comparando a P2 com a água, ficou 1,65 °C mais alta que a mesma. Significando que com o sistema de resfriamento praticamente iguala-se as temperaturas do ambiente, da água e da placa.

O sistema contribuiu muito na redução da temperatura, chegando a uma média de 15,75°C na parte da frente da PV, e 12°C na parte de trás. Com essa redução, foi possível aumentar a eficiência elétrica e a geração de energia na placa fotovoltaica.

Tabela 7 – Principais resultados na geração entra P1 convencional e P2 com o sistema de resfriamento no dia 24/01/2020.

Descrição	P1 convencional	P2 com sistema de resfriamento	Diferença
Potência média gerada	98,2 W	113,25 W	15,1 W
Potência máxima gerada	124,2 W	151,4 W	27,15 W
Eficiência média	11,3 %	13,0 %	1,6 %
Eficiência máxima	14,5 %	16,4 %	1,9 %
Temperatura máxima na superfície	56,7 °C	35,7 °C	21,0 °C
Temperatura média na superfície	48,96°C	33,18 °C	15,78 °C
Temperatura máxima na parte de trás	56,1 °C	39,9 °C	16,2 °C

Temperatura média na parte de trás	47,39 °C	34,83 °C	12,55 °C
Irradiação média	865 W/m ²		
Irradiação máxima	1081 W/m ²		

5 CONSIDERAÇÃO FINAL

Este trabalho teve como objetivo analisar o desempenho de placas fotovoltaicas no município de Cerro Largo – RS, e para otimizar sua geração foram analisados vários ângulos de inclinação em relação ao sol, todos direcionados ao norte. Finalizando esta etapa, já com a melhor inclinação média para o ano encontrada, sendo esta 28°, foi produzido um sistema de resfriamento com água para uma das placas, instalada ao lado de uma placa de modo convencional, comparando entre elas seus desempenhos.

A metodologia utilizada para medir os ganhos de geração de energia das inclinações diferentes e do sistema com resfriamento, em relação aos métodos convencionais foi adequado. Pode-se verificar grandes aumentos na geração utilizando o resfriamento e nas alterações das inclinações.

Com ganhos na produção de energia ao longo do ano, pode ser amplificado com alterações na inclinação das placas, menos de uma vez por mês, para acompanhar a variação do sol ao longo das estações do ano, fazendo essas alterações simples, aproveita-se para realizar as limpezas recomendadas. Se for realizado esse cronograma, ganhos podem ultrapassar a 10% na potência total gerada.

O sistema de resfriamento com água contínuo mostra-se de grande influência na potência gerada, chegando a um ganho médio em um dia de até 18 % e uma diferença máxima de 25,5 %, e teve uma diferença média na eficiência de até 2,35 %, comparando com a placa P1 sem o sistema de resfriamento, desta forma, além de aumentar a potência gerada, melhorou a eficiência do equipamento, para uma mesma irradiação solar.

Os objetivos propostos foram alcançados, mas ficam a seguir algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Analisar as inclinações reais ao longo do ano para as placas fotovoltaicas.
- Para o sistema de resfriamento, enterrar o reservatório dentro da terra, para ajudar a não ganhar tanta temperatura e diminuir a evaporação.
- Utilizar a bomba submersa no sistema de resfriamento para várias placas, demonstrando assim, se com apenas uma bomba é suficiente para resfriar várias placas ao mesmo tempo, aumentando assim, ainda mais os ganhos de energia.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDULGAFAR, S. A.; OMAR S. O.; YOUSIF, K. M. **Improving The Efficiency Of Polycrystalline Solar Panel Via Water Immersion Method**. International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology. Vol. 3, I. 1, 2014.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10899 JUL 2013: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia**. Rio de Janeiro. 2013.

ABU-RAHMEH, T. M. "Efficiency of Photovoltaic Modules Using Different Cooling Methods: A Comparative Study", **Journal of Power and Energy Engineering**, Vol. 5, p. 32-45, 2017.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. Disponível em: < <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28062012-102236/publico/DissertacaoMarceloPinhoAlmeida.pdf> >.

ANEEL, Agência nacional de energia elétrica. **Resolução Normativa 482**, de 17 de abril de 2012. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 26 set. 2019.

ARROYAVE, J. A. O. **DESENVOLVIMENTO DE UM DISSIPADOR DE CALOR COMPACTO PARA O RESFRIAMENTO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE ALTA CONCENTRAÇÃO (HCPV)**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Eng. Mecânica. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. 2018.

AYOMPE, L.M. et al. **Measured performance of 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland**. Energy Conversion and Management, v. 52(2), p. 816-825, 2010.

