

ESCOLA POLITÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS  
MESTRADO EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS

LUCIAN MACHADO TOLEDO

**ANÁLISE DO CRESCIMENTO DO MERCADO E DA PRODUTIVIDADE DE SISTEMAS  
FOTOVOLTAICOS EM PROPRIEDADES RURAIS EM DIFERENTES  
CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO**

Porto Alegre

2022

PÓS-GRADUAÇÃO - *STRICTO SENSU*



Pontifícia Universidade Católica  
do Rio Grande do Sul



**ANÁLISE DO CRESCIMENTO DO MERCADO E DA  
PRODUTIVIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM  
PROPRIEDADES RURAIS EM DIFERENTES CONDIÇÕES DE  
INSTALAÇÃO**

**LUCIAN MACHADO TOLEDO**  
BACHAREL EM ENGENHARIA MECÂNICA

**DISSERTAÇÃO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM  
ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS**

**Porto Alegre**  
**Agosto, 2022**



**ANÁLISE DO CRESCIMENTO DO MERCADO E DA  
PRODUTIVIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM  
PROPRIEDADES RURAIS EM DIFERENTES CONDIÇÕES DE  
INSTALAÇÃO**

**LUCIAN MACHADO TOLEDO**

**BACHAREL EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ORIENTADORA: Profa. Dra IZETE ZANESCO**

**COORIENTADOR: Prof. Dr. ADRIANO MOEHLECKE**

Dissertação realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais (PGETEMA) da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia e Tecnologia de Materiais.

*Trabalho vinculado ao Projeto "Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais", Convênio nº 4500040746.*

**Porto Alegre**

**Agosto, 2022**



## **ANÁLISE DO CRESCIMENTO DO MERCADO E DA PRODUTIVIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM PROPRIEDADES RURAIS EM DIFERENTES CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO**

**CANDIDATO: LUCIAN MACHADO TOLEDO**

Esta Dissertação de Mestrado foi julgada para obtenção do título de MESTRE EM ENGENHARIA E TECNOLOGIA DE MATERIAIS e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

**DRA. IZETE ZANESCO - ORIENTADORA**

**DR. ADRIANO MOEHLECKE - COORIENTADOR**

### **BANCA EXAMINADORA**

**DR. ROBERTO ZILLES - INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA - USP**

**DR. CARLOS ALEXANDRE DOS SANTOS - PGETEMA - PUCRS**

**ROBERTO  
ZILLES:29694680000**

Assinado de forma digital por ROBERTO  
ZILLES:29694680000  
DN: c=BR, o=ICP-Brasil, ou=Secretaria da Receita Federal  
do Brasil - RFB, ou=RFB e-CPF A3, ou=(EM BRANCO),  
ou=16894782000190, cn=ROBERTO ZILLES:29694680000  
Dados: 2022.08.02 15:59:18 -03'00'

**PUCRS**

**Campus Central**  
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 32 - Sala 507 - CEP: 90619-900  
Telefone: (51) 3353.4059 - Fax: (51) 3320.3625  
E-mail: engenharia.pg.materiais@pucrs.br  
www.pucrs.br/politecnica

## Ficha Catalográfica

T649a Toledo, Lucian Machado

Análise do crescimento do mercado e da produtividade de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais em diferentes condições de instalação / Lucian Machado Toledo. – 2022.

100 p.

Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PUCRS.

Orientadora: Profa. Dra. Izete Zanesco.

Coorientador: Prof. Dr. Adriano Moehlecke.

1. Sistemas fotovoltaicos no meio rural. 2. Crescimento do mercado de sistemas FVs. 3. Temperatura dos módulos fotovoltaicos. 4. Produtividade de sistemas fotovoltaicos. I. Zanesco, Izete. II. Moehlecke, Adriano. III. , . IV. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da PUCRS  
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bibliotecária responsável: Loiva Duarte Novak CRB-10/2079

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à Professora Doutora Izete Zanescio e ao Professor Doutor Adriano Moehlecke pelo empenho e dedicação ao Núcleo de Tecnologia Solar do Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais da Pontifícia Universidade Católica e para com os alunos do programa. À Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul pela bolsa de estudos do Programa Institucional para Incentivo a Pós-Graduação *Stricto*, PRO-*Stricto*. À Itaipu Binacional, às cooperativas LAR, COPACOL, CVALE e OCPAR pela subvenção do projeto de P&D intitulado “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, Convênio n° 4500040746. Agradeço a meus pais, irmão e à minha namorada, Renata Maria Fernandes, pelo apoio, paciência, incentivo e compreensão.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS .....</b>	<b>20</b>
1.1. Justificativas .....	20
1.2. Objetivos.....	21
<b>2. O MÓDULO FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>23</b>
2.1. Estrutura do Módulo Fotovoltaico com Células Solares de Silício Cristalino .....	23
2.2. Curva da Corrente Elétrica em Função da Tensão Elétrica.....	27
2.3. Características do Módulo Fotovoltaico .....	30
2.4. Influência da Temperatura de Operação na Curva Característica I-V.....	32
2.5. Perda de Energia por Aumento da Temperatura de Operação .....	34
2.6. Influência da Irradiância na Curva Característica I-V.....	35
<b>3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA..</b>	<b>39</b>
3.1. Regulamentação no Brasil .....	39
3.2. Componentes do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica .....	41
3.4. Parâmetros de Comparação de Sistemas Fotovoltaicos.....	43
3.5. Perdas na Potência Elétrica de um Sistema Fotovoltaico .....	46
3.6. Sistemas Fotovoltaicos no Meio Rural.....	47
<b>4. METODOLOGIA.....</b>	<b>51</b>
4.1. Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos Instalados nas Propriedades Rurais e do Sistema de Monitoramento .....	51
4.2. Método de Análise.....	54
<b>5. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>57</b>
5.1. Evolução do Mercado da Tecnologia Fotovoltaica em Propriedades Rurais no Brasil.....	57
5.2. Análise da Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos no Meio Rural em Diferentes Estações do Ano e Instalações .....	63
5.3. Análise da Produtividade e do Desempenho Global dos Sistemas Fotovoltaicos em Diferentes Estações do Ano .....	85
<b>6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE .....</b>	<b>89</b>

**7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS ..... 92**

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Célula de silício cristalino do tipo PERC ( <i>passivated emitter and rear cell</i> ). Adaptado de GREEN (2015).....	23
Figura 2: Percentual do mercado mundial dos módulos fotovoltaicos formados com meias células. Adaptado de ITRPV, (2021).....	25
Figura 3: Participação no mercado mundial dos tipos de módulos com meias células. Adaptado de ITRPV (2021).....	25
Figura 4: Estrutura básica de um módulo fotovoltaico (Adaptado de Zanesco <i>et al.</i> , 2014).....	26
Figura 5: Circuito equivalente da célula fotovoltaica (Adaptado de YU; HUANG; XU, 2019; MARKVART; CASTAÑER, 2005).....	28
Figura 6: Curva I-V característica de uma célula solar (Adaptado de Moehlecke e Zanesco, 2003). ....	29
Figura 7: Influência da temperatura na curva I-V de um módulo fotovoltaico. (Adaptado de TOLEDO, 2019) .....	33
Figura 8: Irradiância espectral. Adaptado de ZANESCO e KRENZINGER (1993)....	36
Figura 9: Esquema da interação da radiação solar com a atmosfera terrestre. Adaptado de WANG (2018).....	37
Figura 10: Curva I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes valores de irradiância. Adaptado de Canadian Solar. ....	38
Figura 11: Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. (Adaptado de GREENPRO, 2004).....	41
Figura 12: Disposição do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede. (Adaptado de WANG, 2018).....	43
Figura 13: Módulos fotovoltaicos sujos e limpos para análise da sujidade. Adaptado de Zorrila-Casanova <i>et al.</i> (2013).....	47

Figura 14: Instalação agrofotovoltaica na Alemanha. Adaptado de Fraunhofer (2021). .....	49
Figura 15: Arranjo fotovoltaico do sistema instalado no galpão de estadia das vacas produtoras de leite na propriedade rural associada da cooperativas LAR. .....	52
Figura 16: Ilustração da separação dos módulos fotovoltaicos em relação ao telhado do sistema instalado no galpão na propriedade rural associada da cooperativas LAR. ....	52
Figura 17: Arranjo fotovoltaico do sistema instalado em solo na propriedade rural associada da cooperativa COPACOL. ....	53
Figura 18: Localização das cidades-sede das instalações.....	53
Figura 19: Fluxograma do desenvolvimento do trabalho.....	56
Figura 20: Evolução da potência elétrica total e no meio rural instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída e percentual da potência no meio rural nos três estados brasileiros com maior número de instalações. ....	58
Figura 21: Evolução do percentual e da potência elétrica instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída no meio rural no Brasil. ....	61
Figura 22: Evolução do percentual e da potência elétrica instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída no meio rural no Brasil e em cada região desde 2012.....	62
Figura 23: Irradiância em função da hora solar no FV em solo na cooperativa COPACOL em diferentes estações do ano. ....	63
Figura 24: Irradiância em função da hora solar no arranjo FV sobre telhado da LAR em diferentes estações do ano. ....	64
Figura 25: Velocidade do vento em função da hora solar no arranjo FV no solo na cooperativa COPACOL em diferentes estações do ano. ....	65
Figura 26: Velocidade do vento em função da hora solar no arranjo FV no telhado da LAR em diferentes estações do ano. ....	65
Figura 27: Temperatura ambiente no arranjo FV no solo na cooperativa COPACOL em diferentes estações do ano. ....	66

- Figura 28: Temperatura ambiente no arranjo FV no telhado da cooperativa LAR em diferentes estações do ano. .... 67
- Figura 29: Temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da irradiância em um dia com céu com poucas nuvens próximo ao solstício de verão no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 68
- Figura 30: Temperatura dos módulos FVs e temperatura ambiente em função da irradiância em um dia sem nuvens, próximo ao equinócio de outono no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 69
- Figura 31: Temperatura dos módulos FVs e temperatura ambiente em função da irradiância em um dia sem nuvens, próximo ao solstício de inverno no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 69
- Figura 32: Temperatura dos módulos FVs e temperatura ambiente em função da irradiância em um dia sem nuvens, próximo ao equinócio de primavera no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 70
- Figura 33: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao solstício de verão, nos arranjos FVs no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 72
- Figura 34: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao equinócio de outono, nos arranjos FVs no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 72
- Figura 35: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao solstício de inverno, nos arranjos FVs no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 73
- Figura 36: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao equinócio de primavera, nos arranjos FVs no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 74

- Figura 37: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no solo da propriedade da cooperativa COPACOL em função da irradiância solar durante todas as manhãs das diferentes estações do ano. .... 75
- Figura 38: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no solo da propriedade da cooperativa COPACOL em função da irradiância solar durante todas as tardes das diferentes estações do ano. .... 76
- Figura 39: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no telhado da propriedade da cooperativa LAR em função da irradiância solar durante todas as manhãs das diferentes estações do ano. .... 77
- Figura 40: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no telhado da propriedade da cooperativa LAR em função da irradiância solar durante todas as tardes das diferentes estações do ano. .... 78
- Figura 41: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens próximo ao solstício de verão, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 80
- Figura 42: Variação da temperatura dos módulos em relação à temperatura ambiente em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens, próximo ao equinócio de outono, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 81
- Figura 43: Variação da temperatura do módulo em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens próximo ao solstício de inverno, de acordo com a hora solar, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 81
- Figura 44: Variação da temperatura do módulo em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens próximo ao equinócio de primavera, de acordo com a hora solar, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR. .... 82
- Figura 45: Taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento para os sistemas fotovoltaicos instalados no solo (COPACOL) e no telhado (LAR). .... 85

Figura 46: Produtividade em função da hora solar dos sistemas fotovoltaicos em solo (COPACOL) e no telhado (LAR) durante um dia representativo de cada estação do ano.....86

## LISTA DE TABELAS

- Tabela 1: Comparação de requisitos entre NOCT e NMOT, onde  $G$  é a irradiância incidente,  $T_A$  é a temperatura ambiente,  $V_{VENTO}$  é a velocidade do vento,  $T_C$  é a temperatura da célula,  $T_{MÓDULO}$  é a temperatura do módulo,  $\Delta T$  é a variação de temperatura. Adaptado de IEC (2005, 2016). ..... 31
- Tabela 2: Características elétricas do módulo ZNSHINESOLAR ZXP6-72 330/P. Adaptado de ZNSHINESOLAR. .... 32
- Tabela 3: Características elétricas do módulo CanadianSolar CS6U-330P. Adaptado de CanadianSolar..... 32
- Tabela 4: Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, da corrente de curto-circuito e da potência elétrica de módulos fotovoltaicos com diferentes estruturas de células solares de silício cristalino. .... 34
- Tabela 5: Datas selecionadas para a análise da irradiância solar, temperatura ambiente, temperatura dos módulos fotovoltaico, velocidade do vento e produtividade dos sistemas fotovoltaicos. .... 54
- Tabela 6: Potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo em 2020, potência total instalada no meio rural e percentual da participação do meio rural em relação a potência total instalada. .... 57
- Tabela 7: Potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em cada região do Brasil em 2020, potência total instalada no meio rural e percentual da participação do meio rural. .... 60
- Tabela 8: Equação ajustada para a diferença de temperatura entre os módulos FVs instalados no sistema da cooperativa LAR em função da irradiância solar incidente nas manhãs em diferentes estações do ano..... 79
- Tabela 9: Equações do aumento de temperatura em função da irradiância nas tardes do arranjo da cooperativa LAR..... 80
- Tabela 10: Aumento de temperatura ( $\Delta T$ ) dos módulos FVs em função da temperatura ambiente e da velocidade do vento, com a irradiância solar similar no intervalo de 754 a 799 W/m<sup>2</sup>, em horários próximos, nas diferentes estações do ano para o sistema fotovoltaico instalado no solo (COPACOL) e no telhado (LAR). .... 83

- Tabela 11: Taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento para os sistemas fotovoltaicos instalados no solo (COPACOL) e no telhado (LAR).....84
- Tabela 12: Produtividade horária e diária do sistema FV instalado em solo na propriedade da cooperativa COPACOL em diferentes dias do ano. ....87
- Tabela 13: Produtividade horária e diária do sistema FV instalado em solo na propriedade da cooperativa LAR em diferentes dias do ano.....87
- Tabela 14: Desempenho global diário dos sistemas fotovoltaicos em dias de céu limpo, sem ou com poucas nuvens, próximos aos equinócios e solstícios.....88

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_G$	Área do arranjo fotovoltaico	$m^2$
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	-
BSF	Campo retrodifusor ( <i>back surface field</i> )	-
CC	Corrente elétrica contínua	A
$E_A$	Energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico	kWh
$E_{AT}$	Energia elétrica do sistema fotovoltaico corrigida pela temperatura	kWh
EVA	Acetato de vinila	-
FC	Fator de capacidade	-
FDI	Fator de dimensionamento do inversor	-
FF	Fator de forma	-
FV	Fotovoltaico (a)	-
G	Irradiância incidente	$W/m^2$
$G(t)$	Irradiância solar no plano do arranjo fotovoltaico	$kW/m^2$
GD	Geração distribuída	-
H	Irradiação no plano do arranjo fotovoltaico	$Wh/m^2$
$I_D$	Corrente elétrica de saturação do diodo	A
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>	-
$I_L$	Corrente elétrica fotogerada	A
$I_{MP}$	Corrente elétrica no ponto de máxima potência	A
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito	A
$I_{SC-STC}$	Corrente de curto-circuito na STC	A
$L_T$	Perda de energia elétrica devido a variação da temperatura de operação	kWh
NMOT	Temperatura nominal de operação do módulo ( <i>nominal module operating temperature</i> )	$^{\circ}C$
NOTC	Temperatura nominal de operação da célula ( <i>nominal operating temperature cell</i> )	$^{\circ}C$
PERC	Célula solar com emissor e face posterior passivada ( <i>passivated emitter and rear cell</i> )	-
PERS	Programa de energia renovável social	-
$P_F(t)$	Potência entregue pelo sistema no instante t	W

$P_{IN}$	Potência da irradiância incidente	W
$P_{MP}$	Potência no ponto de máxima potência	W
PR	Desempenho global ( <i>performance ratio</i> )	%
$P_{STD}$	Potência instalada e medida nas condições padrão	W
REN	Resolução normativa ANEEL	-
$R_P$	Resistência em paralelo	$\Omega$
$R_S$	Resistência em série	$\Omega$
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica	-
SFV	Sistema fotovoltaico	-
$T_A$	Temperatura ambiente	$^{\circ}\text{C}$
$T_C$	Temperatura da célula solar	$^{\circ}\text{C}$
$T_{MÓDULO}$	Temperatura do módulo fotovoltaico	$^{\circ}\text{C}$
TUSD	Tarifa de uso do sistema de distribuição	-
$V_{MP}$	Tensão elétrica no ponto de máxima potência	V
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto	V
$V_{VENTO}$	Velocidade do vento	m/s
$Y_F$	Produtividade do sistema fotovoltaico	kWh/kW <sub>P</sub>
$Y_R$	Produtividade de referência	kWh/kW <sub>P</sub>
$\beta$	Fator de temperatura do módulo fotovoltaico	-
$\Delta T$	Variação de temperatura	$^{\circ}\text{C}$
$\eta$	Eficiência do módulo	-
$\eta_{TEM}$	Coeficiente de perda de energia por temperatura	-

## RESUMO

TOLEDO, Lucian Machado. **Análise do crescimento do mercado e da produtividade de sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais em diferentes instalações e condições.** Porto Alegre. 2022. Dissertação. Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL.

Os sistemas fotovoltaicos (FV) instalados no meio rural são uma alternativa para o desenvolvimento sustentável da agricultura e estão cada vez mais presentes no Brasil. O objetivo desta dissertação é analisar a evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos no meio rural no Brasil e a influência da temperatura ambiente, da irradiância solar e da velocidade do vento na produtividade de sistemas fotovoltaicos instalados em propriedades rurais com diferentes condições de instalação e para distintas épocas do ano. Os sistemas fotovoltaicos de aproximadamente 20 kW<sub>P</sub> foram instalados no Paraná, sendo um no telhado de um galpão na propriedade associada da cooperativa LAR (LAR Cooperativa Agroindustrial) e o outro no solo na propriedade da COPACOL (Cooperativa Agroindustrial Consolata). Analisou-se o crescimento do mercado no meio rural brasileiro, por meio de base de dados da ANEEL, a partir de 2012, nos três estados com maior participação, bem como por região e constatou-se que o mercado fotovoltaico está crescendo mais rápido neste setor que em outros setores, atingindo 14 % do total em 2021. Avaliaram-se os parâmetros que influenciam a produtividade, como irradiância solar e temperatura dos módulos FVs, durante um dia com céu sem nuvens próximo aos solstícios e equinócios. Constatou-se que a temperatura dos módulos é maior a tarde, afetando a produtividade. Este resultado indica que se há a necessidade de escolha entre a orientação do arranjo FV é preferível a orientação para o leste. Também se constatou que a taxa de aumento da temperatura dos módulos FVs é inversamente proporcional a velocidade do vento até o valor de 5 m/s e tende a estabilizar em 2 °C/(m/s). A produtividade diária do sistema FV localizado sobre o telhado, na cooperativa LAR, foi superior ao do sistema instalado no solo na maioria dos dias, sendo inferior apenas no inverno. Este resultado está associado a menor temperatura dos módulos FVs, influenciada pela maior velocidade do vento. O maior valor, de 6,41 kWh/kW<sub>P</sub>, ocorreu próximo ao equinócio de outono no sistema no telhado.

Palavras-Chaves: Sistemas fotovoltaicos no meio rural, crescimento do mercado de sistemas FVs, temperatura dos módulos fotovoltaicos, produtividade de sistemas fotovoltaicos.

## ABSTRACT

TOLEDO, Lucian Machado. **Analysis of market share growth and the photovoltaic system energy yield in rural properties under different installations and conditions**. Porto Alegre. 2022. Master Thesis. Graduation Program in Materials Engineering and Technology, PONTIFICAL CATHOLIC UNIVERSITY OF RIO GRANDE DO SUL.

Photovoltaic (PV) systems installed in rural areas are an alternative for the sustainable development of agriculture and are increasingly present in Brazil. The objective of this dissertation is to analyze the evolution of the market for photovoltaic systems in rural areas in Brazil and the influence of ambient temperature, solar irradiance and wind speed on the energy yield of photovoltaic systems installed in rural properties with different installation conditions and for different times of year. Two photovoltaic systems of approximately 20 kW<sub>P</sub> were installed in the State of Paraná, one on the roof of a cow-shed, associated property of the LAR cooperative (LAR Cooperativa Agroindustrial) and the other one was ground mounted in the property associated to the COPACOL cooperative (Cooperativa Agroindustrial Consolata). The growth of the rural market in Brazil was analyzed, using ANEEL data base, in the three States with the highest participation, as well as by the behavior of the market share in each region. The photovoltaic market is growing faster in this sector than in other ones, achieving 14% of the total in 2021. The parameters that influence the energy yield of the PV systems, such as solar irradiance and the temperature of PV modules, during a day with cloudless sky close to the solstices and equinoxes were analyzed. The temperature of the modules was higher in the afternoon than in the morning, affecting the energy yield. This result indicates if there is a need to select between the west or east orientation of the PV array, the orientation towards the east is preferable. Also was found that the temperature increase rate is inversely proportional to the wind speed up to 5 m/s, tending to stabilize at 2 °C/(m/s). The daily energy yield of the PV system located on the roof, in the LAR cooperative, was higher than that one of the ground mounted PV array in many days, being lower only in winter. This result is related to the lower temperature of the PV modules, influenced by the higher wind speed. The highest value of the daily energy yield, of 6.41 kWh/kW<sub>P</sub>, occurred in autumn season in the system located on the roof.

Keywords: Photovoltaic systems in rural areas, market share growth, temperature of photovoltaic modules, energy yield of photovoltaic systems.

# 1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

## 1.1. Justificativas

Com a demanda crescente de energia e a busca incessante pela redução nos custos, a produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos têm se destacado nos últimos anos no mundo e no Brasil. A instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil cresceu após a publicação da Resolução Normativa 482 da Aneel, em 17 de abril de 2012, que estabeleceu as condições gerais para geração distribuída (GD) no sistema de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012). Esta resolução possibilitou a compensação do consumo de energia pela produção do usuário de micro e minigeração independente, oportunizando vantagens econômicas e de sustentabilidade por meio da utilização de uma fonte renovável de energia.

A descarbonização da matriz energética mundial tem sido tema recorrente no cenário energético mundial. A Conferência das Partes (COP – *Conference of the Parties*), realizada no ano de 2015, estabeleceu um acordo global para a redução nas emissões de gases de efeito estufa, conhecido como Acordo de Paris, tendo como um dos objetivos manter o aquecimento global abaixo de 2 °C em comparação ao período pré-industrial. Para isso, a transição energética é necessária, sendo as fontes de baixo carbono protagonistas neste processo.

No que se refere a tecnologia fotovoltaica, dois tipos de sistemas são utilizados: 1) sistemas isolados da rede elétrica, com a utilização de acumuladores de energia para os períodos sem irradiação solar e 2) sistemas conectados à rede de distribuição de energia elétrica, que funcionam no regime de compensação, onde a energia ativa produzida pela unidade consumidora é cedida à concessionária e, posteriormente, compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Em caso de produção de energia excedente, a unidade consumidora, onde o sistema conectado à rede está instalado, tem até cinco anos para compensar esta diferença (ANEEL, 2015).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2022), a potência instalada com a tecnologia fotovoltaica alcançou 16.414 MW até o mês de julho de 2022, sendo 11.315 MW em produção distribuída e 5.099 MW centralizada, correspondendo a um acréscimo global de 2.702 MW instalados em relação a dezembro de 2021. Do total instalado em geração distribuída, 13,6%, ou seja 1.542,9 MW, estão no meio rural, chegando a 82.433 instalações de um total de 1.073.240 de sistemas instalados.

Em 2021, a capacidade instalada com a tecnologia fotovoltaica (FV) para produção de energia elétrica cresceu cerca de 23,94% no planeta, alcançando um total de 942 GW, sendo que 20 países adicionaram pelo menos 1 GW de capacidade em sistemas fotovoltaicos e 18 países alcançaram até 5% do suprimento anual por meio dessa tecnologia de produção de energia elétrica. Na América Latina, Honduras destaca-se por ter sua demanda elétrica suprida em 12,9% por sistemas fotovoltaicos, seguido pelo Chile, com 10,9%. Na Europa, a Alemanha e os Países Baixos se destacam por produzirem 10,9% e 11,8%, respectivamente, de sua demanda por energia elétrica por meio da tecnologia FV, ao mesmo tempo que são duas importantes economias do continente (REN21, 2022). Neste período, o Brasil adicionou a potência de 5,5 GW em sistemas fotovoltaicos, sendo que 4 GW foram referentes à geração distribuída (GD) (REN21, 2022).

Com o aumento da capacidade e evolução das tecnologias empregadas na produção de energia solar fotovoltaica, busca-se cada vez mais aumentar a produtividade dos sistemas. Porém, a produtividade de um sistema fotovoltaico depende de diversos fatores, como a irradiância solar, a temperatura ambiente, degradação dos módulos FVs e a sujidade entre outros parâmetros (NDYAIE *et al.*, 2013).

## **1.2. Objetivos**

O objetivo desta dissertação é analisar a evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos no meio rural no Brasil e analisar influência da temperatura ambiente, da irradiância solar e da velocidade do vento na produtividade de sistemas fotovoltaicos instalados em propriedades rurais com diferentes condições de instalação e para distintas épocas do ano. Especificamente, será analisada a influência da temperatura

ambiente, da irradiância solar e da velocidade do vento na temperatura dos módulos e na produtividade dos sistemas fotovoltaicos, considerando as características das instalações, em dias próximos aos solstícios e equinócios.

Portanto, os objetivos específicos são:

- 1) Analisar a evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos no meio rural desde a regulamentação do setor no Brasil, para compreender o crescimento da participação destas instalações em relação ao mercado no Brasil.
- 2) Quantificar e comparar o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos durante um dia em diferentes estações do ano em função da irradiância solar, temperatura ambiente e da velocidade do vento, em diferentes condições de instalação dos sistemas fotovoltaicos no meio rural.
- 3) Avaliar e comparar a produtividade horária e diária dos sistemas fotovoltaicos instalados em solo e sobre o telhado de edificação em ambiente rural nas diferentes estações do ano.
- 4) Analisar o desempenho global diário dos sistemas fotovoltaicos no meio rural instalados no solo e no telhado nas diferentes estações do ano.

## 2. O MÓDULO FOTOVOLTAICO

### 2.1. Estrutura do Módulo Fotovoltaico com Células Solares de Silício Cristalino

Aproximadamente 90 % dos módulos fotovoltaicos comercializados no mundo são fabricados com células solares de silício cristalino (ITRPV, 2021). As células solares de silício cristalino tipo p são as mais utilizadas no mercado mundial de módulos fotovoltaicos e podem ser formadas por silício monocristalino ou silício multicristalino. Estes dispositivos são responsáveis pela conversão da radiação solar em energia elétrica. As células solares de silício cristalino típicas possuem uma junção pn em uma face e podem ter um campo retrodifusor na outra face, sendo este último conhecido também como BSF (*back surface field*). O campo retrodifusor é responsável por diminuir a recombinação dos portadores de carga na superfície da face onde é formado, aumentando a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito (CRESTANI; ZANESCO; MOEHLECKE, 2017). Na Figura 1 mostra-se a estrutura de uma célula solar com emissor e face posterior passivada (PERC), sem campo retrodifusor, porém com passivação com óxidos.

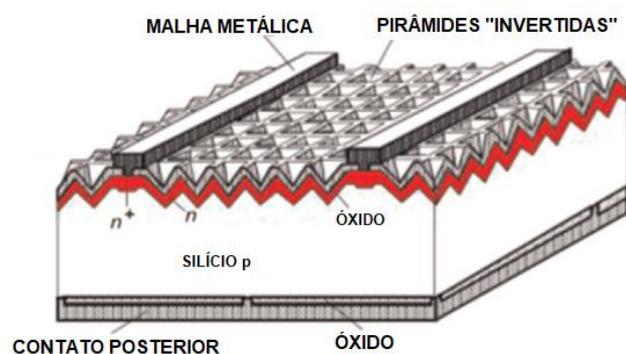


Figura 1: Célula de silício cristalino do tipo PERC (*passivated emitter and rear cell*). Adaptado de GREEN (2015).

Na célula solar ocorre o efeito fotovoltaico, onde a radiação absorvida por este material é convertida em energia elétrica. Com incidência de irradiância solar ocorre a absorção de fótons e a geração de pares elétron-lacuna (LUQUE, 1989; GREEN, 1995). Na interface entre as regiões p e n há um campo elétrico interno no material, que separa os elétrons para a região n e as lacunas para a região p. Especificamente, os elétrons livres produzidos na região p têm probabilidade de serem acelerados devido ao campo elétrico para a região n, enquanto que as lacunas da região n podem chegar no lado p, ocasionando uma diferença de potencial entre os lados da junção p-n. Esta diferença de potencial originará uma corrente elétrica, uma vez que um condutor elétrico seja conectado entre as faces da célula solar, que permanecerá circulando entre os terminais enquanto a célula solar estiver iluminada (HECKTHEUER, 2001; MOEHLECKE e ZANESCO, 2003).

O arranjo das células fotovoltaicas em um módulo pode ser em série e/ou paralelo e é definido conforme a tensão e corrente elétrica desejada na saída do dispositivo. Inerente a tecnologia e ao processo de produção, um módulo fotovoltaico apresenta resistência em série ( $R_s$ ) e resistência em paralelo ( $R_p$ ). A primeira é causada pela resistência das próprias células solares e das interconexões entre elas. A resistência em paralelo representa fugas de corrente elétrica na célula solar e, portanto, a resistência paralelo deve ser elevada para as perdas de potência serem reduzidas (LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994; IEA, 2014).

Devido ao fato das células solares de silício produzirem uma diferença de potencial entre 0,6 e 0,7 V, estas são conectadas em série no módulo fotovoltaico. Além disso, para formar o módulo fotovoltaico é necessário que elas estejam envoltas por uma estrutura mecanicamente resistente e que não cause perdas significantes na irradiação solar incidente. A tensão de circuito aberto dos módulos é da ordem de 40 V a 50 V. Os módulos fotovoltaicos são constituídos por 60 ou 72 células solares inteiras ou por 120 ou 144 metades de células solares, de acordo com a potência elétrica de saída (ZANESCO, 2021). Atualmente, 80% dos módulos fotovoltaicos comercializados no mundo são fabricados com meias células, como mostra a Figura 2, sendo que, deste percentual, 60% são constituídos por 144 meias células, conforme apresentado na Figura 3 (ITRPV, 2021).

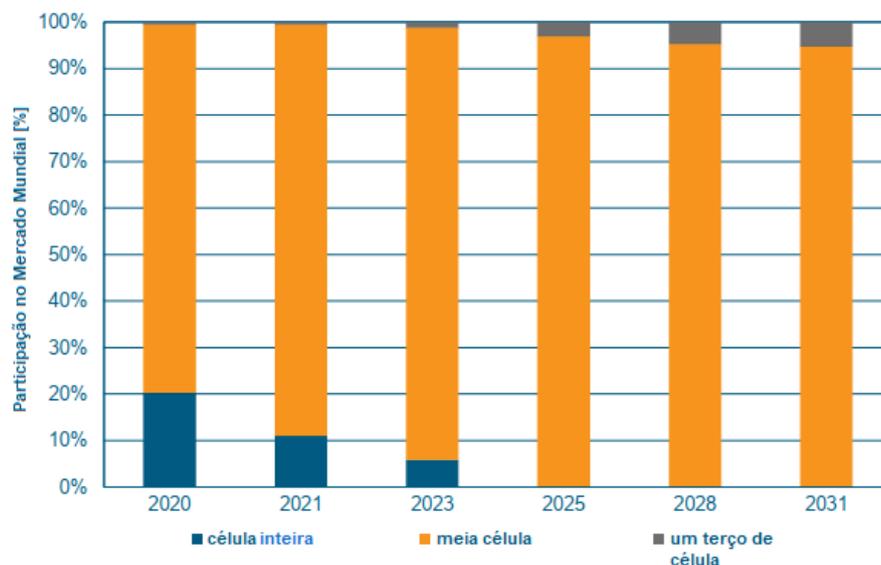


Figura 2: Percentual do mercado mundial dos módulos fotovoltaicos formados com meias células.

Adaptado de ITRPV, (2021).

De acordo com a Figura 2, participação dos módulos FVs com meias células no mercado mundial tende a alcançar seu pico em 2025, quando a comercialização de módulos com células inteiras será nula e o mercado de módulos com um terço de células solares começará a se expandir.

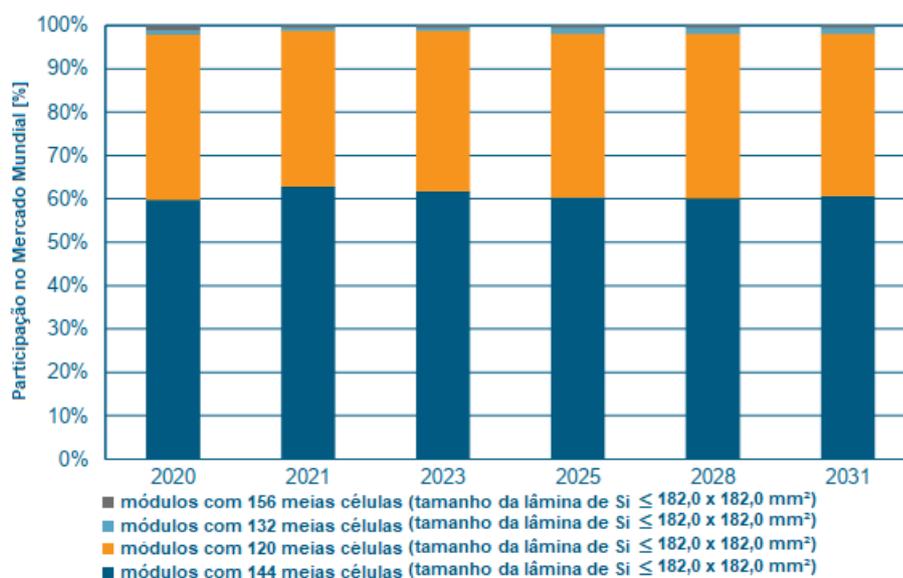


Figura 3: Participação no mercado mundial dos tipos de módulos com meias células. Adaptado de

ITRPV (2021).

Os módulos com 144 meias células manterão a participação de em torno de 60% do mercado, bem como os módulos com 120 meias células tendem a manter cerca de 40% da participação no mercado. Módulos com 156 e 132 meias células têm pequena participação.

Além das exigências elétricas e mecânicas, as células solares em um módulo fotovoltaico devem ser protegidas de intempéries, umidade e em um dispositivo que possa ser limpo, caso seja necessário. A Figura 4 demonstra as partes de um módulo fotovoltaico (ZANESCO, 2021).

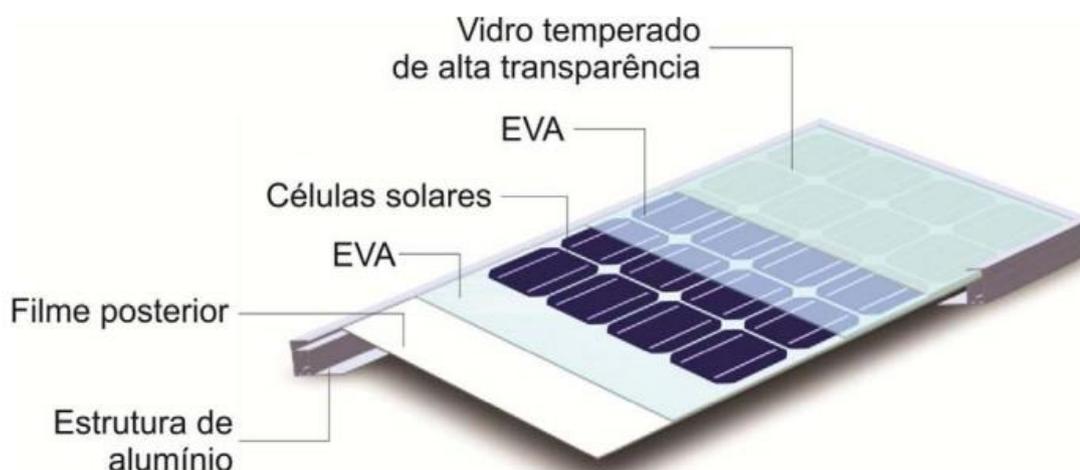


Figura 4: Estrutura básica de um módulo fotovoltaico (Adaptado de ZanESCO *et al.*, 2014).

O vidro temperado de alta transparência é utilizado como proteção para as células solares, uma vez que é capaz de resistir à choques mecânicos e intempéries, ao mesmo tempo que não é afetado pela radiação ultravioleta, mantendo sua transparência e permitindo que a radiação solar chegue nas células com baixa perda por reflexão e absorção. Para encapsular as células solares e formar o módulo fotovoltaico, é utilizado o EVA (acetato de vinila), responsável por realizar o acoplamento óptico entre as células solares e o vidro. O encapsulamento protege as células solares contra a umidade e outros agentes ambientais prejudiciais à durabilidade das mesmas e proporciona estrutura mecânica ao módulo fotovoltaico. O filme posterior, usualmente em Tedlar®, serve como isolante elétrico para o conjunto de células solares, bem como também ajuda a proteger contra a umidade. Para completar a estrutura do módulo fotovoltaico, uma moldura, geralmente em

alumínio anodizado, é utilizada, facilitando a fixação na instalação, contribuindo com a estrutura mecânica ao mesmo tempo que não causa grande aumento de massa ao conjunto (HINCAPIÉ, 2015; ZANESCO e MOEHLECKE, 2012; SANTOS JR., 2008).

## **2.2. Curva da Corrente Elétrica em Função da Tensão Elétrica**

O módulo fotovoltaico (FV) é o dispositivo responsável por absorver a radiação solar por meio das células solares e transformá-la em energia elétrica, com determinada corrente e tensão elétrica, sendo o principal componente do sistema fotovoltaico (SF). O módulo é, geralmente, definido pela sua potência de pico, dada em  $W_P$ , mas há, também, uma série de características específicas de um módulo FV que devem ser conhecidas para caracterizar o módulo FV e instalá-lo na aplicação desejada.

A curva I-V é a representação da corrente elétrica produzida por um módulo fotovoltaico ou célula solar em função da tensão elétrica aplicada, em condições preestabelecidas de temperatura e irradiância. A medição da curva I-V de uma célula solar ou módulo fotovoltaico é realizada segundo as normas internacionais estabelecidas, que possibilitam a comparação entre os dispositivos (XIAO e ZHU, 2020). De acordo com a norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) 60904-3 (2019), a potência de pico de um módulo é dada nas condições padrões de medição, as quais são irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$  com espectro padrão para AM1,5G e temperatura de célula solar de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

A célula fotovoltaica ideal fornece toda a corrente elétrica produzida à carga externa, porque a resistência em série seria zero e a paralelo seria infinita. No entanto, as células solares apresentam resistência elétrica, as quais não são nulas. Considerando a resistência em série e em paralelo, tem-se o circuito equivalente demonstrado na Figura 5 (MARKVART e CASTAÑER, 2005; CIEMAT, 2011).