BEN. **Balanco Energético Nacional - ano base 2012**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Ministério de Minas e Energia (MME), 2013. Disponível

em: < <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-131/topico-102/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202012.pdf> >, aceso em: 09/01/2020.

BUTZ, D. S. **Science of Earth Systems**. Cengage Learning, 2002.

CARSALADE, A. M. **Interações entre Mudanças Climáticas Globais e Poluição Atmosférica Local: Implicações para a Expansão do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa em Engenharia (COPPE) - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2013.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Controle & Automação. **Processamento eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica**. 2010.

CRESESB. **Base de dados de radiação solar incidente**. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data> >. Acesso em: 17 jan. 2020.

CHINAMHORA, CHENG, T., G.; THAM, Y. and IRSHAD W. **PV Panel Cooling System for Malaysian Climate Conditions**. International Conference on Energy and Sustainability, Karachi, Pakistan, Abril, 2013.

CICLO VIVO. **Bairro solar na Alemanha produz quatro vezes mais energia do que consome**. Disponível em: <http://ciclovivo.com.br/noticia/bairro_solar_na_alemanha_produz_quatro_vezes_mais_energia_do_que_consome>. Acesso: 26 set. 2019.

CRUZ, A. A. P. **Usina Solar Fotovoltaica de Juiz de Fora**. UFJF. Juiz de Fora, p. 58. 2012.

CUCE E.; BALI T.; SEKUCOGLU SA. Effects of passive cooling on performance of silicon photovoltaic cells, **International Journal of Low-Carbon Technologies**; p. 1-10, 2011.

DGS - German Solar Energy Society. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**. 2013.

ELLABBAN, O.; ABU-RUB, H.; BLAABJERG, F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 39, p. 748-764, 2014.

ELMINIR, H. K.; GHITAS, A. E.; HAMID, R. H.; EL-HUSSAINY, F.; BEHEARY, M. M., & ABDEL-MONEIM, K. M. Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. **Energy conversion and management**, 47(18-19), p. 3192-3203, 2006.

EL-SHOBOKSHY, M. S., MUJAHID, A., & ZAKZOUK, A. K. M. **Effects of dust on the performance of concentrator photovoltaic cells**. IEE Proceedings I (Solid-State and Electron Devices), 132(1), p.5-8, 1985.

ENDECON ENGINEERING. A guide to photovoltaic (PV) system design and installation. **Energy technology development division**, consultant report. California Energy Commission; p. 1-40, 2001.

EPIA. **Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017**. Brussels - Belgium: European Photovoltaic Industry Association, 2013.

GARCÍA-OLIVARES, A. et al. A global renewable mix with proven technologies and common materials. **Energy Policy**, v. 41, p. 561–574, fev. 2012.

GARDAS, B. B. and TENDOLKAR, M V. Design of Cooling System for Photovoltaic Panel for Increasing its Electrical Efficiency, **International Journal of Mechanical and Production Engineering (IJMPE)**,. p. 63-67. 1/2012.

GHENSEV, A. **Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas**. 2006. 154 f. Monografia (Pós Graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia) – Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2006.

GIMENES, A. L. V. et al. Desenvolvimento experimental de um sistema de resfriamento para geradores fotovoltaicos em escala real. **Espacios**, V. 39, No. 04, p. 33, 2018.

GTES. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Edição especial. Rio de Janeiro: Editora CEPEL/CRESESB, GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar, 2014.

HARTZELL, T. S. **Evaluating potential for floating solar installations on Arizona Water Management Infrastructure**. 2016. 50 f. TCC (Graduação) - College Of Architecture, University Of Arizona, Arizona, 2016.

HEE, J. Y., KUMAR, L. V., DANNER, A. J., YANG, H., & BHATIA, C. S., The effect of dust on transmission and self-cleaning property of solar panels. **Energy Procedia**, 15, p. 421-427, 2012.

HUDISTEANU V. S.; MATEESCU T. D.; CHERECHES N. C.; POPOVICI C. G. Numerical study of air cooling photovoltaic panels using heat sinks, **Romanian Journal of Civil Engineering**, Vol. 6, No. 1; 2015, p. 11-20.

IRIOGRAN38 - **Estação meteorológica didática do Campus Cerro Largo da Universidade Federal da Fronteira Sul**. Dados 2018/2019. Disponível em: < <https://www.wunderground.com/dashboard/pws/IRIOGRAN38> >. Acesso em: 10 set. 2019.