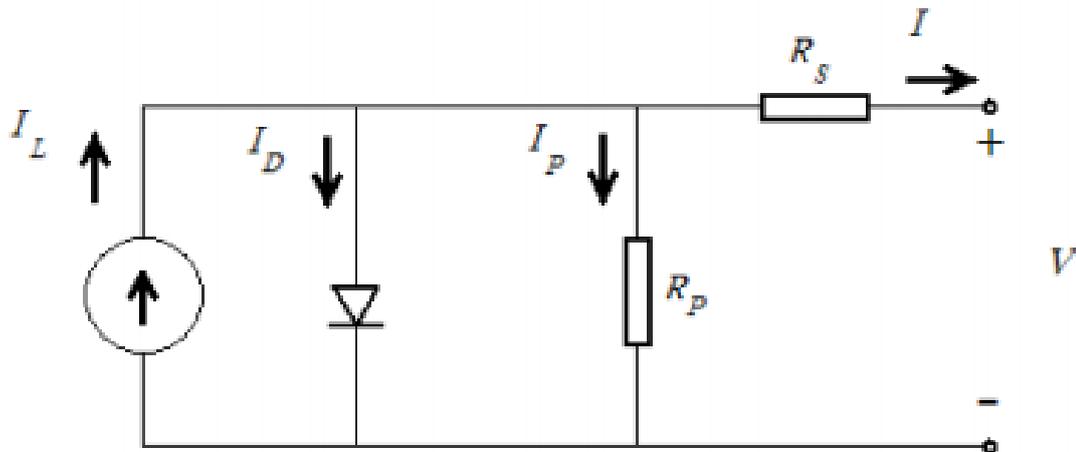


Figura 5: Circuito equivalente da célula fotovoltaica (Adaptado de YU; HUANG; XU, 2019; MARKVART; CASTAÑER, 2005).

Na Figura 5,  $I_L$  é a corrente elétrica fotogerada,  $I_D$  é a corrente de saturação do diodo,  $R_S$  é a resistência em série e  $R_P$  é a resistência em paralelo. A Equação 2.1 representa a curva I-V da célula solar e mostra a influência das variáveis do circuito equivalente (LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994; GREEN, 1995).

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp \left( \frac{e(V + IR_S)}{mkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (2.1)$$

Na Equação 2.1, tem-se que  $I_0$  é a corrente reversa de saturação do diodo,  $e$  é a carga do elétron,  $V$  a tensão elétrica da célula fotovoltaica,  $k$  é a constante de Boltzmann e  $T$  é o valor da temperatura em kelvin da célula solar.

A curva I-V de um módulo fotovoltaico é o resultado da associação elétrica em série e/ou em paralelo das células solares. Assim sendo, a Equação 2.1 representa também o comportamento da curva I-V de um módulo fotovoltaico (PARTAIN, 1995).

A Figura 6 mostra a curva I-V característica de uma célula solar comercial. Uma das principais informações da curva I-V é o ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ), representado na Figura 6. Também é possível notar que a máxima tensão, a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) e a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ) são ligeiramente superiores à tensão elétrica no ponto de máxima potência ( $V_{MP}$ ) e à corrente no ponto de máxima potência ( $I_{MP}$ ). Isso ocorre, pois, a área do retângulo dado por  $P_{MP} = V_{MP} \times I_{MP}$  é a maior para qualquer ponto da curva I-V (GRAY, 2003).

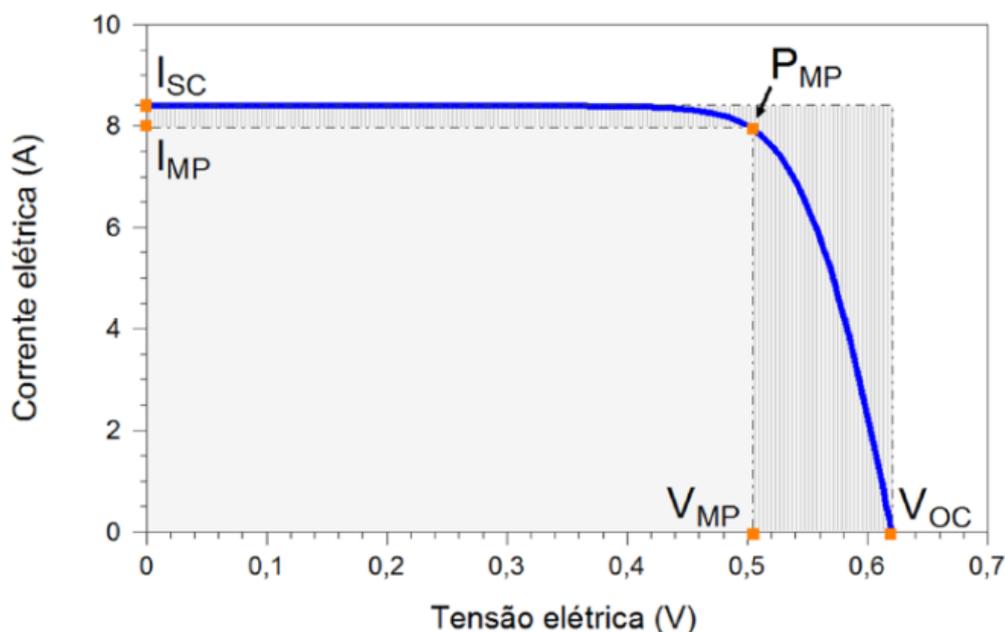


Figura 6: Curva I-V característica de uma célula solar (Adaptado de Moehlecke e Zanesco, 2003).

Já o retângulo definido por  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$  traz um meio de caracterizar o ponto de máxima potência pelo fator de forma (FF). Especificamente é a razão entre as áreas dos retângulos que correspondem ao ponto de máxima potência e o retângulo formado com os valores máximos de corrente ( $I_{SC}$ ) e tensão elétrica ( $V_{OC}$ ) e é dado pela Equação 2.2 (GRAY, 2003; LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994; MARKVART e CASTAÑER, 2005).

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (2.2)$$

Deste modo, é possível determinar a eficiência de conversão ( $\eta$ ) de energia solar em energia elétrica de uma célula solar ou módulo fotovoltaico, que é definida pela Equação 2.3 (GRAY, 2003; LUQUE, 1989; GREEN, 1982):

$$\eta = \frac{P_{MP}}{P_{IN}} = \frac{FF V_{OC} I_{SC}}{P_{IN}} \quad (2.3)$$

onde  $P_{IN}$  é a potência da irradiância incidente no dispositivo nas condições padrão de medição. A eficiência pode ser descrita como a razão entre a máxima potência elétrica que a célula solar pode entregar e a potência da irradiância incidente.

### 2.3. Características do Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é caracterizado por parâmetros físicos, mecânicos e elétricos. Os parâmetros físicos e mecânicos especificam o tipo, estrutura e dimensões da célula solar que constitui o módulo, a configuração e quantidade de células solares no módulo fotovoltaico, as dimensões, massa e material da estrutura do módulo FV, bem como os métodos de proteção da caixa de junção, entre outros fatores. Já os dados elétricos são aqueles que caracterizam o dispositivo quanto à potência nominal máxima ( $P_{MP}$ ) tensão de máxima potência ( $V_{MP}$ ), corrente de máxima potência ( $I_{MP}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), eficiência do módulo ( $\eta$ ), entre outros parâmetros.

A potência produzida por um módulo FV depende de muitos fatores, como irradiância solar, espectro solar, temperatura e a eficiência do módulo FV (SUN *et al.*, 2020). As informações disponibilizadas pelos fabricantes, incluindo a eficiência dos módulos, são dadas nas condições padrão de medição. No entanto, estas informações não condizem com a realidade da maioria dos locais de aplicação, bem como são influenciadas pelas condições climáticas, caminho óptico dos raios solares na atmosfera ao longo do ano e temperatura de operação do módulo FV, que pode passar de 70 °C em países com temperaturas médias mais elevadas. Conseqüentemente, a eficiência de um módulo fotovoltaico é menor em condições reais quando comparada com as condições padrão de medição.

Para se obter parâmetros mais condizentes com a realidade, as folhas de dados de módulos FVs trazem informações na temperatura nominal de operação da célula solar (NOCT - *nominal operating cell temperatura*) e/ou na temperatura nominal de operação do módulo fotovoltaico (NMOT - *nominal module operating temperature*). Os parâmetros NOCT ou NMOT consideram a irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, espectro padrão AM1,5G, temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s. Nestas condições, a temperatura dos módulos fotovoltaicos é de 40 °C a 50 °C, segundo a norma IEC 61215 (2005). Já os parâmetros na NMOT seguem as mesmas características ambiente, mas considera algumas mudanças na aquisição de dados, conforme Tabela 1.

Tabela 1: Comparação de requisitos entre NOCT e NMOT, onde  $G$  é a irradiância incidente,  $T_A$  é a temperatura ambiente,  $V_{VENTO}$  é a velocidade do vento,  $T_C$  é a temperatura da célula,  $T_{MÓDULO}$  é a temperatura do módulo,  $\Delta T$  é a variação de temperatura. Adaptado de IEC (2005, 2016).

NOCT, IEC 61215 (Ed. 2)	NMOT, IEC 61215 (Ed. 3)
Intervalo de aquisição de dados $\leq 5$ s	Intervalo de aquisição de dados $< 5$ s
Medição $T_A$ , $G$ , $V_{VENTO}$ , direção do vento, $T_C$ (em 2 pontos)	Medição $T_A$ , $G$ , $V_{VENTO}$ , $T_{MÓDULO}$ (em 4 pontos)
Rejeitam dados se: $G < 400$ W/m <sup>2</sup> ; 10 minutos após variação de $G > 10\%$ em 10 minutos de intervalo; dias sem dados antes e depois do meio-dia solar.	
Rejeita $V_{vento} < 0,25$ ms e $> 1,75$ ms	Não tem limite para faixa de $V_{VENTO}$
Rejeita 10 minutos de dados após $V_{VENTO} > 4$ m/s	Rejeita 10 minutos de dados se $V_{VENTO}$ extrapolar $-50\%/+200\%$ da média de 10 minutos de medição
$T_A$ limitada a $20 \pm 15$ °C Faixa limite de 5 °C por dia	Sem restrição para $T_A$
Sem rejeições de dados baseadas na $T_C$	Rejeita temperatura do sensor se $\Delta T > 5$ °C da média dos outros três sensores
Rejeita direção do vento se $\pm 20^\circ$ a leste ou oeste	Sem restrições de direção do vento
Rejeita todos os dados se a faixa $G$ é $< 300$ W/m <sup>2</sup>	Reune dados sob a faixa das condições ambiente
NOCT calculada pela média de 3 dias separados	NMOT pode ser calculada pela combinação de múltiplos dias
Sem requerimento de limpeza dos módulos	Limpeza diária dos módulos
NOCT = $(T_C - T_A) + 20$ °C + fator de correção (depende da velocidade média do vento e temperatura ambiente)	NMOT = $(T_{MÓDULO} - T_A) + 20$ °C Sem fator de correção por condições ambientais

A partir da folha de dados fornecida pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos, é possível conhecer as propriedades elétricas nas condições padrão de medição, NOCT e NMOT, dependendo de qual padrão o fabricante segue. Por exemplo, o fabricante ZNSHINESOLAR, para o módulo modelo ZXP6-72 330/P, com 72 células solares monofaciais de silício multicristalino, adota as características elétricas na NMOT, conforme mostra a Tabela 2.

Tabela 2: Características elétricas do módulo ZNSHINESOLAR ZXP6-72 330/P. Adaptado de ZNSHINESOLAR.

	Condições Padrão	NMOT
<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	330	244
<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	37,5	35,2
<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	8,8	6,93
<b>V<sub>OC</sub> (V)</b>	46,8	43,1
<b>I<sub>SC</sub> (A)</b>	9,16	7,42

No exemplo do módulo FV da Tabela 2, a NMOT é de  $(45 \pm 2)$  °C. É possível perceber uma diferença de 35 % na potência máxima medida nas condições padrão e NMOT.

No caso do módulo do fabricante CanadianSolar, modelo CS6U-330P, também com 72 células solares monofaciais de silício multicristalino, foram adotadas características elétricas na NOCT, conforme apresenta a Tabela 3. Neste caso, com a temperatura nominal de operação da célula é de  $(43 \pm 2)$  °C e nota-se uma diferença de 36% na potência nominal.

Tabela 3: Características elétricas do módulo CanadianSolar CS6U-330P. Adaptado de CanadianSolar.

	Condições Padrão	NOCT
<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	330	242
<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	37,2	34,2
<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	8,88	7,08
<b>V<sub>OC</sub> (V)</b>	45,6	42,5
<b>I<sub>SC</sub> (A)</b>	9,45	7,63

## 2.4. Influência da Temperatura de Operação na Curva Característica I-V

A partir da Equação 2.1 é possível notar que o comportamento da curva da corrente elétrica em função da tensão aplicada de uma célula solar é influenciado pela temperatura. A Figura 7 mostra a influência da temperatura na curva característica I-V de um módulo fotovoltaico, onde se verifica que os valores de tensão de circuito aberto são mais afetados pela temperatura do que os valores de corrente de curto-

circuito. Para Ayompe *et al.* (2009), a potência no ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ) decai entre 0,3% e 0,4% a cada 1 °C de acréscimo na célula solar acima das condições padrões de teste (STC).

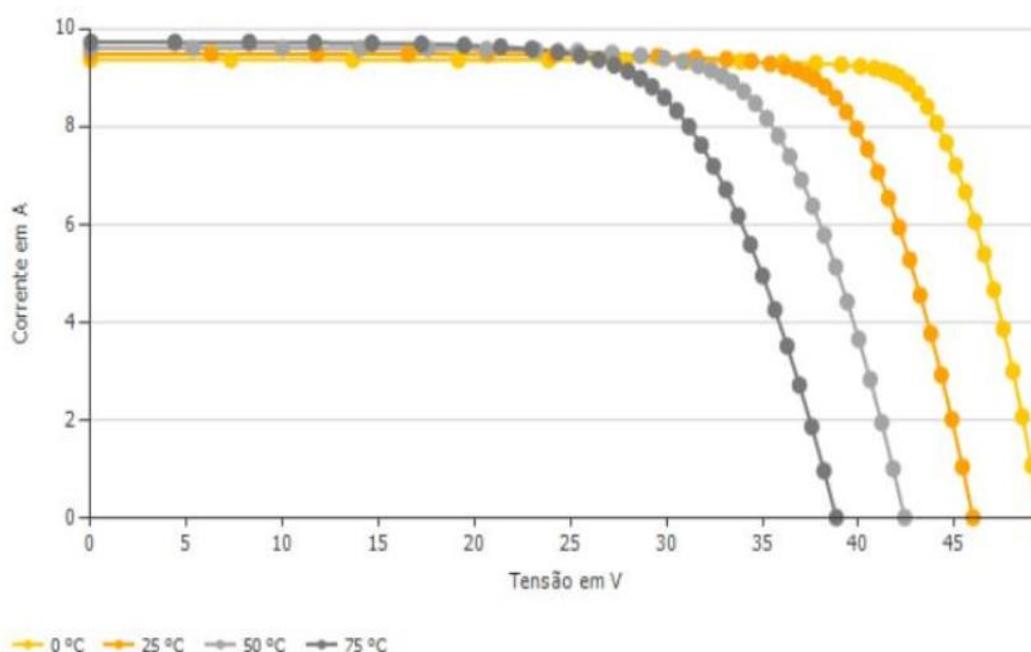


Figura 7: Influência da temperatura na curva I-V de um módulo fotovoltaico. (Adaptado de TOLEDO, 2019)

Alguns fabricantes especificam a taxa de perda de tensão de circuito aberto, corrente de curto-circuito e potência elétrica em função da variação de temperatura do módulo fotovoltaico. Estes parâmetros são conhecidos como coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, da corrente de curto-circuito e da potência. A Tabela 4 mostra os coeficientes de temperatura de módulos fotovoltaicos com diferentes estruturas de células solares de silício cristalino, tais como de silício monocristalino PERC (módulos da série HiKu CS3W, da CanadianSolar), de silício multicristalino PERC (módulo da série ZXP6-HLD144 da ZNSHINESOLAR), e de silício monocristalino PERC tipo-p (módulo Tiger PRO 72HC da JinkoSolar).

Tabela 4: Coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, da corrente de curto-circuito e da potência elétrica de módulos fotovoltaicos com diferentes estruturas de células solares de silício cristalino.

Tipo de célula e módulo	Coeficiente de Temperatura		
	Potência máxima	Tensão de circuito aberto	Corrente de curto-circuito
<b>PERC MONOCRISTALINO</b>	-0,35 % / °C	-0,27 % / °C	0,05 % / °C
<b>PERC MULTICRISTALINO</b>	-0,39 % / °C	-0,31 % / °C	0,06 % / °C
<b>PERC MONOCRISTALINO TIPO-P</b>	-0,35 % / °C	-0,28 % / °C	0,048 % / °C

A partir da Tabela 4 percebe-se uma pequena diferença entre os coeficientes de temperatura dos módulos FVs apresentados. No coeficiente de temperatura da potência máxima, a maior variação percentual ocorre no módulo tipo PERC multicristalino. Neste caso, o coeficiente de temperatura da potência é de -0,39 % / °C, enquanto os módulos cujas células são do tipo PERC monocristalino e de silício monocristalino tipo-P, este coeficiente é de -0,35 %. Para o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto, a menor variação ocorre no módulo com células solares tipo PERC monocristalino, com -0,27 % / °C, enquanto o módulo PERC multicristalino apresenta -0,31 % / °C e o módulo com células de silício tipo p apresenta -0,28 % / °C. O coeficiente de temperatura na corrente de curto-circuito tem valor positivo e chega a ser 7,2 vezes menor, sendo da ordem de 0,048 % / °C a 0,06 % / °C, com o menor valor para o módulo cujas células são monocristalinas tipo-P e o maior, do tipo PERC multicristalino.

## 2.5. Perda de Energia por Aumento da Temperatura de Operação

Mishra *et al.* (2021) afirmam que é possível conhecer a influência da temperatura em alguns parâmetros de um sistema fotovoltaico e, assim, investigar o quanto isso influencia no seu desempenho. Em muitos casos, amenizar os efeitos da temperatura ambiente nos módulos de um sistema FV, seja com a previsão de passagem de ar sob os módulos ou com outras formas de favorecer a troca de calor do módulo FV com o ambiente, leva a um aumento na produtividade do sistema.

De acordo com Dahmoun *et al.* (2021), a influência da temperatura na produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico pode causar uma diminuição no desempenho global em cerca de 14% em meses mais quentes em comparação com os meses mais frios, dependendo da região onde este esteja instalado. Neste estudo, a média mais baixa da temperatura ambiente foi de 15,5 °C no mês de dezembro e de 37,6 °C no mês de julho, por se tratar de um sistema fotovoltaico no hemisfério norte.

A perda de energia elétrica ( $L_T$ ) em kWh resultante da variação da temperatura de operação da célula solar em relação à temperatura nas condições padrão pode ser calculada com a Equação 2.4 (UEDA *et al.*, 2007):

$$L_T = E_{AT} - E_A \quad (2.4)$$

Onde  $E_A$  (kWh) é a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico e  $E_{AT}$  (kWh) é a energia do sistema fotovoltaico, corrigida para a temperatura dos módulos fotovoltaicos nas condições padrão de medição de 25 °C, que é dada pela Equação 2.5 (UEDA *et al.*, 2009).

$$E_{AT} = \frac{E_A}{\eta_{tem}} \quad (2.5)$$

O coeficiente de perda de energia por temperatura ( $\eta_{tem}$ ) é calculado pela Equação 2.6, onde  $\beta$  é o coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico para a  $P_{MP}$  e  $T_C$  é a temperatura do módulo FV (KYMAKIS *et al.*, 2009).

$$\eta_{tem} = 1 - \beta(T_C - 25) \quad (2.6)$$

## 2.6. Influência da Irradiância na Curva Característica I-V

Irradiância é a potência por unidade de área da radiação solar incidente em uma superfície, dada em  $W/m^2$  (DUFFIE e BECKMAN, 2013). A interação da irradiância com a atmosfera origina a componente difusa. Portanto, na superfície terrestre, incide

irradiância solar direta e difusa. A soma das duas componentes resulta na irradiância total. A Figura 8 mostra a relação entre a irradiância solar espectral e o comprimento de onda.