KALOGIROU, S. **Solar Energy Engineering**. San Diego: Academic Press, 2009. Disponível em: < <http://1.droppdf.com/files/Avldq/solar-energy-engineering-processes-and-systems-2nd-ed-2014-.pdf> >. Acesso em 09/01/2020.

KANT, K.; SHUKLA, A.; SHARMA, A.; BIWOLE, P. H. Thermal response of polycrystalline silicon photovoltaic panels: Numerical simulation and experimental study. **Solar Energy**, v. 134, p. 147-155, Set. 2016.

KIESLING, T. C. **Calculation of the length of the day**. Agronomy Journal, v. 74, p. 758-759, 1982.

KRAUTER, S. "Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels." **Solar Energy Materials & Solar Cells**, 82, p.131–137, 2004.

KUROKAWA, K.; IKKI, O. The Japanese experiences with national pv system programmes. **Solar energy**, v. 70, p. 457 – 466, 2001.

LLOYD, B.; FOREST, A. S. The transition to renewables: Can PV provide an answer to the peak oil and climate change challenges? **Energy Policy**, v. 38, n. 11, p. 7378–7394, nov. 2010.

MASTERS, G. M. **Renewable and efficient electric power systems**. New Jersey, Wiley-Blackwell, 2004. Disponível em: < http://www.aghadimi.com/files/Courses/Renewable%20Energy/REN_Book.pdf >.

MEI, L. D.G.; INFIELD, R.; GOTTSCHALG, D.L.; LOVEDAY, D.; DAVIES, M.; BERRY. Equilibrium thermal characteristics of a building integrated photovoltaic tiled roof. **Solar Energy**, v. 83, p. 1893–1901, 2009.

MERAL, M. E; DINÇER, F; **A review of the factors affecting operation and efficiency of photovoltaic based electricity generation systems**. Yuzuncu Yil University, Department of Electrical and Electronics Engineering, Van Turkey, 2011.

MOHAMMED, F. M.; MOHAMMED, J. A-K.; SANAD, M. A-S. Performance Enhancement of Photovoltaic Panel Using Double-sides Water Glazing Chambers Cooling Technique. **Al-Nahrain Journal for Engineering Sciences NJES** 22(1) p.22-30, 2019.

MOHARRAM, K. A. et al.: Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling, **Ain Shams Engineering Journal**, Vol. 4, No. 4, p. 869-877, 2013.

MONTEZANO, B. **As energias solar e eólica no Brasil**. Rio de Janeiro, 21/10/10

DTE Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Cepel CASA SOLAR | 2011. Disponível em: < <https://pt.slideshare.net/afermartins/casasolar2011> >. Acesso em 26 de set 2019.

NIZETIC, S.; COKO, D.; YADAV, A. and GRUBISIC-CABO, F.: Water spray cooling technique applied on a photovoltaic panel: The performance response, **Energy conversion and management**, Vol. 108, p. 287-296, 2016.

ODEH S., BEHNIA M. **Improving photovoltaic module efficiency using water cooling** *Heat Transf. Eng.*, 30 (6), p. 499-505. 2009, 10.1080/01457630802529214.

OLIVEIRA, M. M. **Análise do desempenho de um gerador fotovoltaico com seguidor solar azimutal**. Dissertação (Dissertação em Engenharia) – UFRGS. Porto Alegre, 2008.

OTTH D.; ROSS Jr.R.E. Assessing photovoltaic module degradation and lifetime from long term environmental tests. **Proceedings of the Institute of Environmental Sciences**, 29th Annual Meeting, p. 121–126, 1983.

PEREIRA, A. T. F. **Projeto, construção e análise de um sistema de posicionamento automático de painel solar fotovoltaico**. TCC (TCC em Engenharia Elétrica) – UFJF. Juiz de Fora, 2016.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CRESESB, 2014. Disponível em: < https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2014/04/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf >. Acesso em 11 dez 2019.

PINTO, G. O.; PLATA, G. O. Measuring factors influencing performance of rooftop PV panels in warm tropical climates. **Solar Energy**, 185 p.112–123, 2019.

POPOVICI, C. G.; HUDISTEANU, S. V.; MATEESCU, T. D.; CHERECHES N-C. Efficiency improvement of photovoltaic panels by using air cooled heat sinks. **Energy Procedia**. p. 425 – 432, 2016.

REIS, P. **Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares.** Disponível: < <https://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/> >. Acesso em 26 set 2019.

ROSA-Clot, M., ROSA-Clot, P., TINA, G.M., SCANDURA, P.F. Submerged Photovoltaic solar panel: SP2, **Renewable Energy** 35 p.1862-1865. 2010.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

RÜTHER, R. **Potencial de Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e Projetos Vitrine Estádios Solares e Aeroportos Solares.** Seminário Mercosul Pós-Copenhague, 2010.