A irradiância solar extraterrestre tem o valor de  $1367 \text{ W/m}^2$  e é também chamada de constante solar, enquanto a irradiância solar global (incidente em uma superfície horizontal) na superfície da Terra chega a um valor máximo da ordem de  $1000 \text{ W/m}^2$ . A maior parte da energia solar encontra-se no espectro visível, entre  $0,4 \mu\text{m}$  e  $0,8 \mu\text{m}$ , respondendo por cerca de 50% da energia incidente, enquanto que o espectro ultravioleta (UV) responde por 6% e o infravermelho por 44% (GREEN, 1982; GREENPRO, 2004; DUFFIE e BECKMAN, 2013).

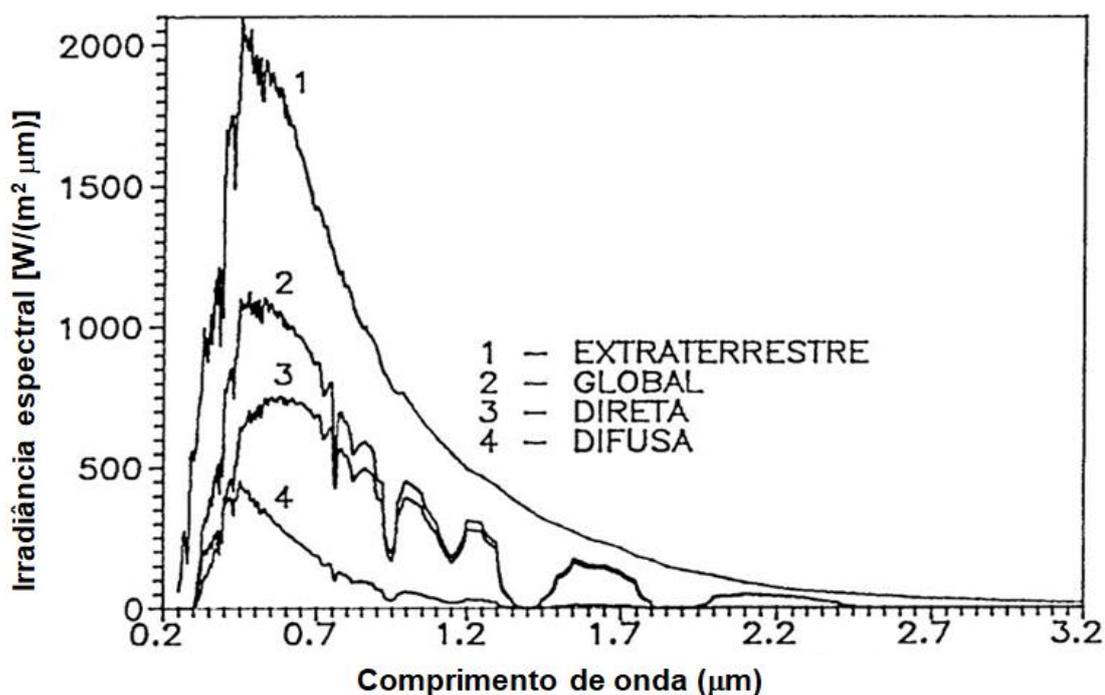


Figura 8: Irradiância espectral. Adaptado de ZANESCO e KRENZINGER (1993).

A componente direta da irradiância solar é aquela que atinge a superfície da Terra vinda diretamente do Sol, resultando em sombras bem definidas sob qualquer objeto. A componente difusa sofre o espalhamento devido aos componentes da atmosfera, como nuvens, partículas de poluição e gases. Em dias limpos, há prevalência da radiação solar direta. Nos dias nublados e encobertos, a radiação difusa é a que predomina (GREENPRO, 2004; DUFFIE e BECKMAN, 2013; WANG,

2018). São diversas as variáveis que causam efeitos na irradiância espectral, sendo elas a massa de ar (calculada pelo ângulo solar), nuvens, turbidez (efeitos aerossóis), precipitação de vapor de água, refletância da superfície e quantidade de ozônio (IQBAL, 1983). A Figura 9 ilustra as componentes da radiação solar.

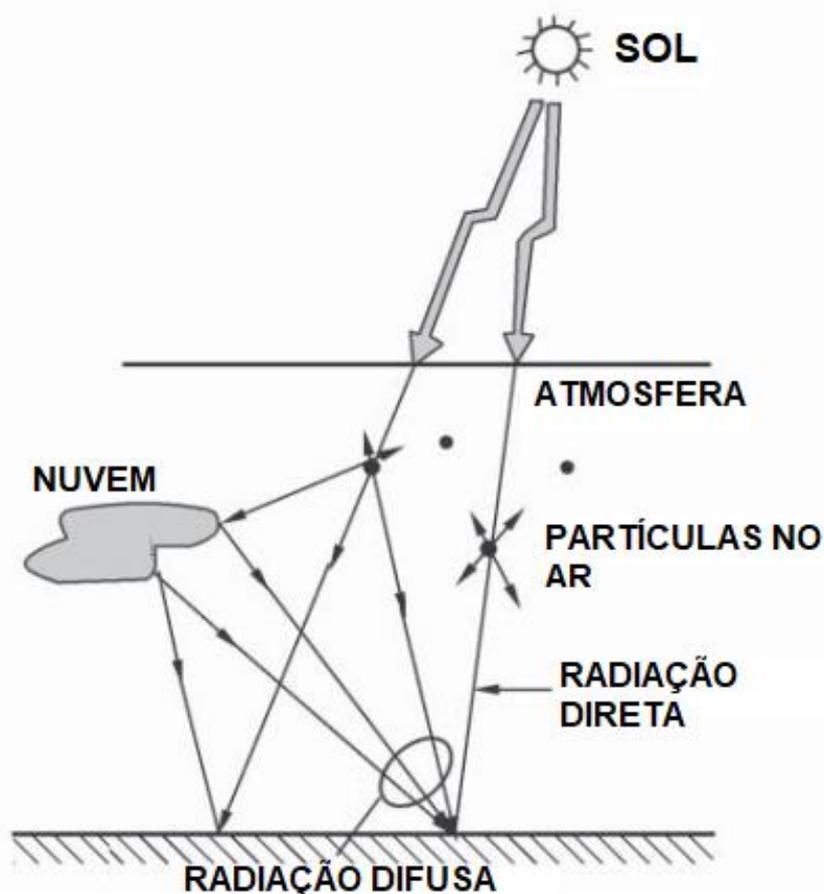


Figura 9: Esquema da interação da radiação solar com a atmosfera terrestre. Adaptado de WANG (2018).

A irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos tem uma grande influência na curva I-V, principalmente no que se refere à corrente elétrica produzida. A corrente de curto-circuito é a máxima corrente produzida pelo módulo FV e ela é diretamente proporcional à irradiância incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto varia de forma logarítmica, desde que mantida a temperatura do módulo. A Equação 2.7 mostra a relação da corrente de curto-circuito em função da irradiância incidente de um módulo FV ou célula solar (CIEMAT, 2011; DUFFIE e BECKMAN, 2013; GREEN, 1995; LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994).

$$I_{SC} = I_{SC(STC)} \times \frac{G}{1000} \quad (2.7)$$

Onde  $I_{SC(STC)}$  é a corrente de curto-circuito do módulo FV nas condições padrão de medição,  $G$  é a irradiância incidente no módulo FV, em  $W/m^2$  e 1000 é a irradiância nas condições padrão de medição, em  $W/m^2$ .

Como resultado da Equação 2.7, a Figura 10 mostra a curva I-V de um módulo quando submetido a diferentes irradiâncias, onde é possível perceber que a principal influência é na corrente elétrica, e conseqüentemente, na potência de um módulo com a variação de  $G$ .

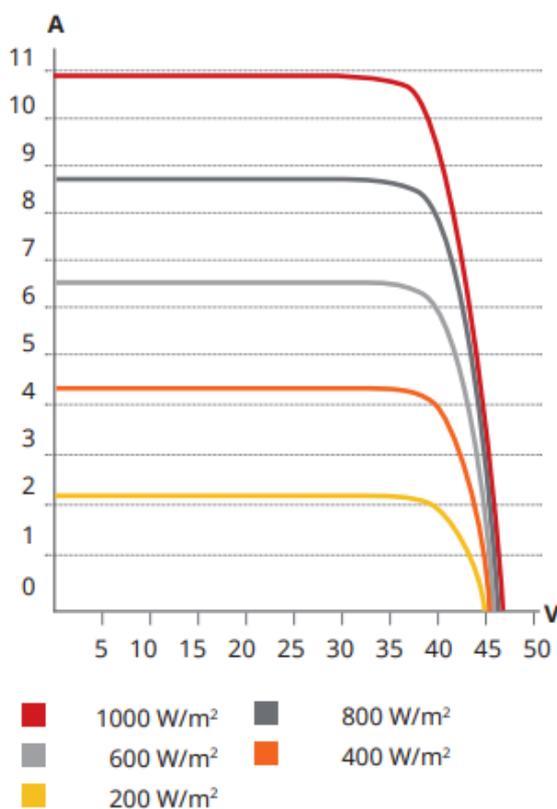


Figura 10: Curva I-V de um módulo fotovoltaico sob diferentes valores de irradiância. Adaptado de Canadian Solar.

## **3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**

### **3.1. Regulamentação no Brasil**

Os SFCRs foram regulamentados pela Resolução 482 da Aneel (2012), que estabeleceu critérios para a conexão de microgeração e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica, dentre as quais pode-se destacar a proibição de operação ilhada do sistema, o qual deve ser desativado em caso de falta de energia elétrica por parte do agente de distribuição.

A Resolução Normativa 687 (ANEEL, 2015) define que a microgeração distribuída é aquela em que a central produtora possui potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza cogeração qualificada, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes de energia renovável e está conectada à rede elétrica de distribuição. Já a minigeração é aquela em que a central possui potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e demais fontes de energia renovável.

Além da capacidade instalada, a microgeração distribuída pode ser enquadrada em diferentes tipos de instalações, tais como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e o autoconsumo remoto. O empreendimento com múltiplas unidades consumidoras caracteriza-se pelo consumo individual de energia elétrica, onde cada fração individual constitui uma unidade consumidora. Nestas instalações, as áreas comuns constituem outra unidade consumidora, sob responsabilidade de uma administração central, como um condomínio, desde que as unidades consumidoras estejam localizadas na mesma propriedade ou propriedades contíguas. A geração compartilhada é a reunião de consumidores de uma mesma área de concessão ou permissão de distribuição de energia elétrica, formando consórcio ou cooperativa, na qual uma unidade consumidora tenha microgeração ou

minigeração distribuída em local distinto das unidades consumidoras onde a energia elétrica produzida excedente será compensada. Já o autoconsumo remoto é caracterizado pela produção de energia elétrica distribuída em uma localidade e a compensação desta se dá em outra, desde que em mesma área de concessão ou permissão e inscritas sob mesma pessoa física ou jurídica (ANEEL, 2015).

Em 2019, o projeto de lei (PL) nº 5829/2019, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída no Brasil, o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) e o programa de energia renovável social (PERS), foi discutido. O PL nº 5829/2019, transformado na Lei Ordinária 14300/2022, visa regulamentar a geração distribuída e altera a Resolução Normativa 487 de 2012, bem como sua atualização, a Resolução Normativa 687 de 2015 em diversos pontos, sendo os principais elencados abaixo (BRASIL, 2020):

- Alteração dos limites de potência instalada para minigeração, considerando as potências entre 75 kW e 5 MW para fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para fontes não despacháveis. Esta alteração reduz o limite de potência de boa parte dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, pois é considerada despachável a energia elétrica produzida por sistemas fotovoltaicos com baterias, capazes de modular a produção por meio do armazenamento de, pelo menos, 20% da capacidade mensal de produção, sendo despachados por controlador remoto ou local;
- Valor da compensação: a legislação atual considera todas as componentes da tarifa para compensação, enquanto a Lei 14300/2022 exclui da TUSD (tarifa de uso do sistema de distribuição) Fio B;
- Regra de transição: os sistemas de micro e minigeração distribuída protocolados antes do início da regra (12 meses após a publicação da lei, caso ocorra), permanecerão sob a legislação da REN 482/2012 até 31 de dezembro de 2045. Aqueles protocolados após o início da nova regra, terão que pagar a TUSD Fio B de forma escalonada por seis anos, até alcançar 100% desta componente tarifária ao final deste período.

### 3.2. Componentes do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) de geração distribuída são aqueles em que a energia elétrica produzida e não consumida na edificação é entregue à rede elétrica. Nestes sistemas é necessário o uso de inversores adequados aos padrões exigidos no que diz respeito à qualidade da energia elétrica e de segurança (MESSENGER e VENTRE, 2004). Especificamente, um sistema fotovoltaico conectado à rede é composto por dois blocos, sendo um bloco de produção de energia elétrica e um bloco de condicionamento de potência. O bloco de produção é composto pelo arranjo fotovoltaico, com os módulos associados em diferentes configurações, cabeamento elétrico para interligação entre os módulos FVs e a estrutura de suporte. Já o bloco de condicionamento de potência é composto por inversores e demais dispositivos responsáveis pela proteção, supervisão e controle (ZILLES *et al.*, 2012). A Figura 11 mostra um exemplo de sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.

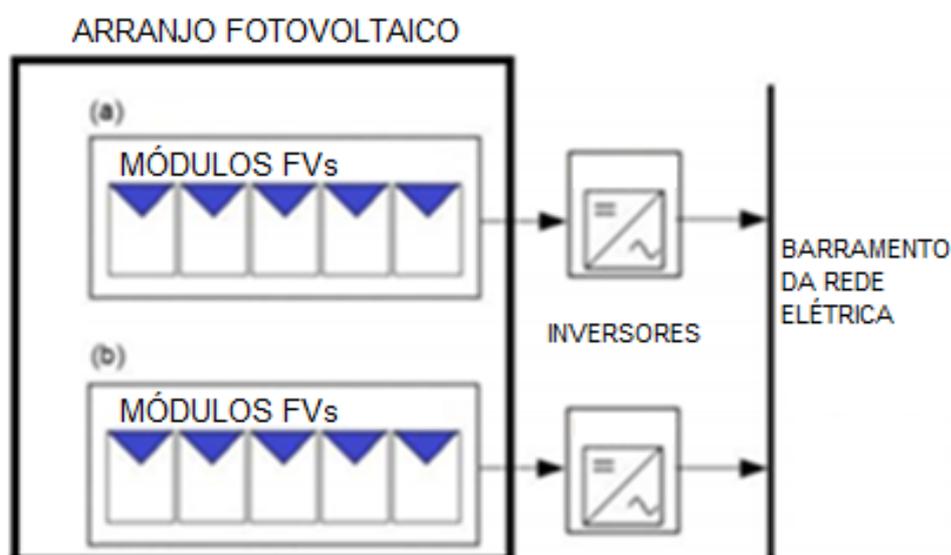


Figura 11: Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. (Adaptado de GREENPRO, 2004).

### 3.3. O Inversor

Além do módulo fotovoltaico, o inversor é outro importante componente de um sistema FV, o qual é responsável por converter a tensão e corrente elétrica contínuas produzida pelo arranjo fotovoltaico em corrente e tensão alternadas nas mesmas condições de níveis de tensão e frequência da rede elétrica na qual o sistema FV está conectado. Também é função dos inversores prover a proteção, monitoramento, sincronização e desconexão do sistema fotovoltaico conectado da rede, quando necessário (WOYTE *et al.*, 2000).

Shema *et al.* (2011) consideram que o inversor é um componente crítico para um sistema fotovoltaico, uma vez que é responsável pelo fluxo de energia elétrica entre o arranjo fotovoltaico, baterias (quando aplicável) e carga elétrica. Tanto em sistemas conectados à rede quanto em sistemas fotovoltaicos isolados é necessária a conversão da tensão/corrente elétrica contínua em alternada, uma vez que esta é a forma comercialmente viável, na maioria das vezes. Este componente é desenvolvido para ser utilizado com diferentes faixas de tensão elétrica, potência e topologias para as mais variadas aplicações.

Para sistemas FVs conectados à rede, os inversores devem injetar a energia excedente na rede elétrica, devendo este ser munido de proteções para casos de funcionamento anormal ou falhas, incluindo a proteção de desconexão automática do sistema fotovoltaico da rede de distribuição de energia elétrica caso esta venha a ser desligada, impedindo a injeção de energia elétrica na rede. Os inversores também devem direcionar todo o excedente da produção do sistema FV para a rede elétrica (WANG, 2018).

Uma vez conectado à rede, o inversor fará a regulação da tensão elétrica e do ângulo de fase entre sua saída e o sistema de distribuição de energia elétrica. Quando a fase da tensão elétrica do inversor está atrasada em relação à rede, a energia será transmitida no sentido do inversor para a rede, caso contrário, quando a fase da tensão do inversor está adiantada, o fluxo de potência segue da rede para o inversor. A Figura 12 demonstra a disposição do inversor em um sistema FV interligado à rede elétrica (SHEMA *et al.*, 2011; WANG, 2018). Em alguns casos, é necessário um transformador de tensão elétrica.

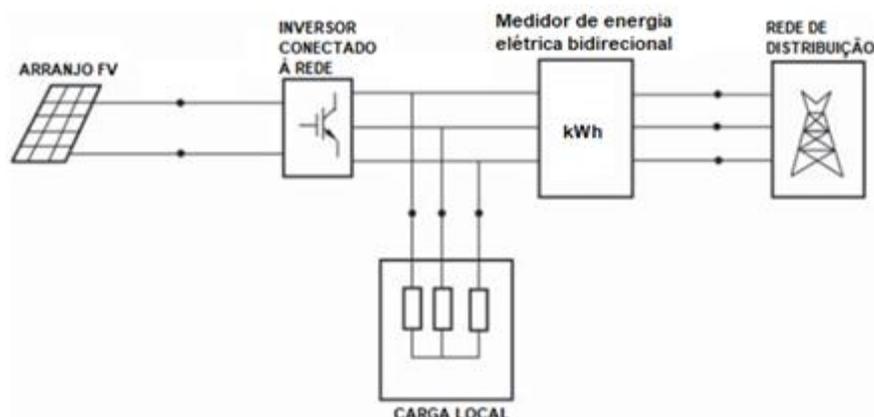


Figura 12: Disposição do inversor em um sistema fotovoltaico conectado à rede. (Adaptado de WANG, 2018).

São necessárias algumas características nos inversores para que estes desempenhem, de forma satisfatória e segura, a função de conexão e intercâmbio de energia entre o sistema FV, consumidor e rede elétrica, tais como (CIEMAT, 2011; WANG, 2018):

- Fornecer saída em onda senoidal o mais semelhante possível à da rede, não podendo conter componentes c.c., bem como não deve introduzir harmônicas na rede elétrica;
- Ter uma alta eficiência mesmo sob grandes variações de carga e corrente/tensão elétrica, devido a variação da irradiância solar e temperatura;
- Manter o sistema FV operando no ponto de máxima potência;
- Para a microgeração distribuída, da mesma maneira que em sistemas fotovoltaicos instalados em residências, o inversor deve ser de pequeno porte e alta confiabilidade.

### 3.4. Parâmetros de Comparação de Sistemas Fotovoltaicos

Alguns parâmetros são utilizados para comparação de sistemas fotovoltaicos, como forma de avaliar o desempenho do sistema sob diferentes condições climáticas e localizações geográficas bem como com diferentes orientações e inclinações dos módulos FVs entre outros fatores. As condições durante o funcionamento do sistema FV se diferenciam das condições padrão de medição, nas quais os módulos são

submetidos na certificação, como, por exemplo, a variação de energia elétrica produzida pelo arranjo fotovoltaico no inverno e no verão, estações do ano onde a irradiância solar é diferente, bem como a temperatura ambiente e dos módulos FVs. Os parâmetros mais utilizados para a comparação de sistemas FVs são a produtividade do sistema FV ( $Y_F$  - *yield*), desempenho global (PR – *performance ratio*), a eficiência global do sistema ( $\eta_s$ ) e o fator de capacidade (FC) (LORENZO, 2014; GREENPRO, 2004).