SAWIN, J. L. **Renewables 2012 – Global Status Report.** Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. REN21, 2012.

SEMAOUI, S., ARAB, A. H., BACHA, S., ZERAIA, H., & BOUDJELTHIA, E. K., **Sand effect on photovoltaic array efficiency in Algerian desert.** In 2nd International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials (ENEFM2014) (pp. 85-90). Springer, Cham, 2015.

SERRÃO, M. A. S. **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico para uma casa de veraneio em pouso da Cajaíba-Paraty.** TCC (TCC em Engenharia elétrica) – UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

SILVA, V. O. da. **Estudo e modelagem da arquitetura modular de uma usina solar fotovoltaica arrefecida com protótipo de verificação.** 2015. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015. doi:10.11606/D.3.2016.tde-22072016-163255. Acesso em: 2020-01-13.

SKOPLAKI, E. and PALYVOS, J.A. (2009) On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power

Correlations. **Solar Energy**, 83, 614-624.

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

SUWAPAET, N.; BOONLA, P. The Investigation of Produced Power Output During High Operating Temperature Occurrences of Monocrystalline and Amorphous Photovoltaic Modules. **Energy Procedia**, v. 52, p. 459-465, 2014.

TABAEI, H. & AMERI, M. **The effect of booster reflectors on the photovoltaic water pumping system Performance**. Transactions of the ASME – Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 134, No. 1, 014501, 2012.

TABAEI, H. AMERI, M. Improving the effectiveness of a photovoltaic water pumping system by using booster reflector and cooling array surface by a film of water. **Transactions of Mechanical Engineering**, IJST, Vol. 39, No. M1, p. 51-60, 2015.

TAMIZHMANI, G. et al. Photovoltaic module thermal/wind performance: Long - Term Monitoring and Model Development For Energy Rating. Arizona State University East, Photovoltaic Testing Laboratory, **NCPV and Solar Program Review Meeting**. Meza, Arizona. 2003.

TINAA, G.M., ROSA-CLOTB, M., ROSA-CLOTB, P. and SCANDURAC, P.F.: Optical and thermal behavior of submerged photovoltaic solar panel: SP2, **Energy** 39 p.17-26, 2012.

TIWARI, G. N.; MISHRA, R. K.; SOLANKI, S. C. Photovoltaic modules and their applications: A review on thermal modelling. **Applied Energy**, v. 88, p. 2287-2304, Feb. 2011.

TONUI JK.; TRIPANAGNOSTOPOULOS Y. Improved PV/T solar collectors with heat extraction by forced or natural air circulation, **Renewable Energy** 32, p. 623–637, 2007.

URBANETZ JR, J. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

VALLÊRA M. A., Brito C. M., “Meio Século de História Fotovoltaica”. **Gazeta de Física**, vol. 29, p. 10-15, 2006.

VIANA, T. S. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil**. (Tese de Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFSC, Florianópolis, 2010.

YAMAGUCHI T. et al. Data analysis on performance of PV system installed in south an north directions. **3rd world conference on photovoltaic energy conversion**. p. 2239-42, 2003.

YANG, K.; ZUO, C. A novel multi-layer manifold microchannel cooling system for concentrating photovoltaic cells. **Energy conversion and management**., Oxford, v. 89, p. 214-221, 2015.

7 APÊNDICES

APÊNDICE A – Tabela com inclinações diárias do sol, no ano inteiro para a cidade de Cerro Largo – RS.

Média de Inclinação aparente (°)	Mês												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	5.1	10.9	20.4	32.5	43.1	50.1	51.3	46.3	36.6	25.2	13.9	6.4	28.5
2	5.2	11.2	20.7	32.9	43.4	50.3	51.2	46.1	36.3	24.8	13.6	6.3	28.5
3	5.3	11.5	21.1	33.2	43.7	50.4	51.2	45.8	35.9	24.4	13.3	6.1	28.5
4	5.4	11.8	21.5	33.6	43.9	50.5	51.1	45.5	35.5	24.0	13.0	6.0	28.5
5	5.5	12.1	21.9	34.0	44.2	50.6	51.0	45.3	35.2	23.6	12.7	5.9	28.5
6	5.6	12.4	22.3	34.4	44.5	50.7	50.9	45.0	34.8	23.3	12.3	5.7	28.5
7	5.7	12.7	22.7	34.8	44.8	50.8	50.8	44.7	34.4	22.9	12.0	5.6	28.5
8	5.8	13.0	23.0	35.1	45.1	50.9	50.7	44.5	34.1	22.5	11.8	5.5	28.5
9	6.0	13.3	23.4	35.5	45.4	51.0	50.6	44.2	33.7	22.1	11.5	5.4	28.5
10	6.1	13.6	23.8	35.9	45.6	51.1	50.5	43.9	33.3	21.7	11.2	5.3	28.5
11	6.3	13.9	24.2	36.3	45.9	51.2	50.3	43.6	32.9	21.4	10.9	5.2	28.5
12	6.4	14.3	24.6	36.6	46.1	51.3	50.2	43.3	32.6	21.0	10.6	5.1	28.5
13	6.6	14.6	25.0	37.0	46.4	51.3	50.1	43.0	32.2	20.6	10.3	5.0	28.5
14	6.8	14.9	25.4	37.4	46.6	51.4	49.9	42.7	31.8	20.2	10.1	5.0	28.5
15	6.9	15.3	25.8	37.7	46.9	51.4	49.8	42.4	31.4	19.9	9.8	4.9	28.5
16	7.1	15.6	26.2	38.1	47.1	51.5	49.6	42.1	31.0	19.5	9.6	4.9	28.5
17	7.3	16.0	26.6	38.4	47.3	51.5	49.4	41.8	30.6	19.1	9.3	4.8	28.5
18	7.5	16.3	27.0	38.8	47.6	51.5	49.3	41.4	30.2	18.7	9.1	4.8	28.5
19	7.7	16.7	27.4	39.1	47.8	51.6	49.1	41.1	29.9	18.4	8.8	4.8	28.5
20	7.9	17.0	27.8	39.5	48.0	51.6	48.9	40.8	29.5	18.0	8.6	4.7	28.5
21	8.1	17.4	28.2	39.8	48.2	51.6	48.7	40.5	29.1	17.7	8.4	4.7	28.5
22	8.4	17.8	28.6	40.2	48.4	51.6	48.5	40.1	28.7	17.3	8.1	4.7	28.5
23	8.6	18.1	29.0	40.5	48.6	51.6	48.3	39.8	28.3	17.0	7.9	4.7	28.5
24	8.8	18.5	29.3	40.8	48.8	51.6	48.1	39.5	27.9	16.6	7.7	4.7	28.5
25	9.1	18.9	29.7	41.2	49.0	51.6	47.9	39.1	27.5	16.3	7.5	4.7	28.5
26	9.3	19.2	30.1	41.5	49.2	51.5	47.7	38.8	27.1	15.9	7.3	4.8	28.5
27	9.6	19.6	30.5	41.8	49.3	51.5	47.5	38.4	26.7	15.6	7.1	4.8	28.5
28	9.8	20.0	30.9	42.1	49.5	51.5	47.3	38.1	26.4	15.2	6.9	4.8	28.5
29	10.1		31.3	42.4	49.7	51.4	47.0	37.7	26.0	14.9	6.8	4.9	29.3
30	10.3		31.7	42.7	49.8	51.4	46.8	37.4	25.6	14.6	6.6	4.9	29.3
31	10.6		32.1	50.0	50.0		46.6	37.0		14.2		5.0	27.9
Total Geral	7.4	15.2	26.2	37.8	46.9	51.2	49.4	41.9	31.2	19.6	9.9	5.2	28.5

APÊNDICE B – Características técnicas da Placa Fotovoltaica utilizada.

Energia (Elétrica)		MÓDULO FOTOVOLTAICO
Fabricante		Yingli
Marca		Yingli
Modelo		YL150P-17b
Mais eficiente		A
Menos eficiente		
EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (%)		15,0
Área Externa do Módulo (m ²)		1,00
Produção Média Mensal de Energia (kWh/mês)		18,75
Potência nas condições Padrão (W)		150
<small>Regulamento Específico Para Uso da Etiqueta Nacional de Conservação de Energia Linha de Sistemas de Energia Fotovoltaica - RES0013-FOT Instruções de instalação e recomendações de uso, leia o Manual do aparelho</small>		
<small>PROCEL</small>		<small>REGULAMENTO NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</small>
IMPORTANTE: A REMOÇÃO DESTA ETIQUETA ANTES DA VENDA ESTÁ EM DESACORDO COM O CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR		

CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Parâmetros elétricos para as condições padrões (STC)			
Módulo			JS 150
Tipo de módulo			YLxxxP-17b
Potência de saída	P_{max}	W	150
Tolerância potência saída	ΔP_{max}	W	+/- 5
Eficiência módulo	η_m	%	15.0
Tensão em P_{max}	V_{mpp}	V	18.5
Corrente em P_{max}	I_{mpp}	A	8.12
Tensão em circuito aberto	V_{oc}	V	22.9
Corrente em curto-circuito	I_{sc}	A	8.61