A produtividade ( $Y_F$ ) do sistema FV é a relação entre a energia elétrica produzida em um determinado período e disponibilizada à carga e a potência nominal do arranjo fotovoltaico. É expressa em kWh/kW<sub>P</sub> ou simplesmente em horas. Este valor representa o número de horas que o sistema deveria operar com a potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia no período. A partir da Equação 3.1 pode-se determinar a produtividade do sistema FV (SCHMID e SCHIMIDT, 2003); (LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994):

$$Y_F = \frac{1}{P_{STD}} \frac{1}{T} \int_T P_F(t) dt \quad (3.1)$$

Onde  $P(t)$  é a potência entregue pelo sistema no instante  $t$ ,  $P_{STD}$  é a potência instalada e medida nas condições padrão e  $T$  é o período de integração.

O desempenho global do sistema FV considera as perdas ocorridas durante o processo de produção de energia elétrica. É um parâmetro que possibilita comparar sistemas FVs e permite ao proprietário/consumidor determinar se a instalação do sistema FV está dentro das expectativas (STRAUCH; MOORE; COLLINS, 2010). A Equação 3.2 mostra o cálculo do desempenho global de um sistema FV (LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994):

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (3.2)$$

Onde  $Y_F$  é a produtividade do sistema e  $Y_R$  é a produtividade de referência.

A produtividade de referência é a razão entre a irradiação no plano do arranjo fotovoltaico em um período de tempo e a irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>. Pode ser interpretada como o número de horas com irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup> (ZILLES *et al.*, 2012). A produtividade de referência pode ser obtida a partir da Equação 3.3 (LORENZO, 2014):

$$Y_R = \frac{1}{T} \int_T G(t) dt \quad (3.3)$$

Outra forma de conhecer o desempenho global do sistema FV é utilizando a Equação 3.4, tendo como base as Equações 3.5 e 3.6 (ZILLES *et al.*, 2012; LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994).

$$PR = \frac{E_{ESP}}{H_{ESP}} \times 100\% \quad (3.4)$$

$$E_{ESP} = \frac{E_A}{P_{STD}} \quad (3.5)$$

$$H_{ESP} = \frac{H}{G_{STD}} G_{STD} \quad (3.6)$$

Onde  $E_A$  é a energia elétrica produzida,  $H$  é a irradiação no plano do arranjo fotovoltaico no período considerado,  $G_{STD}$  é a irradiância padrão ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) e  $P_{STD}$  é a potência instalada e medida nas condições padrão.

A eficiência global ( $\eta_S$ ) do sistema FV é a fração de energia solar convertida em energia elétrica, considerando a área ocupada pelo arranjo fotovoltaico. Se um sistema FV entrega determinada potência no instante  $t$  à uma carga, sob determinada irradiância e tendo uma área menor que um segundo arranjo FV que entrega a mesma potência e está sob a mesma irradiância, logo, este de menor área tem uma eficiência global maior. A eficiência global pode ser determinada pela Equação 3.7 (ZILLES *et al.*, 2012; LORENZO; ARAUJO; CUEVAS, 1994):

$$\eta_S = \frac{\int_T P_F(t) dt}{A_G \int_T G(t) dt} \quad (3.7)$$

Onde  $A_G$  é a área do arranjo fotovoltaico,  $P_F(t)$  é a potência entregue pelo sistema no instante  $t$ ,  $G(t)$  é a irradiância solar no plano do arranjo fotovoltaico em  $\text{kW/m}^2$  e  $T$  é o período de integração.

O fator de capacidade expressa a capacidade de um sistema fotovoltaico produzir energia elétrica em função da energia que seria produzida caso este operasse em sua potência nominal durante as 24 horas do dia. A Equação 3.8 mostra

a fator de capacidade de um sistema FV (MESSENGER e VENTRE 2004; LORENZO, 2014; LORENZO; ARAUJO; CUEVAS; 1994):

$$FC = \frac{\int_T P_F(t)dt}{\int_T P_{STD}dt} \quad (3.8)$$

Onde  $P_F(t)$  é a potência entregue pelo sistema no instante  $t$ ,  $P_{STD}$  é a potência instalada, medida nas condições padrão e  $T$  é o período de integração.

### 3.5. Perdas na Potência Elétrica de um Sistema Fotovoltaico

A sujidade nos módulos fotovoltaicos provoca importante perda de produtividade em um SFV. De acordo com Zorrila-Casanova *et al.* (2013), a perda de irradiação diária é, em média, 4,3%, e em épocas secas, quando a falta de chuva favorece a acumulação de sujeira nos módulos FVs, as perdas podem passar de 15%.

Para Malvoni *et al.* (2017), a sujidade nos módulos fotovoltaicos é responsável por boa parte da redução da produtividade de um SFV, em conjunto com a degradação e o sombreamento. Perdas de até 25,3% foram encontradas no estudo, sendo que, em maior parte, devido a presença de sujidade e sombreamento no sistema FV. A Figura 13 mostra o experimento de Zorrila-Casanova *et al.* (2013) para avaliar o efeito da sujidade nos módulos fotovoltaicos.

Segundo Bansal, Jaiswal e Singh (2021), a degradação de módulos fotovoltaicos causada pela temperatura é mais acentuada em instalações sobre telhados quando comparados a sistemas FVs instalados no solo, uma vez que a ventilação em instalações sobre telhado pode ser menos eficiente, causando maior aquecimento e, conseqüentemente, maior degradação. A degradação causada pela temperatura pode chegar a 2,2% ao ano para sistemas instalados em telhado e, de aproximadamente 1,5% ao ano para sistemas no solo.

A temperatura dos módulos fotovoltaicos é fator importante nas perdas de potência elétrica. Mishra *et al.* (2021) afirma que uma instalação fotovoltaica deve prever ventilação natural como forma de reduzir as perdas por aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos, aumentando a produtividade do sistema.

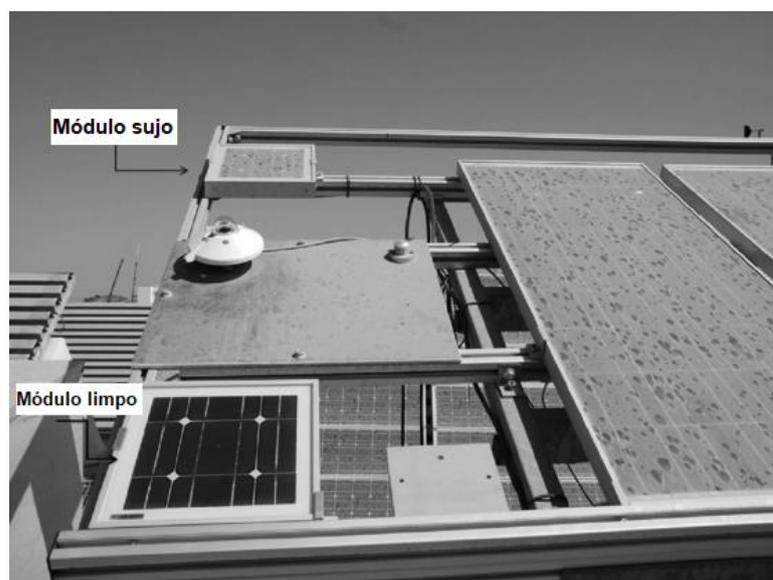


Figura 13: Módulos fotovoltaicos sujos e limpos para análise da sujeidade. Adaptado de Zorrilla-Casanova *et al.* (2013).

O sombreamento também é uma importante causa de redução da energia produzida em sistemas fotovoltaicos, que pode ser um sombreamento parcial, quando nem todo o módulo ou o conjunto de módulos é sombreado, ou um sombreamento total que, dependendo do mecanismo de sombreamento (desde nuvens a edificações e árvores vizinhas), pode reduzir a energia produzida a valores muito baixos ou a zero. Em algumas instalações, o sombreamento parcial é inevitável, dada a posição do sistema FV e a impossibilidade de se remover obstáculos à radiação solar. Para Yang *et al.* (2021), a utilização de módulos fabricados com meia-célula é capaz de minimizar os efeitos de um sombreamento parcial, uma vez que a configuração das meias-células faz com que o número absoluto de células atingidas pelo sombreamento seja menor.

### 3.6. Sistemas Fotovoltaicos no Meio Rural

#### 3.6.1. Agrofotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos no meio rural têm sido foco de diversas pesquisas, dada a necessidade de um melhor aproveitamento da terra, pressionada pela demanda cada vez maior de produção de alimentos e de energia elétrica. Nos últimos anos, ocorreu um crescimento expressivo do uso da tecnologia fotovoltaica associada

com a agricultura (agrofotovoltaica), passando de cerca de 5 MW<sub>P</sub> em 2012 para, pelo menos, 2,8 GW<sub>P</sub> em 2020 (FRAUNHOFER, 2020).

Em seu estudo, AL-agele, Nackley e Higgins (2021) concluem que o uso da agrofotovoltaica, em conjunto com outras inovações transformadoras, é essencial para uma agricultura sustentável, demonstrando que com o modelo atual de exploração dos recursos no meio rural, a produtividade do sistema agrícola mundial poderá ser insuficiente a partir da década de 2050. Para Agostini, Colauzzi e Amaducci (2020), a agrofotovoltaica, apesar de ter custos econômicos e ambientais comparáveis aos demais sistemas fotovoltaicos, contribui para um menor impacto na ocupação da terra e agrega valor à produção agrícola, além de aumentar a efetividade do uso da terra e contribuir positivamente para as mudanças climáticas.

Os avanços nas aplicações da tecnologia fotovoltaica demonstram a viabilidade da combinação da agricultura com a produção de energia elétrica a partir da conversão da energia solar, em um contexto em que surgem novas políticas estatais para incentivar o melhor uso da terra e dos recursos naturais. Políticas de integração multinível e multissetor são imperativas para o avanço da agrofotovoltaica, sendo catalizadores da difusão desta tecnologia que alinha energia solar e o uso agrícola da terra (PASCARIS, 2021).

### 3.6.2. Agrofotovoltaica na Europa

No contexto europeu, a Alemanha tem mapeado um potencial de 1700 GW<sub>P</sub> em agrofotovoltaica, sendo que se apenas 10% deste potencial fosse utilizado, a capacidade instalada atual triplicaria (FRAUNHOFER, 2021). Bukowski, Majewski e Sobolewska (2021) mapearam a eficiência macroeconômica da produção com a tecnologia fotovoltaica de três tipos de propriedades rurais de acordo com o tipo de produção agrícola: 1) propriedades produtoras de cereais e oleaginosas, 2) propriedades produtoras de laticínios e 3) propriedades de produção mista, localizadas em diferentes províncias daquele país. Concluíram que, apesar de cada propriedade apresentar diferentes fatores que influenciam a eficiência macroeconômica, o uso da agrofotovoltaica traz importantes benefícios econômicos para o meio rural. A Figura 14 mostra uma instalação agrofotovoltaica na Alemanha.



Figura 14: Instalação agrofotovoltaica na Alemanha. Adaptado de Fraunhofer (2021).

Estufas fotovoltaicas também têm sido foco de pesquisas no campo da agrofotovoltaica na Europa. Cossu *et al.* (2020) investigaram a estimativa de sustentabilidade agrícola de estufas fotovoltaicas, com foco na influência da cobertura por módulos fotovoltaicos na irradiação incidente nas espécies cultivadas. Constataram que há compatibilidade do uso de estufas fotovoltaicas com a maioria das espécies cultivadas estudadas, tendo impactos negativos mais acentuados naquelas que exigem uma alta demanda de iluminação, sendo proposto o uso de iluminação artificial de alta eficiência.

### 3.6.3. Agrofotovoltaica na Ásia

A partir de 2014, a China passou a oferecer incentivos financeiros para a instalação de tecnologia fotovoltaica no meio rural, sendo o primeiro país a incentivar a instalação em larga escala, sendo o país com a maior potência instalada em agrofotovoltaica, num total de 1,9 GW<sub>P</sub> (FRAUNHOFER, 2021).

Xue (2016) comenta que a China, com sua grande capacidade de produção de sistemas fotovoltaicos, pode suprir plenamente a demanda do seu mercado agrofotovoltaico, que vem sendo incentivado pelo governo como um dos meios para a eletrificação rural do país. Para o ano de 2020, foi previsto um mercado potencial de 15 GW para a tecnologia fotovoltaica para o meio rural, principalmente em pequenas propriedades (XUE, 2016).

A Turquia, país euro-asiático, possui a 6.493 MW<sub>P</sub> de capacidade instalada, considerando todos os tipos de sistemas fotovoltaicos. Coşgun (2021) concluiu que 75% da demanda total de energia elétrica do país poderia ser suprida pela tecnologia

fotovoltaica, sendo que o país tem uma grande vantagem na utilização de sistemas fotovoltaicos instalados no meio rural, uma vez que a localização geográfica e o tipo de terreno predominante do país (principalmente na porção asiática) favorece essa exploração.

#### 3.6.4. Agrofotovoltaica nas Américas

Os incentivos para instalação de sistemas fotovoltaicos no meio rural nos Estados Unidos iniciaram em 2018, com o financiamento de sistemas com até 2 MW<sub>P</sub> (FRAUNHOFER, 2021). Para Proctor, Murthy e Higgins (2020), se pouco menos de 1% do orçamento anual estadunidense fosse investido na infraestrutura do meio rural, os sistemas agrofotovoltaicos poderiam suprir 451,7 GW da produção de energia elétrica daquele país. Este valor representaria cerca de 20% da produção daquele país, sendo necessário cobrir uma área de 34.000 km<sup>2</sup>, equivalente a 0,94% da área dos Estados Unidos.

O Brasil possui 47.965 sistemas fotovoltaicos instalados no meio rural na forma de geração distribuída, totalizando uma potência instalada de aproximadamente 1 GW (998.282,07 kW<sub>P</sub>), dos quais apenas 1 (uma) unidade foi conectada à rede no ano de 2011, 2 (duas) no ano de 2012, passando para 20.038 conexões ao sistema elétrico no ano de 2021 até o dia 14 de outubro (ANEEL, 2021).

No Chile, em 2017, foram instaladas três plantas piloto agrofotovoltaicas próximas a Santiago, com potência de 12,48 kW<sub>P</sub>. Nestas instalações foram mapeados os sombreamentos no nível do solo, os impactos na produção agrícola e as possibilidades de produção de energia elétrica com este tipo de método na região metropolitana de Santiago (GESE *et al.*, 2019). Este projeto foi instalado em uma região de alta irradiação solar e baixa precipitação anual, condições estas desfavoráveis ao plantio de algumas culturas, mas que oportunizou a instalação de módulos fotovoltaicos para, além de produzir energia elétrica, prover sombreamento temporário sobre os cultivos, impedindo que as mesmas sofressem com a queima e a desidratação pela ação da radiação solar (FRAUNHOFER, 2021). Ao final de 2020, o país contava com uma potência instalada, em sistemas fotovoltaicos, de 2.648 MW<sub>P</sub>, sendo apenas cerca de 10% no meio rural (IRENA, 2020).

## 4. METODOLOGIA

### 4.1. Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos Instalados nas Propriedades Rurais e do Sistema de Monitoramento

Neste trabalho foram analisados e comparados parâmetros de dois sistemas fotovoltaicos instalados em propriedades rurais, no oeste do Paraná, associadas das cooperativas LAR (Lar Cooperativa Agroindustrial), localizado na cidade de Medianeira e COPACOL (Cooperativa Agroindustrial Consolata), localizada na cidade de Cafelândia, conforme Figura 18. O sistema FV na propriedade rural associada da cooperativa LAR foi instalado no telhado do galpão de estância de vacas, produtoras de leite. O sistema é constituído de 76 módulos FVs de 270 W<sub>P</sub> da fabricante Jinko Solar. Esse módulo é formado por 60 células solares de silício multicristalino, de 156 mm x 156 mm com dimensões de 1650 mm x 992 mm x 40 mm. A potência elétrica instalada foi de 21,19 kW<sub>P</sub>, considerando a caracterização de todos os módulos fotovoltaicos nas condições padrão de medição. O inversor utilizado é da marca PHB Solar de 20 kW. Neste sistema FV o fator de dimensionamento do inversor (FDI) foi de 0,94 (ARAUJO, 2019; ARAUJO *et al.*, 2018). Na Figura 15 mostra-se o sistema FV instalado na propriedade produtora de leite. A inclinação dos módulos fotovoltaicos em relação à horizontal é de 18° e o azimute do arranjo fotovoltaico é de 9° a leste. Como mostra a Figura 16, os módulos FVs foram separados do telhado para obter o ângulo de inclinação ótimo e para permitir a ventilação na parte posterior para reduzir a temperatura dos dispositivos fotovoltaicos.



Figura 15: Arranjo fotovoltaico do sistema instalado no galpão de estadia das vacas produtoras de leite na propriedade rural associada da cooperativas LAR.



Figura 16: Ilustração da separação dos módulos fotovoltaicos em relação ao telhado do sistema instalado no galpão na propriedade rural associada da cooperativas LAR.

O arranjo fotovoltaico do sistema instalado na propriedade associada da cooperativa COPACOL, é constituído de 70 módulos FVs da Jinko Solar de 325 W<sub>P</sub>, com 72 células solares de silício multicristalino de 156 mm x 156 mm e de mesma tecnologia que as que formam os módulos fotovoltaicos do sistema instalado na propriedade cooperada da LAR. As dimensões dos módulos FVs são de 1956 mm x 992 mm x 40 mm. A potência instalada é de 20,86 kW<sub>P</sub> e o inversor é também da PHB Solar de 20 kW, resultando no FDI de 0,96. O arranjo fotovoltaico está orientado ao Norte geográfico com o ângulo de inclinação em relação à horizontal de 18°. A distância entre fileiras de módulos FVs é de 3,3 m e a altura do solo na parte mais baixa é de 1 m (OSÓRIO, 2019; ARAUJO *et al.* 2018). Na Figura 17 ilustra-se o arranjo FV do sistema na propriedade cooperada da COPACOL.



Figura 17: Arranjo fotovoltaico do sistema instalado em solo na propriedade rural associada da cooperativa COPACOL.

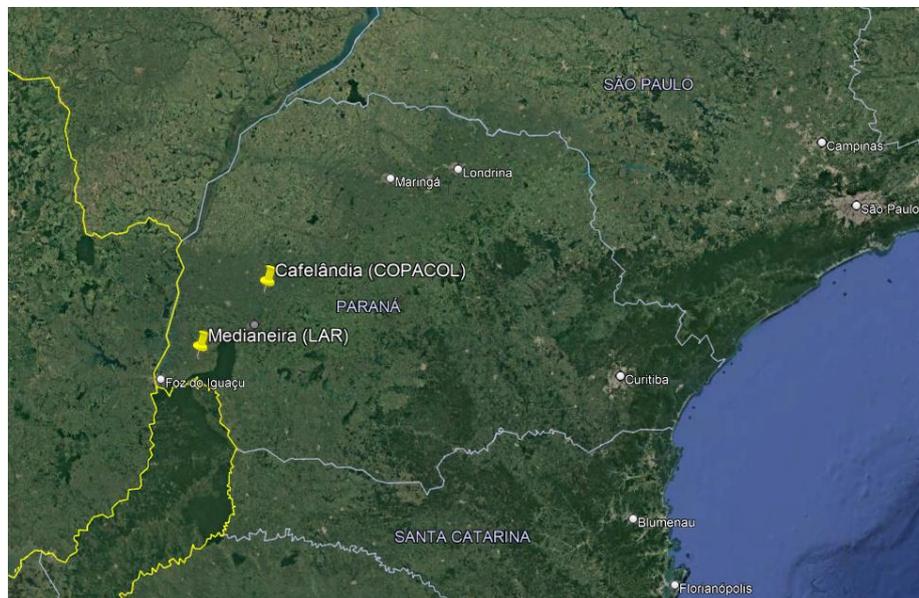


Figura 18: Localização das cidades-sede das instalações.

Foi instalado um sistema de monitoramento no local de cada sistema fotovoltaico, constituído dos seguintes dispositivos de medição: um piranômetro EKO small sensor ML-01, um anemômetro LUFFT 8368.100, um sensor de temperatura ambiente DELTA OHM TP32MTT.03 e um sensor de temperatura dos módulos

fotovoltaicos. Também foi instalado o sistema de aquisição e comunicação de dados (*datalogger*) PHB (ARAÚJO, 2019).

A partir do sistema de monitoramento instalado junto aos sistemas fotovoltaicos foi medida a irradiância solar no plano do arranjo FV, a velocidade do vento, a temperatura ambiente e a temperatura dos módulos fotovoltaicos. Todas as medições de temperatura foram conferidas após a instalação do sistema de monitoramento (ARAÚJO, 2019).