STC: 1000 W / m² irradiância, temperatura do módulo de 25 ° C, AM1.5 distribuição espectral de acordo com a norma EN 60904-3

Redução média de 5 % de eficiência relativa de 200 W / m² de acordo com EN 60904-1

APÊNDICE C – Tabela de dados referente ao experimento no dia 13/09/20.

horario	temperatu		P2 frente e P2 atrás				P2 frente e P2 água da cal		placa 1 28°		placa 2 28°		potencia		irradiação
	P1 frente	P1 atrás	P2 frente d	P2 atrás	P2 frente e	P2 água da cal	tensão	corrente	tensão	corrente	placa 1	placa 2	placa 1	placa 2	
09:00	28.6	29.6	21.5	19.8	20.7	19.2	19.3	5.6	13	13.3	5.86	72.8	77.938	448	
09:10	29.8	30.9	21.2	20.9	20.8	20.3	18.9	5.88	12.7	13.7	5.94	74.676	81.378	482	
09:20	33.6	34.5	22	21.7	22.4	20.7	19.2	5.95	12.9	14.2	6.08	76.755	86.336	488	
09:30	30.8	31	24.5	22.6	20.7	20.7	19.6	6.19	13.9	15.4	6.31	86.041	97.174	527	
09:40	31.3	31	24.8	23.8	22.8	20.7	19.8	6.54	15.4	16.6	6.57	100.716	109.062	554	
09:50	34.7	32.8	25.5	24.4	24.2	21.6	20	6.68	16.4	17.2	6.77	109.552	116.444	586	
10:00	36.1	34.9	25	24.5	23.4	23.2	20.6	6.78	17.1	17.8	6.94	115.938	123.532	673	
10:10	35.9	35.8	24.6	24.4	22.6	23.7	20.8	6.85	17.6	18.2	7	120.56	127.4	656	
10:20	37.1	37.1	24.9	25	22.9	24.4	21.2	6.83	17.8	18.4	7.07	121.574	130.088	687	
10:30	36	36.4	24.5	25.2	22.7	24.6	21.6	6.93	18.3	18.9	7.18	126.819	135.702	733	
10:40	38.9	39	24.2	25.1	23.1	24.9	22	6.86	18.2	18.8	7.18	124.852	134.984	714	
10:50	38.8	38.8	24.3	25.3	23.1	25.3	22.6	6.97	17.2	20.1	7.1	119.884	142.71	745	
11:00	38	38	24	25.3	23	25.6	22.7	7	17.3	20.1	7.08	121.1	142.308	770	
11:10	36.5	36.3	24.3	25.9	23.2	23.6	22.8	7.16	18.3	20.8	7.18	131.028	149.344	888	
11:20	35.2	37	23.6	23.3	23.2	22.9	23.5	7.14	17.7	21	7.2	126.378	151.2	898	
11:30	42.9	42.5	25	27.3	23.8	24.6	23.3	7.03	17.4	20.7	7.14	122.322	147.798	874	
11:40	41.3	41.2	24.6	24.6	24	23.8	24.4	7.04	17.5	21	7.22	123.2	151.62	898	
11:50	44.7	44.4	26.2	27.7	25	25.6	24.6	6.98	17.2	20.6	7.13	120.056	146.878	854	
12:00	40.9	41.5	25.9	27	25.2	25.1	24.9	7.07	17.6	20.8	7.15	124.432	148.72	933	
12:10	39	40.5	25.6	25.5	25	24.7	25.4	7.09	17.7	21	7.2	125.493	151.2	902	
12:20	42.7	43.1	26.5	27.7	25.7	25.8	25.5	6.98	17.4	20.7	7.09	121.452	146.763	900	
12:30	45.3	44.7	27.3	29.2	26.3	26.8	26	7.04	17.6	20.8	7.07	123.904	147.056	916	
12:40	44	43.7	27.3	28.8	26.6	26.5	26.2	6.99	17.3	20.9	7.16	120.927	149.644	921	
12:50	48	48.1	27.6	29.8	26.5	26.7	26.2	6.96	17.2	21	7.15	119.712	150.15	861	
13:00	47.1	47	27.5	29	26.7	26.5	26.9	6.94	17.1	20.8	7.12	118.674	148.096	865	
13:10	45.2	44.9	28.1	29.2	27.1	27	26.9	6.98	17.2	20.8	7.13	120.056	148.304	870	
13:20	46	45.6	28.4	29.6	27.7	27.4	27.3	6.99	17.3	21	7.15	120.927	150.15	882	
13:30	45.1	45.8	27.8	28.6	27.7	27.2	27.9	6.99	17.3	21.1	7.15	120.927	150.865	885	
13:40	48.7	48.3	29.6	30.9	27.8	27.9	27.6	6.92	17	20.8	7.1	117.64	147.68	935	
13:50	39.4	40.4	27.6	27.4	27.8	26.9	28.3	7.04	17.7	21	7.14	124.608	149.94	905	
14:00	45.8	45.4	29.3	30.2	28.4	28	28.1	6.94	17.1	20.8	7.09	118.674	147.472	837	
14:10	45.5	45.3	29.3	31.3	28.2	28.3	28	6.98	17.3	20.8	7.08	120.754	147.264	856	
14:20	42	42	28	28	27.7	27.8	28.2	7.08	17.8	21.1	7.14	126.024	150.654	953	
14:30	41.2	43	28.2	28.9	27.6	27.1	28	6.98	17.3	20.8	7.1	120.754	147.68	868	
14:40	40.8	41.9	28	29.3	27.2	26.8	27.5	7	17.4	20.8	7.1	121.8	147.68	937	
14:50	36.4	38.5	27.3	28	27.1	26.6	27.5	2.67	2.5	3.1	2.63	6.675	8.153	330	
15:00	32.9	33.5	27.1	27.7	26.9	26.2	27.5	7.05	20.7	20.7	7.07	123.375	146.349	825	
15:10	37.4	38	26.2	28.2	26.7	26.6	26.5	6.9	17.6	20.8	7.07	121.44	147.056	865	
15:20	33.1	35.6	26.7	27.3	26.5	25.5	27.1	6.96	17.1	20.8	7.08	119.016	147.264	816	
15:30	35.2	38	26.6	27.9	26.2	25.7	26.6	5.96	12.9	14.9	5.91	76.884	88.059	658	
15:40	38	37.8	25.8	28.8	26.3	26.3	25.9	6.92	17	20.2	6.94	117.64	140.188	801	
15:50	30	31.6	27.1	27	25.9	25	26	1.37	0.5	1	1.35	0.685	1.35	802	
16:00	27.5	29.1	26.1	26.4	25.1	24.6	25.7	1.94	1.2	1.6	1.87	2.328	2.992	156	