#### 4.2. Método de Análise

Na primeira parte, a metodologia está focada na análise do crescimento da potência instalada de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em propriedades rurais no Brasil, desde que entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482 em 2012. Utilizou-se a base de dados disponibilizada pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Apresenta-se e discute-se a evolução do mercado de sistemas fotovoltaicos nos três estados (Minas Gerais, São Paulo e Rio Grande do Sul) com a maior potência instalada e avalia-se o percentual desta potência que está instalada em propriedades rurais. Também se apresenta a comparação por região do Brasil e por fim, analisa-se a evolução do mercado no meio rural no Brasil.

Dando continuidade, avaliam-se os principais parâmetros do meio ambiente que afetam a produtividade. Analisa-se a irradiância solar incidente no arranjo fotovoltaico do sistema em solo e no telhado, a velocidade do vento e a temperatura ambiente durante um dia com céu sem ou com poucas nuvens nas diferentes estações do ano. Na Tabela 5 apresentam-se os dias selecionados para a análise ao longo do dia.

Tabela 5: Datas selecionadas para a análise da irradiância solar, temperatura ambiente, temperatura dos módulos fotovoltaico, velocidade do vento e produtividade dos sistemas fotovoltaicos.

Evento	Data de ocorrência	Datas analisadas	
		COPACOL	LAR
<b>Solstício de verão</b>	22/dezembro	02/novembro	02/novembro
<b>Equinócio de outono</b>	20/março	29/março	26/março
<b>Solstício de inverno</b>	21/junho	04/junho	07/junho
<b>Equinócio de primavera</b>	23/setembro	22/setembro	22/setembro

Os dias selecionados tiveram como principal critério de escolha a proximidade com os solstícios e os equinócios, que são datas que indicam a inclinação do eixo da Terra em relação ao plano orbital e estão associadas às estações do ano. Os solstícios de verão e de inverno do ano de 2019 ocorreram nos dias 22 de dezembro e 21 de junho, respectivamente, enquanto os equinócios de outono e de primavera, ocorreram em 20 de março e 23 de setembro, respectivamente.

Os sistemas fotovoltaicos foram instalados no ano de 2018. Os dados adquiridos pelo sistema de aquisição foram registrados a partir de junho daquele ano, enquanto que para o ano de 2020, devido a alguns problemas na aquisição de dados no sistema da Cooperativa LAR, não há registros nos meses de outubro, novembro e dezembro, e a partir de meados de setembro de 2021. Portanto, os dias selecionados foram do ano de 2019 por ser o ano com maior quantidade de dados.

Após verificação detalhada dos dados nas datas próximas aos solstícios e equinócios, foram selecionados os dias com as curvas de irradiância solar em função da hora solar com a menor interferência de nuvens. Utilizando esse principal critério, foi possível encontrar datas próximas aos solstícios e equinócios que atendessem à este quesito. Somente a data próxima ao solstício de verão, para ambos os sistemas FVs, ficou mais afastada do solstício, sendo o dia 2 de novembro o único dia com céu sem nuvens numa faixa de sessenta dias antes ou depois do evento. Na apresentação dos resultados, os referentes aos dias próximos dos solstícios serão identificados como “inverno” e “verão” e aos mais próximos dos equinócios, de “primavera” e “outono”.

Inicialmente, avalia-se a influência da irradiância solar na temperatura dos módulos fotovoltaicos durante o dia, na parte da manhã e a tarde, nas diferentes estações do ano, para o sistema instalado no solo e no telhado. Da mesma forma, compara-se o efeito da temperatura ambiente no aumento de temperatura dos módulos fotovoltaicos nos dois sistemas.

Na continuidade, equaciona-se a diferença entre a temperatura dos módulos fotovoltaicos e a temperatura ambiente em função da irradiância solar em um dia com céu sem nuvens próximo aos solstícios e equinócios. Nestes dias, também foi avaliado o aumento da temperatura nos módulos fotovoltaicos, ou seja, a diferença entre a temperatura dos módulos fotovoltaicos e temperatura ambiente em função da

irradiância e velocidade do vento. Este procedimento foi aplicado para os dois sistemas fotovoltaicos e os resultados são comparados e discutidos. Também se analisa o efeito da velocidade do vento na diferença entre a temperatura dos módulos fotovoltaicos e a temperatura ambiente, nas diferentes estações do ano, comparando-se os resultados para o sistema instalado no solo e no telhado.

Também se analisa a produtividade horária e diária e o desempenho global-de sistemas fotovoltaicos no meio rural instalados no solo e em telhado nas diferentes estações do ano. Para determinar a produtividade média diária considera-se o período em que o sistema fotovoltaico está produzindo energia elétrica. Para determinar o desempenho global dos sistemas, considera-se a irradiação solar diária e a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico. Esta avaliação é realizada nos quatro dias do ano que correspondem aos solstícios e equinócios. Os resultados são comparados e discutidos, buscando entender os fatores que determinaram as diferenças, tanto na produtividade quanto no desempenho global dos sistemas fotovoltaicos avaliados. A Figura 19 mostra o fluxograma do desenvolvimento do trabalho.

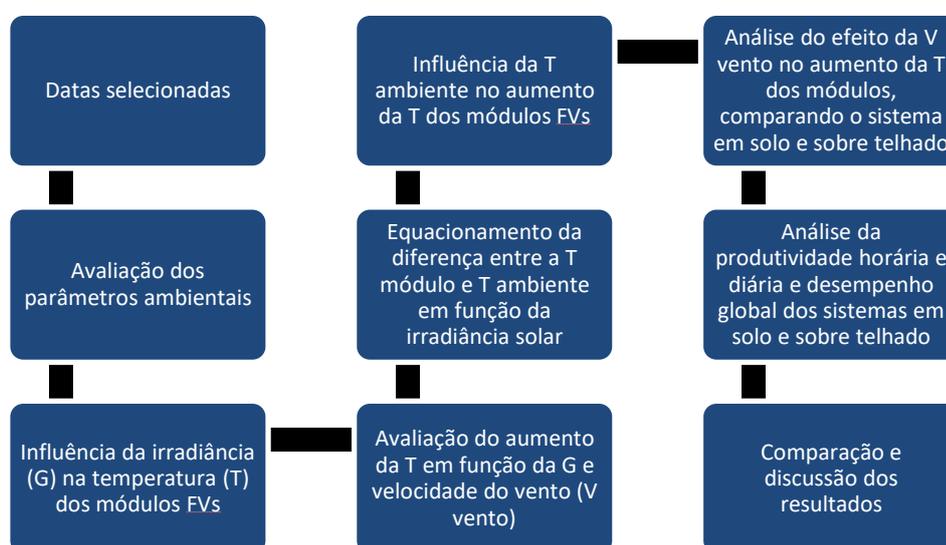


Figura 19: Fluxograma do desenvolvimento do trabalho.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1. Evolução do Mercado da Tecnologia Fotovoltaica em Propriedades Rurais no Brasil

Na Tabela 6 apresenta-se a potência instalada total e no meio rural em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída nos três estados brasileiros com o maior mercado da tecnologia fotovoltaica bem como o percentual da potência no meio rural em relação a total instalada em cada estado. Constata-se que, em 2020, a potência instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída no meio rural em Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo foi de 112,2 MW<sub>P</sub>, 51,1 MW<sub>P</sub> e 31,1 MW<sub>P</sub>, respectivamente, enquanto que a potência total instalada nestes estados foi de 495,3 MW<sub>P</sub>, 303,6 MW<sub>P</sub> e 334,0 MW<sub>P</sub>. Como mostra a Figura 20, desde 2012, a potência instalada nestes estados no meio rural tem crescido ao longo dos anos.

Tabela 6: Potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo em 2020, potência total instalada no meio rural e percentual da participação do meio rural em relação a potência total instalada.

Estado	Potência total (MW <sub>P</sub> )	Potência no meio rural (MW <sub>P</sub> )	Percentual no meio rural
Minas Gerais	495,3	112,1	22,6 %
Rio Grande do Sul	303,6	51,1	16,8 %
São Paulo	334,0	31,1	9,3 %

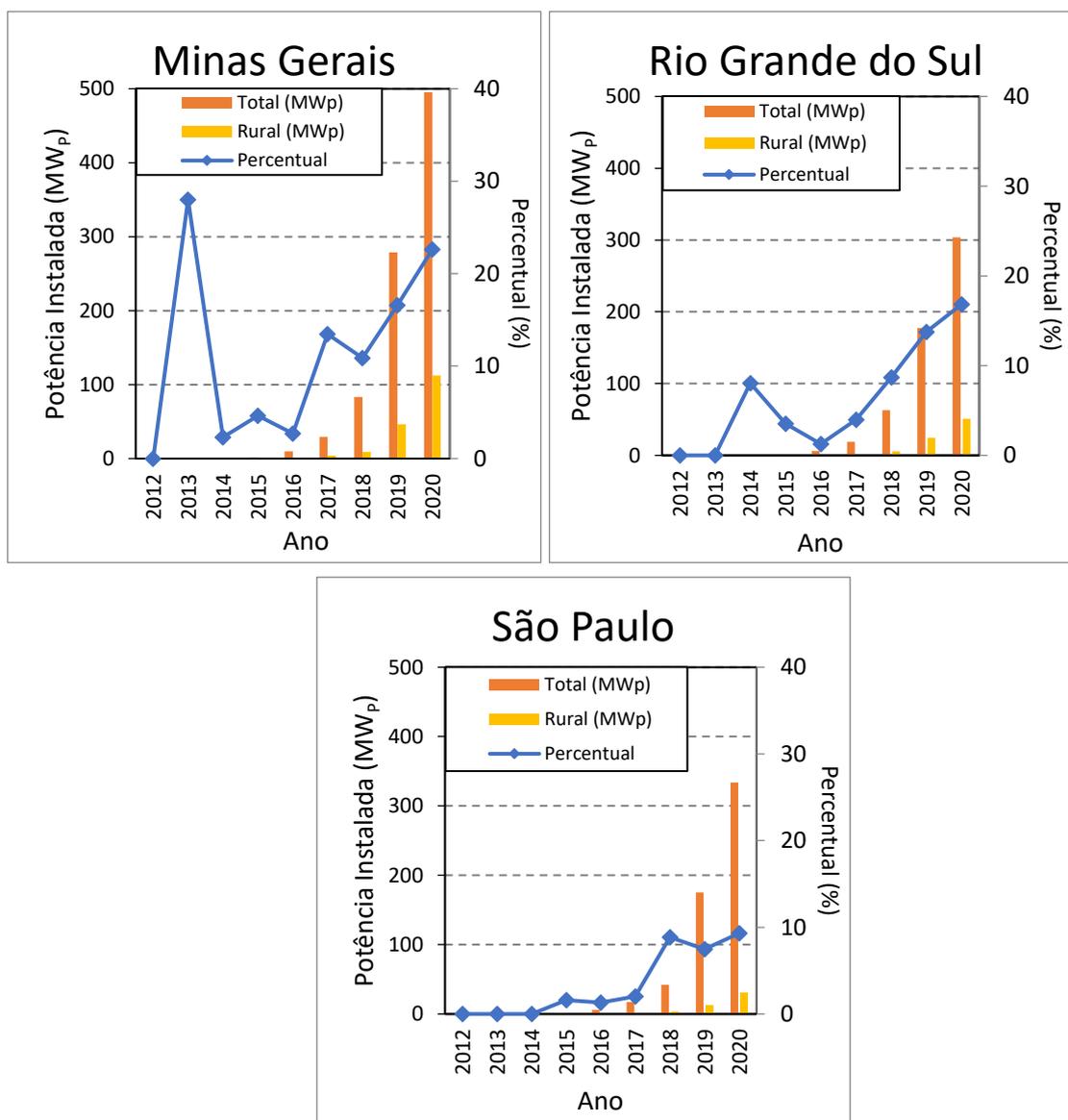


Figura 20: Evolução da potência elétrica total e no meio rural instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída e percentual da potência no meio rural nos três estados brasileiros com maior número de instalações.

A partir da Figura 20 nota-se que nos três estados está ocorrendo um aumento no percentual de instalações no meio rural. Especificamente, nos estados do Rio Grande do Sul e Minas Gerais ocorreu um pico no percentual de instalações no meio rural, nos anos de 2014 e 2013, respectivamente. Este resultado indica que o mercado no meio rural cresceu rapidamente com a entrada em vigor da resolução normativa nº 482, em apenas um ou dois anos, sendo o percentual de instalações no meio rural de importância quando comparado com o mercado nestes dois estados. Embora, o

percentual da potência instalada no meio rural tenha alcançado quase 30% no estado de Minas Gerais em 2013, a potência total instalada, tanto no meio urbano quanto no meio rural ainda era baixa, de 96,4 kW<sub>P</sub> e no meio rural havia somente 27,0 kW<sub>P</sub> em sistemas fotovoltaicos.

A partir de 2014 – 2016 observa-se o crescimento da potência instalada em sistemas fotovoltaicos no meio rural e do percentual em relação ao valor total, indicando que as instalações no meio rural estão crescendo mais que em outros setores. Em Minas Gerais, no ano de 2015, a participação das instalações no meio rural foi de somente 4,6 %. No entanto, a potência instalada aumentou de 27,0 kW<sub>P</sub> (2013) para 67,4 kW<sub>P</sub> (2015). Em 2020, a participação do meio rural no mercado da tecnologia fotovoltaica foi de 22,6 %, representando uma potência instalada de 112,1 MW<sub>P</sub>. No estado do Rio Grande do Sul, embora a participação do meio rural tenha sido de 8,1% do total em 2014, a potência instalada no meio rural aumentou de 7,0 kW<sub>P</sub> para 51,10 MW<sub>P</sub> em 2020, dobrando o percentual (16,8%) da participação do meio rural. Já no estado de São Paulo, a participação das instalações no meio rural foi insignificante em 2014, quando o total da potência instalada era de 290,7 kW<sub>P</sub>. Porém, em 2020, a participação do meio rural foi de 9,3%, representando uma potência instalada de 31,1 MW<sub>P</sub>. A soma da potência instalada no meio rural destes três estados, no ano de 2020, foi de 194,3 MW<sub>P</sub>. Este resultado indica que há espaço para o crescimento do mercado no meio rural e interesse por parte dos proprietários em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída.

#### 5.1.1. Avaliação do Crescimento do Mercado em Propriedades Rurais por Região Brasileira

Na Tabela 7 mostram-se os valores da potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em cada região do Brasil em 2020 para comparar com a potência instalada no meio rural. No ano de 2020, o maior mercado no meio rural foi nas regiões sudeste, sul e centro-oeste com potência instalada de 152,2 MW<sub>P</sub>, 98,1 MW<sub>P</sub> e 92,5 MW<sub>P</sub>, respectivamente. Na região nordeste, no meio rural, está instalada aproximadamente a metade da potência instalada na região centro-oeste enquanto que na região norte somente foram instalados 9,1 MW<sub>P</sub>.

Tabela 7: Potência total instalada em sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em cada região do Brasil em 2020, potência total instalada no meio rural e percentual da participação do meio rural.

Região	Potência total (MW <sub>P</sub> )	Potência no meio rural (MW <sub>P</sub> )	Percentual no meio rural
Sudeste	1050,9	152,2	14,5 %
Nordeste	527,0	45,4	8,6 %
Sul	490,5	98,1	20,0 %
Centro-oeste	489,2	92,5	18,9 %
Norte	166,9	9,1	5,5 %

No entanto, como mostra a Figura 21 há um aumento do mercado no meio rural em todas as regiões brasileiras. Também se nota que o maior crescimento das instalações no meio rural iniciou em 2016. Nas três regiões com o maior mercado no meio rural nota-se que ocorreu um pico entre os anos de 2013 e 2014. Em geral, em todas as cinco regiões, observa-se um aumento no percentual da potência instalada no meio rural ao longo dos anos.

Na região sul está ocorrendo a maior participação do meio rural no mercado da tecnologia fotovoltaica, sendo 20 % da potência instalada até o ano de 2020 no meio rural, seguida da região centro-oeste com 18,9 %. Nas regiões norte e nordeste constatou-se a menor inserção de sistemas fotovoltaicos no meio rural. Na região sudeste, na qual há a maior potência instalada de 152,2 MW<sub>P</sub>, a participação do meio rural é de 14,5 %.

A região nordeste teve um decréscimo da participação do meio rural no ano de 2019, caindo de 6,8 % no ano anterior para 4,9 %, devido ao avanço das instalações considerando todos os setores. No entanto, a potência instalada em 2018 foi de 6,3 MW<sub>P</sub>, enquanto que em 2019, chegou a 22,4 MW<sub>P</sub>, com um crescimento de 355%. No final de 2020, a potência instalada na região, conforme mostra a Tabela 7, representava 8,6 % do valor total, com uma potência instalada de 527,0 MW<sub>P</sub>.

Na região norte, em 2020, a potência instalada no meio rural chegou a 9,1 MW<sub>P</sub>, sendo que no ano anterior, o valor era de 1,9 MW<sub>P</sub>, representando um crescimento de 482 %. Considerando o período de 2017 a 2020, a participação do meio rural na região passou de 0,43% para 5,45%. Portanto, com base na tendência apresentada na Figura 21, pode-se prever um aumento da participação no meio rural na produção de

energia elétrica com sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em todas as regiões brasileiras.

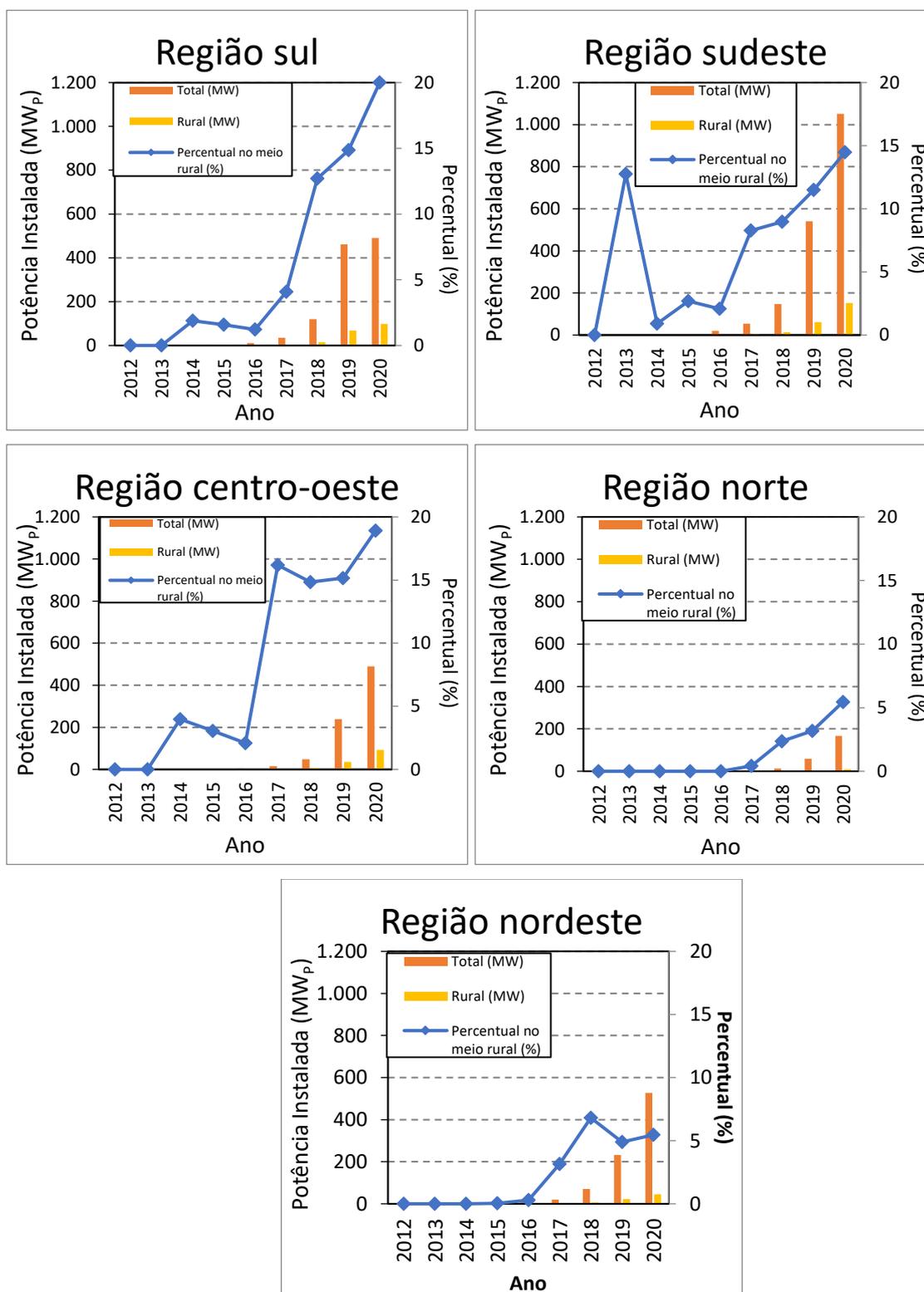


Figura 21: Evolução do percentual e da potência elétrica instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída no meio rural no Brasil.