APÊNDICE D – Tabela de dados referente ao experimento no dia 22/01/20.

horario	temperatura				Irradiação	placa 1,20°		placa 2,20°		potencia placa 1	potencia placa 2				
	P1 frente	P1 atrás	P2 frente c	P2 atrás		P2 frente e	P2 atrás	tensão	corrente			tensão	corrente		
09:00	35.2	35	26.1	26.6	25.9	27.7	25.3	15.7	348	4.9	4.62	5.1	5.03	22.638	23.613
09:10	37.1	37.2	27.9	27.8	26.3	26.3	26.2	15.9	307	5.7	5	6	4.63	28.5	30.18
09:20	38.7	38.7	30.3	30.4	27.8	30	26.9	16.4	425	6.5	5.37	6.8	5.42	34.905	36.856
09:30	39.6	38.8	30.9	30.2	26.5	29.8	26.9	16.9	462	7.5	5.76	7.7	5.82	43.35	44.814
09:40	42.2	40	31.1	30.8	25.8	30.7	26.5	17.3	501	8.8	6.27	8.9	6.35	55.176	56.515
09:50	41.8	39.4	30.4	30.1	25.8	30	26.3	17.5	536	9	6.38	9.2	6.47	57.42	59.524
10:00	42	40.7	30.1	30.5	26.3	30.4	26.3	17.5	570	9.7	6.68	10.2	6.78	64.796	69.156
10:10	41.9	39.6	30.2	29.6	26.7	30.6	26.3	17.6	605	10.6	7.05	11.1	7.16	74.73	79.476
10:20	40.6	38.3	30.5	30	27	30.6	26.2	18.2	642	11.2	7.28	11.7	7.4	81.536	86.58
10:30	43.7	42.1	31.4	31.7	27.4	31.4	26.3	18.1	673	11.9	7.58	12.8	7.72	90.202	96.816
10:40	41.9	39	30.3	30.3	27.9	30.8	26.9	18.2	707	12.7	7.83	13.5	7.98	99.441	107.73
10:50	43.9	41.7	31.4	31.9	28	31.3	27.1	18.6	733	13.2	8	14.1	8.17	105.6	115.197
11:00	44.8	42.7	31.7	32.5	28.4	31.6	27.5	19	758	13.5	8.13	14.7	8.36	109.755	122.892
11:10	47	44.2	32.7	32.6	28.9	32.4	28	19	795	13.9	8.21	15.3	8.53	114.119	130.509
11:20	48.9	46.6	33.1	33.9	29.4	32.8	28.5	19.1	821	14	8.24	15.6	8.62	115.36	134.472
11:30	50.8	48.7	33.6	34.4	29.6	33.4	29.3	19.2	846	14.1	8.27	15.9	8.71	116.607	138.489
11:40	52.3	49.5	34.4	35.1	30	34.4	29.6	19.5	872	14.3	8.32	16.1	8.78	118.976	141.358
11:50	49.7	46.6	34	34.3	30.3	33.9	30	19.4	889	14.5	8.38	16.3	8.84	121.51	144.092
12:00	50.3	47.1	33.9	34.3	30.4	33.8	30.1	19.3	914	14.5	8.39	16.4	8.88	121.655	145.632
12:10	54.8	51.8	35.2	36.2	30.9	35.1	30.5	19.8	933	14.4	8.32	16.5	8.85	119.808	146.025
12:20	53.1	50.8	34.7	36.2	31.4	34.8	31.1	19.8	953	14.4	8.35	16.4	8.88	120.24	145.632
12:30	54.9	52.3	35.4	37.7	31.7	34.8	31	20.3	965	14.5	8.4	16.6	8.93	121.8	148.238
12:40	56.7	54.2	35.1	37.5	32.3	34.6	31.9	20.5	984	14.5	8.4	16.7	8.99	121.8	150.133
12:50	53.3	51.9	34.9	36.7	32.6	34.2	32.8	20.7	1000	14.5	8.4	16.6	8.97	121.8	148.902
13:00	52.8	49.8	34.8	36.5	32.9	34.1	32.5	20.8	1021	14.4	8.37	16.4	8.9	120.528	145.96
13:10	54.4	51.8	35.6	37.9	32.8	35.2	32.3	21.3	1025	14.7	8.45	16.8	9.01	124.215	151.368
13:20	56.3	54.6	35.7	38.2	33.8	35.3	32.9	21.4	1056	14.4	8.35	16.5	8.94	120.24	147.51
13:30	55	52.7	35.3	37.4	33.8	34.9	33.6	21.3	1046	14.2	8.25	16.1	8.83	117.15	142.163
13:40	50.9	48.3	35.2	36.7	33.6	34.9	33.4	21.4	1067	14.4	8.35	16.2	8.81	120.24	142.722
13:50	52.8	51.2	35.1	37	33.8	35	33.6	21.8	1062	14.6	8.41	16.8	8.88	122.786	149.184
14:00	51.3	48.9	35.2	36.7	33.6	34.5	33.3	21.8	1053	14.3	8.29	16	8.78	118.547	140.48
14:10	53.9	52.3	35.5	37.7	33.8	35.3	33.5	22	1056	14.5	8.34	16.6	8.95	120.93	148.57
14:20	52.7	50.7	35.7	37.5	33.8	35.4	33.5	22.1	1049	14.2	8.26	15.9	8.74	117.292	136.966
14:30	52	51.1	35.6	38	33.4	35.4	33	22.1	1025	14	8.17	15.4	8.56	114.38	131.824
14:40	52.9	51.6	35.2	37.4	34.1	35	33.8	22.3	1028	14.3	8.26	16.2	8.81	118.118	142.722
14:50	50.1	50.4	33.7	37.5	33.3	34.6	33.8	21.6	1081	13.9	8.13	15.4	8.59	113.007	132.286
15:00	46	42.6	33	34.7	33.3	32.9	33.8	21.7	1016	13.6	8.3	15.6	8.41	121.18	131.196
15:10	50.5	52.5	31.3	38.2	32.7	34	32.9	21.6	1056	13.9	8.16	15.4	8.61	113.424	132.594
15:20	52.1	52.6	31.9	38.6	33.3	35.1	32.9	22	1021	12.1	7.55	12.5	7.68	91.355	96
15:30	52.4	52.8	33.7	38	34.2	35.1	33.6	22.1	993	12.2	7.52	12.3	7.24	91.744	89.052
15:40	55.6	55.8	34.5	39	34.2	35.5	33.9	22.1	1014	11.2	7.24	11.5	7.34	81.088	84.41
15:50	54.9	56.1	34.8	39.7	34.4	35.7	34.2	21.7	752	9.3	6.53	9.5	6.65	60.729	63.175
16:00	53.5	55	35.7	39.9	34.5	35.9	34.2	21.1	1009	8.5	6.21	8.7	6.32	52.785	54.984