### 5.1.2. Análise da Evolução do Mercado em Propriedades Rurais no Brasil

Na Figura 22 mostra-se o crescimento da potência instalada no meio rural com sistemas fotovoltaicos de geração distribuída desde 2012 por região, comparando os valores com o total instalado no Brasil. Até 2020, a potência total instalada no meio rural foi de 397,3 MW<sub>p</sub>, correspondente a 14 % do total instalado no país. Nota-se que na região sudeste, na maioria do período analisado, está instalada a maior potência em sistemas fotovoltaicos no meio rural. Também se constata que a participação do meio rural apresentou um crescimento significativo a partir de 2016, ou seja, quatro anos após a resolução normativa nº 482. Com esta análise, pode-se prever a tendência do aumento da participação do meio rural no mercado brasileiro de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, indicando que neste setor o aumento do mercado é maior que em outros setores.

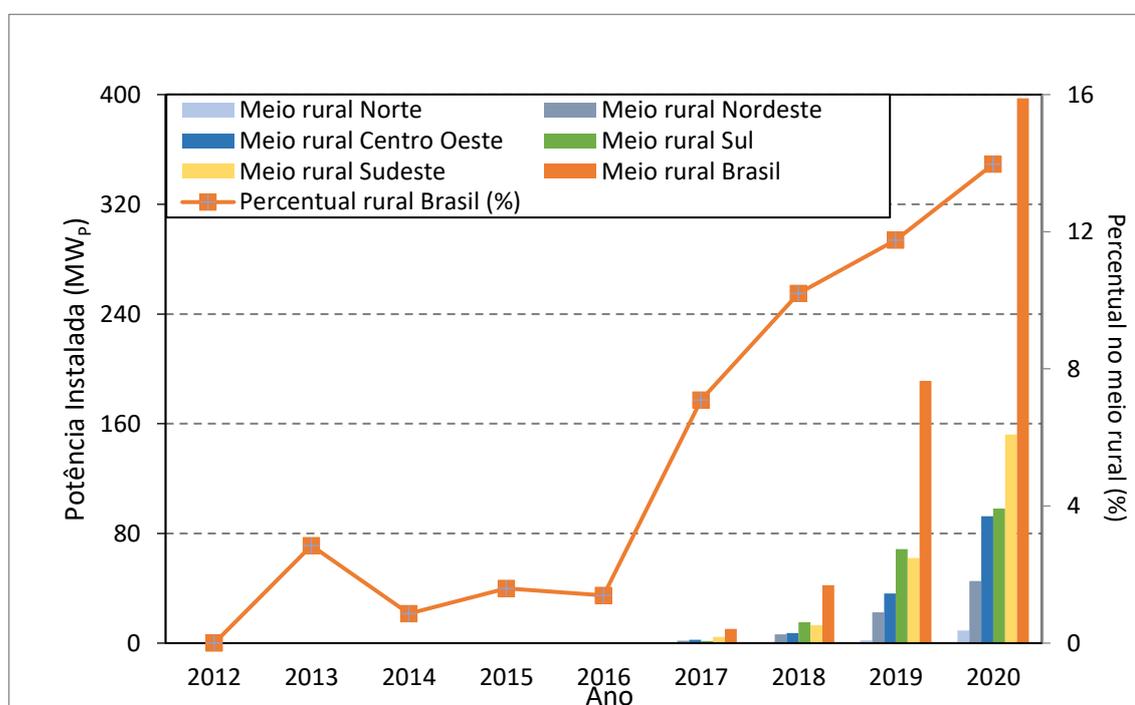


Figura 22: Evolução do percentual e da potência elétrica instalada em sistema fotovoltaicos de geração distribuída no meio rural no Brasil e em cada região desde 2012.

## 5.2. Análise da Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos no Meio Rural em Diferentes Estações do Ano e Instalações

### 5.2.1. Comparação dos Parâmetros do Meio Ambiente

Primeiramente, comparam-se os principais parâmetros ambientais que afetam a produtividade dos sistemas FVs. Na Figura 23 e Figura 24 mostra-se a irradiância solar em função da hora solar incidente no arranjo FVs instalado no solo na cooperativa COPACOL (FV-COPACOL) e no telhado na cooperativa LAR (FV-LAR), respectivamente. O valor máximo de irradiância no arranjo FV-COPACOL foi de 1.045 W/m<sup>2</sup>, enquanto que no arranjo FV-LAR foi de 989 W/m<sup>2</sup>, sendo que ambos os valores foram registrados na primavera em horário próximo ao meio-dia solar. A maior irradiância incidente no arranjo FV-COPACOL foi, portanto, 5,7% maior que no arranjo FV-LAR.

O menor valor da irradiância solar (G) próxima ao meio-dia solar ocorreu em datas próximas ao solstício de inverno, com 920 W/m<sup>2</sup> no arranjo FV-COPACOL e 796 W/m<sup>2</sup> no arranjo FV-LAR. Esta diferença representa uma incidência 15,6% maior no arranjo instalado em solo e voltado ao norte. Portanto, no sistema com a orientação adequada, a maior diferença na G ocorre no inverno, sendo esta diferença três vezes maior que no verão.

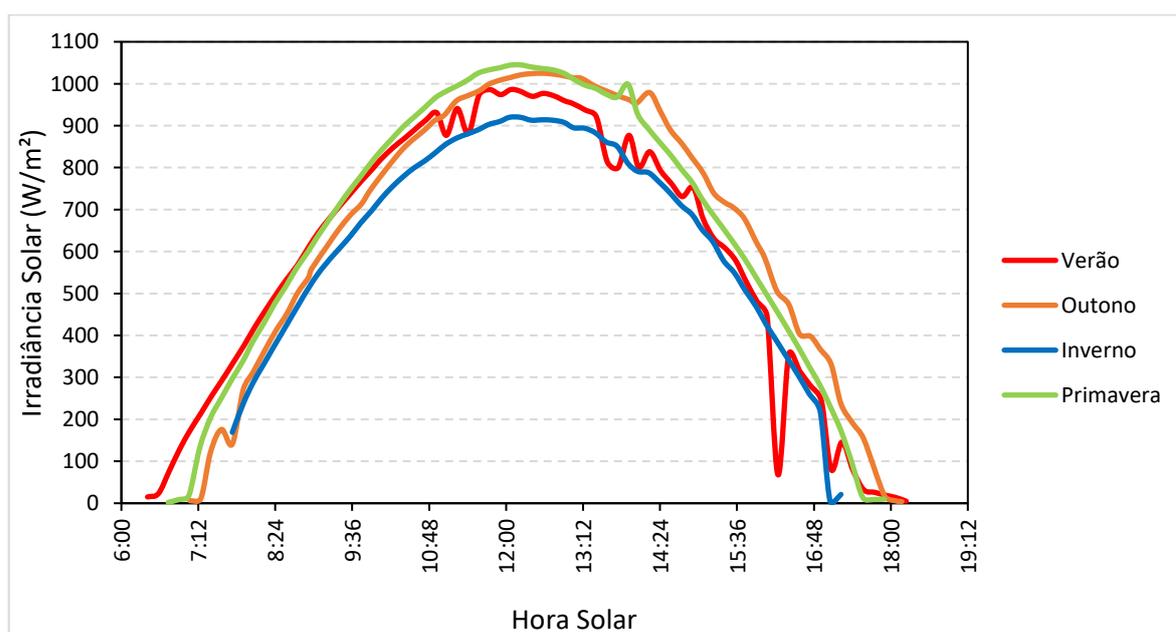


Figura 23: Irradiância em função da hora solar no FV em solo na cooperativa COPACOL em diferentes estações do ano.

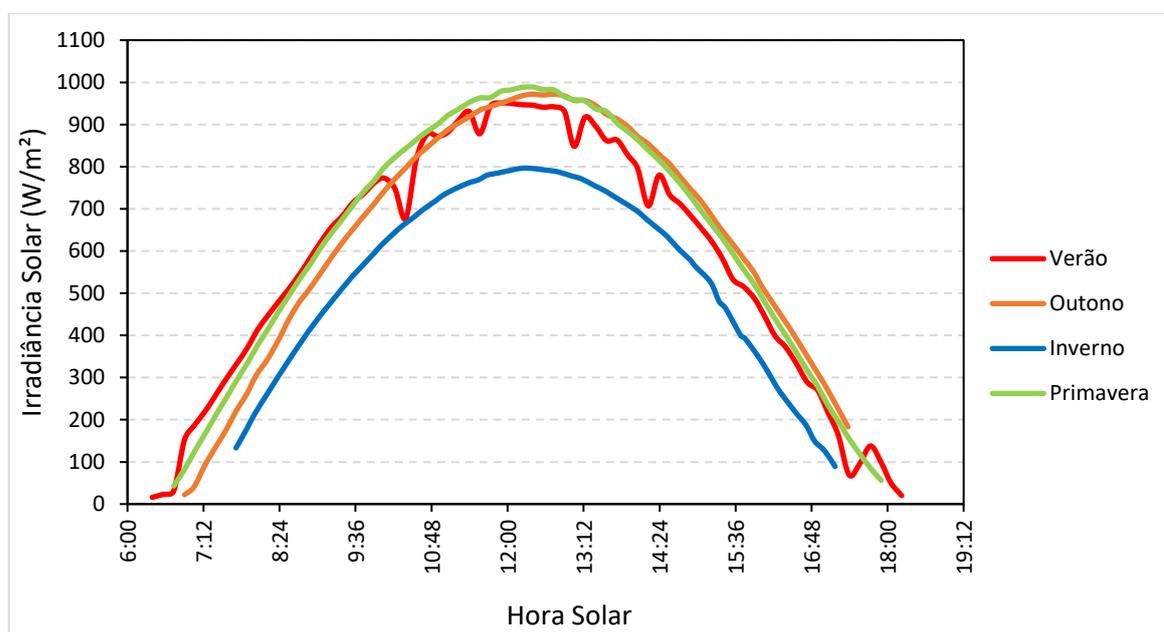


Figura 24: Irradiância em função da hora solar no arranjo FV sobre telhado da LAR em diferentes estações do ano.

As Figura 25 e Figura 26 representam a velocidade do vento no local do arranjo FV na COPACOL e na LAR, respectivamente. A velocidade do vento afeta a temperatura dos módulos fotovoltaicos, que por sua vez, influencia a produtividade. No arranjo FV-COPACOL, a maior velocidade média diária do vento foi no verão (02 de novembro), com 2,2 m/s e o menor valor médio diário ocorreu no inverno (04 de junho), de 1,3 m/s. No arranjo FV-LAR, a maior velocidade do vento média diária foi registrada na primavera (22 de setembro) e foi quase três vezes maior que o valor no arranjo FV-COPACOL, com o valor de 6,2 m/s. Da mesma forma, o menor valor ocorreu também no inverno (07 de junho), porém a velocidade média foi de 2,9 m/s, superior ao maior valor no arranjo FV-COPACOL.

Nos dois sistemas fotovoltaicos, em geral, os maiores valores da velocidade do vento foram registrados na parte da manhã, com exceção da primavera como apresentam as Figura 25 e Figura 26. Somente na primavera, observa-se a tendência de maiores valores da velocidade do vento a tarde.

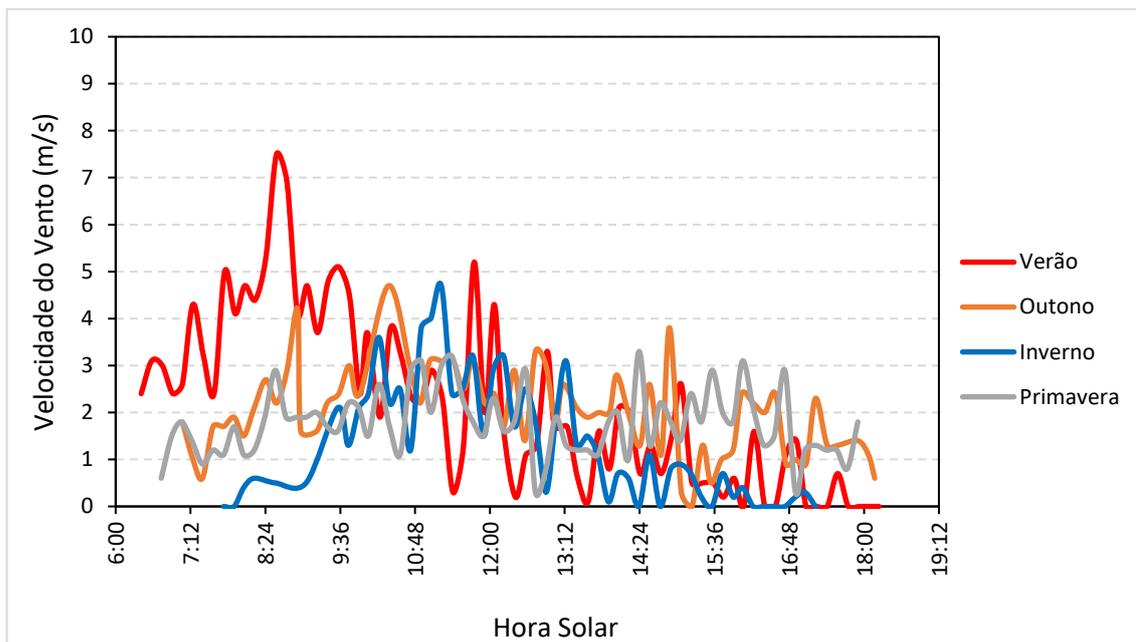


Figura 25: Velocidade do vento em função da hora solar no arranjo FV no solo na cooperativa COPACOL em diferentes estações do ano.

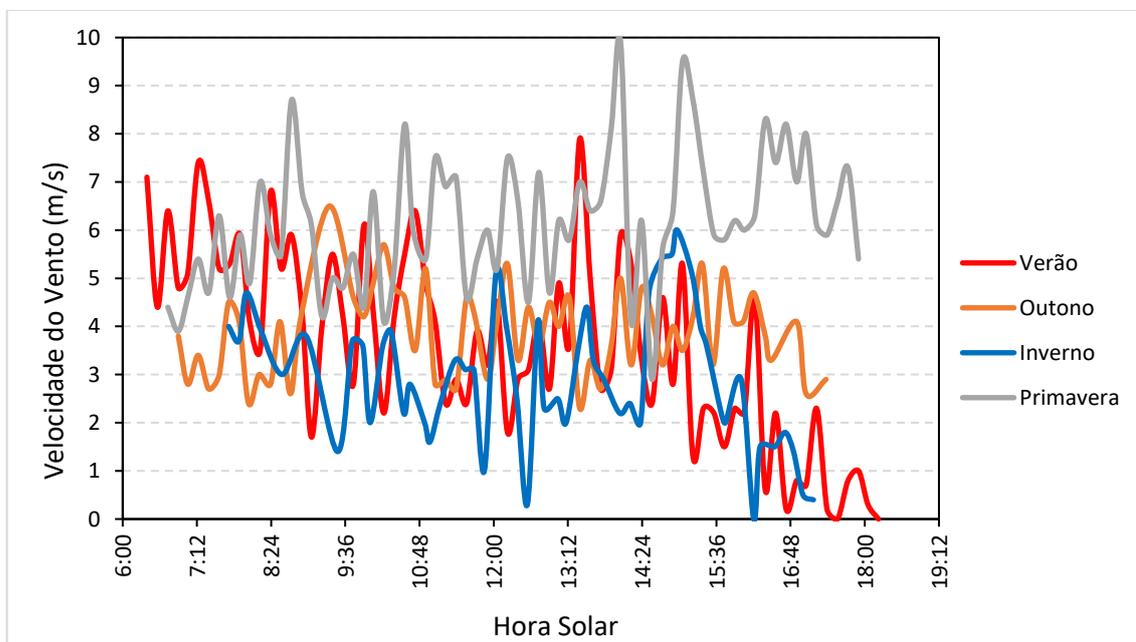


Figura 26: Velocidade do vento em função da hora solar no arranjo FV no telhado da LAR em diferentes estações do ano.

A temperatura ambiente ( $T_A$ ) ao longo do dia em diferentes estações do ano no local do arranjo FV-COPACOL e FV-LAR é mostrada na Figura 27 e na Figura 28, respectivamente. Nota-se que a temperatura ambiente no arranjo FV-COPACOL atingiu 40 °C no período da tarde em período próximo ao solstício de verão (2 de novembro), sendo a maior temperatura registrada considerando todos os dias avaliados. No arranjo FV-LAR, verificou-se que a maior temperatura registrada foi de 27,9 °C, também a tarde próximo ao solstício de verão (02 de novembro), porém foi 30 % menor que o valor medido no arranjo FV-COPACOL. A menor temperatura foi medida em épocas do ano diferentes: na COPACOL, o menor valor de  $T_A$  foi de 6,5 °C próximo ao solstício de inverno (04 de junho) e na LAR, o valor foi menor de 4,7 °C e ocorreu na primavera (22 de setembro).

Portanto, comparando a Figura 27 com a Figura 28, observa-se que no arranjo FV-LAR a temperatura ambiente foi menor em todas as estações do ano. Também se nota que nos dois casos, ocorre um aumento da temperatura ambiente no período da tarde.

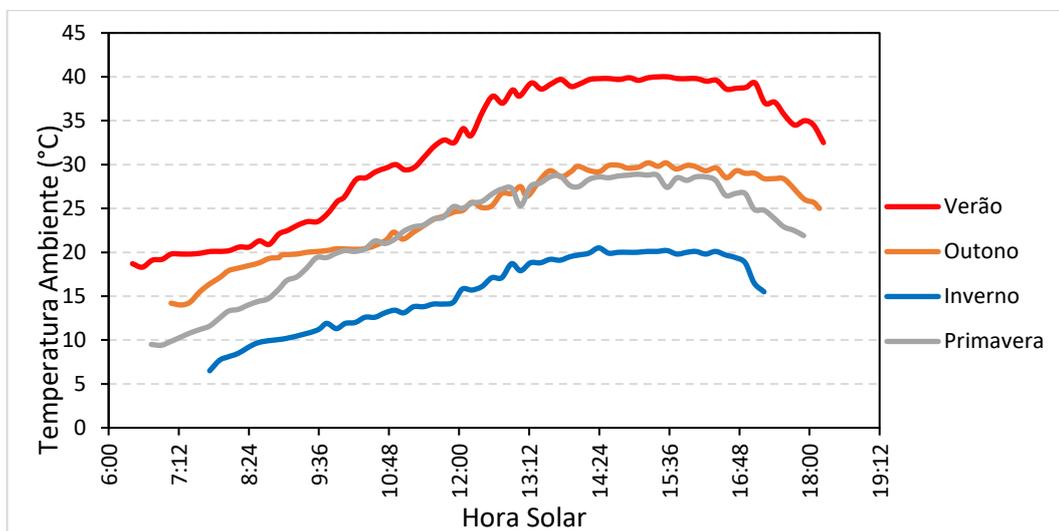


Figura 27: Temperatura ambiente no arranjo FV no solo na cooperativa COPACOL em diferentes estações do ano.

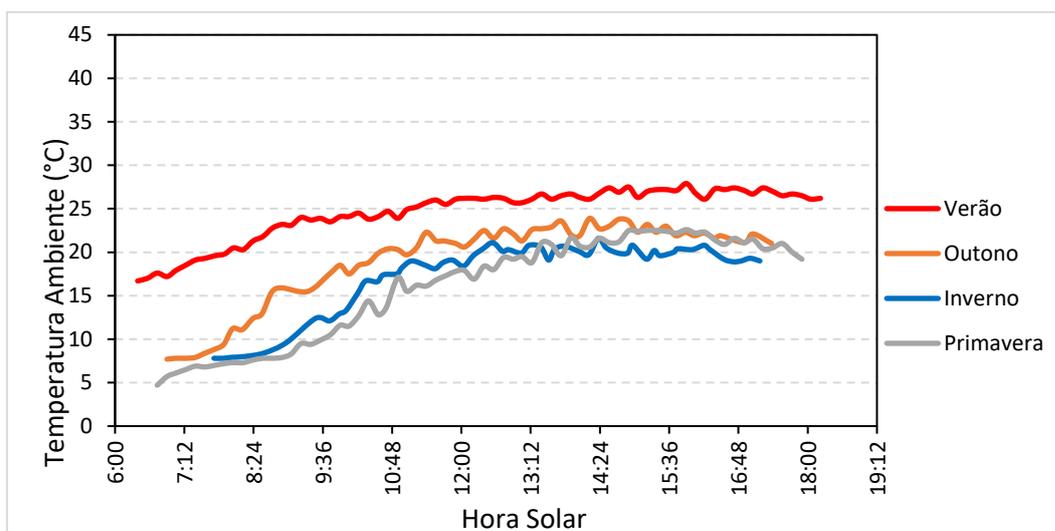


Figura 28: Temperatura ambiente no arranjo FV no telhado da cooperativa LAR em diferentes estações do ano.

### 5.2.2. Efeito da Irradiância Solar na Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos

A influência da irradiância na temperatura dos módulos foi analisada separadamente no período da manhã e da tarde, em cada época do ano. Na Figura 29, Figura 30, Figura 31 e Figura 32 apresenta-se a temperatura dos módulos e a temperatura ambiente, no período da manhã e da tarde, no dia selecionado para o verão, outono, inverno e primavera, respectivamente. Em todos os dias, como esperado, percebe-se que com o aumento da irradiância, a temperatura dos módulos FVs cresce e aumenta a diferença em relação a temperatura ambiente. Também se nota que em todas as épocas do ano e para os dois arranjos FVs, a temperatura ambiente é maior a tarde, independente da irradiância incidente, e conseqüentemente a temperatura dos módulos FVs é maior a tarde em todas as épocas do ano. Este resultado influenciará a produtividade, que será menor no período da tarde.

Da Figura 29 observa-se que, no verão, no arranjo FV-COPACOL a temperatura máxima dos módulos foi de 68,6 °C quando a irradiância solar foi de 960 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente era 38,5 °C, enquanto que no arranjo FV-LAR a temperatura máxima dos módulos foi menor, de 49,1 °C, porém a irradiância e T<sub>A</sub> também foram menores de 896 Wm<sup>2</sup> e de 26,7 °C, respectivamente. No arranjo FV em solo (Figura 29-a), o aumento da temperatura ambiente a tarde é maior, em relação ao período da manhã, afetando a temperatura dos módulos FVs.

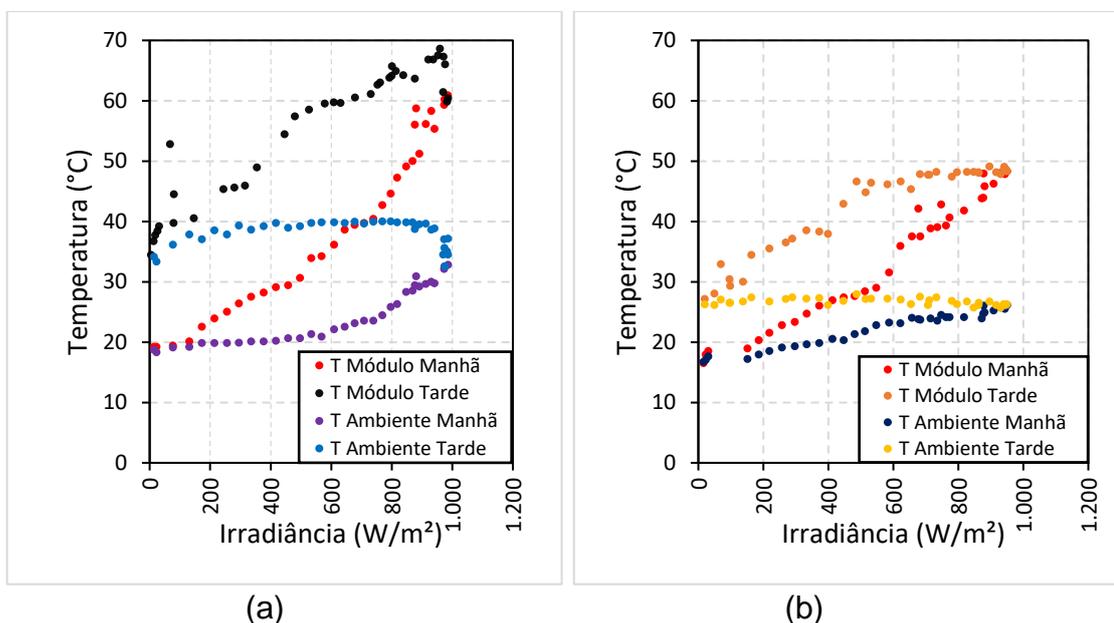


Figura 29: Temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da irradiância em um dia com céu com poucas nuvens próximo ao solstício de verão no (a) solo da da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

Na Figura 30 compara-se a temperatura dos módulos fotovoltaicos no equinócio de outono nos arranjos FV-COPACOL e FV-LAR. Novamente, verifica-se o mesmo comportamento da temperatura dos módulos fotovoltaicos em relação à temperatura ambiente em função da irradiância nos dois casos. Percebe-se que no arranjo FV instalado sobre o telhado, a diferença entre as temperaturas é menor. A temperatura máxima dos módulos instalados em solo foi de 58,5 °C (irradiância de 983 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente de 29,3 °C) enquanto que no arranjo FV no telhado, a máxima temperatura dos módulos foi de 38,4 °C (irradiância de 972 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente de 22,5 °C), 20 °C menor. Além da  $T_A$  ser menor, a maior velocidade do vento no telhado contribuiu para reduzir a temperatura dos dispositivos.

A Figura 31 mostra a temperatura dos módulos fotovoltaicos no dia próximo ao solstício de inverno no arranjo FV-COPACOL e FV-LAR. Nesta data, as temperaturas máximas dos módulos fotovoltaicos foram mais próximas, sendo que a máxima de 41,8 °C (irradiância de 765 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente de 20,5 °C) foi registrada no arranjo FV-COPACOL, enquanto que no arranjo FV-LAR a temperatura máxima dos módulos foi de 39 °C (irradiância estava em 793 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente em

21,1 °C), somente 2,8 °C menor. Também se nota que o comportamento da temperatura dos módulos FVs em relação a  $T_A$  e  $G$  é diferente no período da manhã em relação ao período da tarde. Este resultado é diferente para em cada arranjo FV.

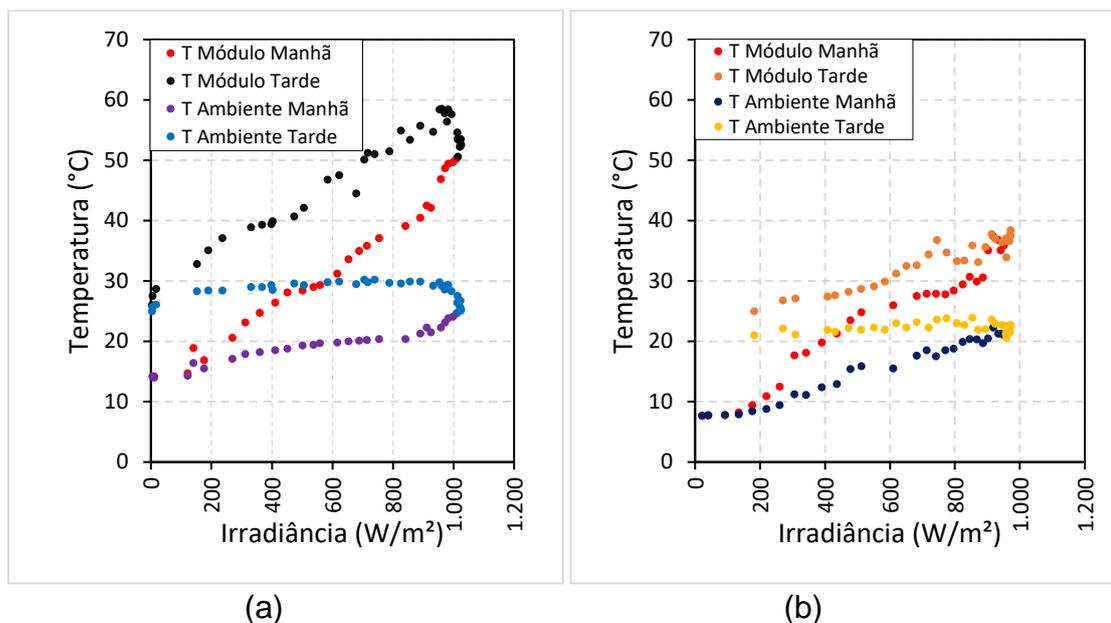


Figura 30: Temperatura dos módulos FVs e temperatura ambiente em função da irradiância em um dia sem nuvens, próximo ao equinócio de outono no (a) solo da da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

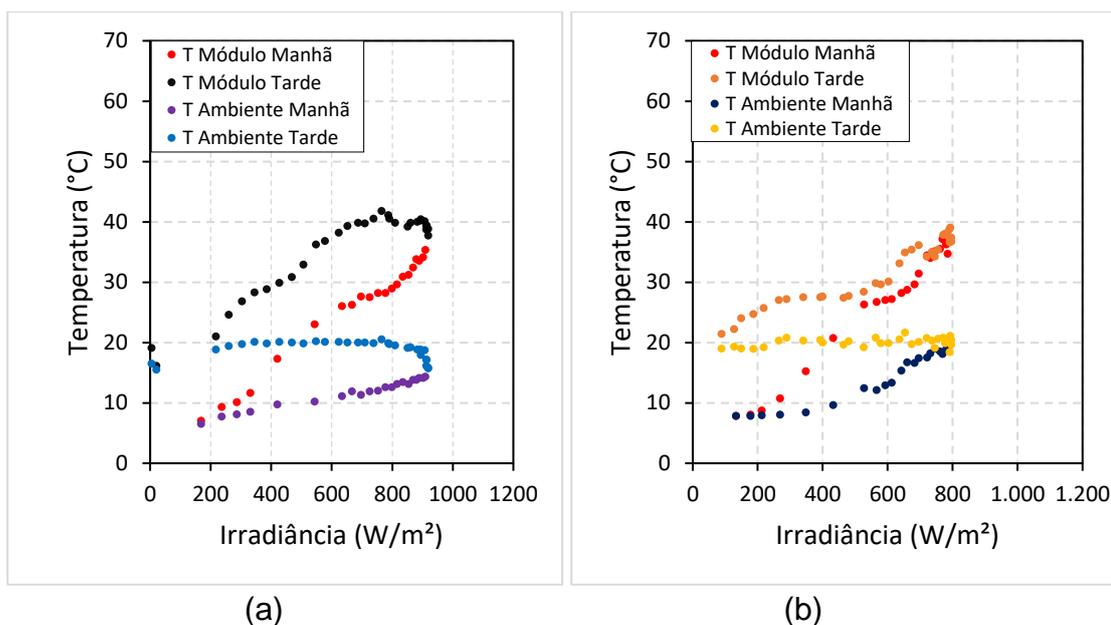


Figura 31: Temperatura dos módulos FVs e temperatura ambiente em função da irradiância em um dia sem nuvens, próximo ao solstício de inverno no (a) solo da da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

Os resultados para o equinócio de primavera estão mostradas na Figura 32. A temperatura dos módulos FVs no arranjo FV-COPACOL chegou a 54,6 °C (irradiância era 1.025 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente marcava 27,3 °C), ao passo que, no arranjo FV-LAR, a máxima temperatura dos módulos fotovoltaicos foi de 30,5 °C (irradiância chegava a 959 W/m<sup>2</sup> e a temperatura ambiente foi de 19,5 °C). Salienta-se que nesta época do ano, mediram-se os maiores valores de irradiância solar, tanto no arranjo FV da cooperativa COPACOL quanto no arranjo da cooperativa LAR.

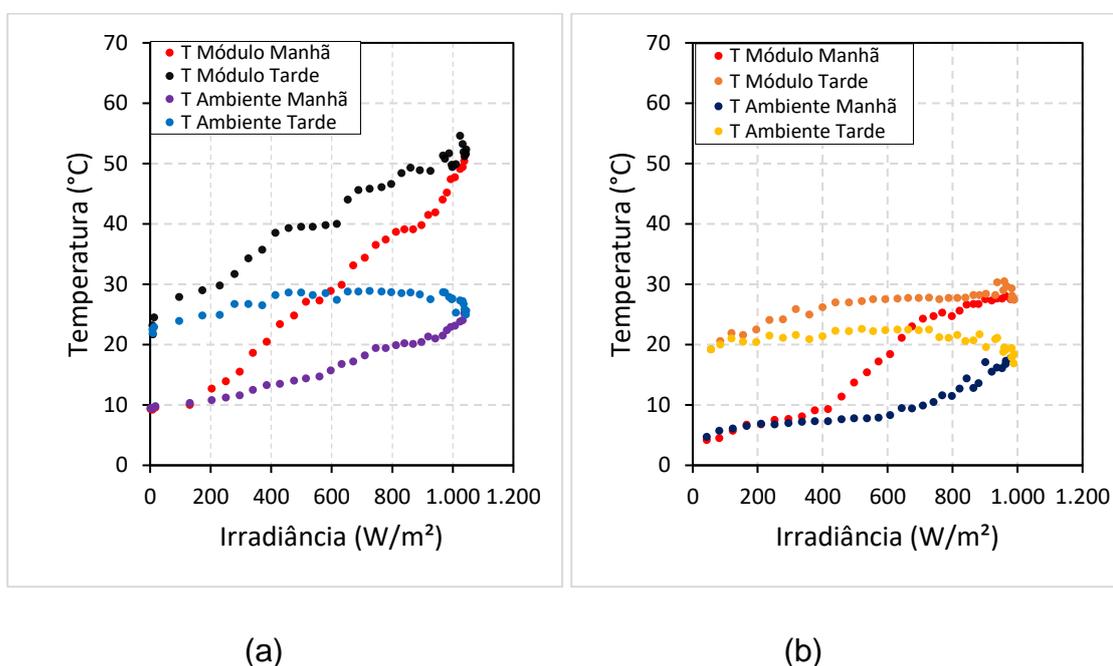


Figura 32: Temperatura dos módulos FVs e temperatura ambiente em função da irradiância em um dia sem nuvens, próximo ao equinócio de primavera no (a) solo da da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

Desta análise constata-se que no período da tarde a temperatura dos módulos fotovoltaicos é maior, independentemente se o sistema fotovoltaico foi instalado no solo ou no telhado. Portanto, se o arranjo FV for instalado em um telhado e se a orientação do mesmo pode ser for leste ou oeste devido a estrutura do telhado, então, a orientação leste, na qual incidirá mais irradiação solar pelas manhãs, resultará na maior produtividade do sistema fotovoltaico, pois a temperatura dos módulos fotovoltaicos será menor.

### 5.2.3. Efeito da Temperatura Ambiente na Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos

Nesta etapa, analisa-se a diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente (aumento de temperatura,  $\Delta T$ ), sem quantificar a irradiância solar, diferenciando os turnos da manhã e da tarde, para melhor compreender os resultados. Comparam-se os resultados encontrados para os dois sistemas fotovoltaicos na Figura 33, Figura 34, Figura 35 e Figura 36 nos dias próximos aos solstício de verão, equinócio de outono, solstício de inverno e equinócio de primavera, respectivamente. Em todas as casos, nota-se o aquecimento dos módulos fotovoltaicos no período da manhã e o resfriamento a tarde.

A Figura 33 mostra a variação da temperatura dos módulos em relação à temperatura ambiente durante o dia próximo ao solstício de verão nos sistemas FVs instalados na (a) cooperativa COPACOL e (b) na cooperativa LAR. Nota-se que esta diferença chegou a 30,3 °C quando a temperatura ambiente marcava 37 °C nos módulos FV instalados na propriedade associada à cooperativa COPACOL, representando um aumento de 82 %. Quando a irradiância solar é baixa, a diferença é próxima a 0 °C tanto no início da manhã quanto no final da tarde, para todos os dias e instalações analisadas. Nos módulos FVs instalados no sistema da cooperativa LAR, o máximo aumento de temperatura foi de 22,8 °C quando a temperatura ambiente era de 26,2 °C, representando um aumento de 87% na temperatura dos módulos, similar ao encontrado para os módulos na propriedade da COPACOL. Em ambas instalações, o aumento máximo ocorreu à tarde.

A Figura 34 mostra o aumento de temperatura na data próxima ao equinócio de outono. O maior aumento de temperatura nos módulos na COPACOL foi de 29,3 °C, no momento em que a temperatura ambiente marcava 28,3 °C, representando um aumento de 103,5%. Nesta época do ano, o aumento foi menor nos dispositivos instalados na propriedade da LAR, de 16,1 °C quando a temperatura ambiente era de 21,6 °C, representando um aumento de 74,5% na temperatura do módulo. Neste caso, a maior velocidade do vento influenciou o resultado.

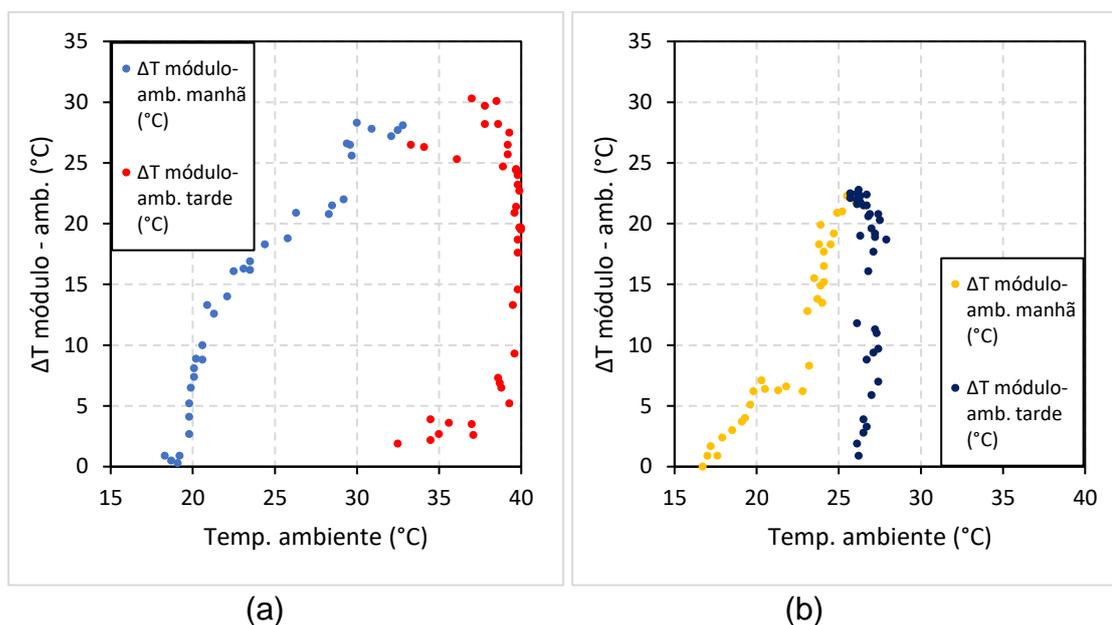


Figura 33: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao solstício de verão, nos arranjos FVs no (a) solo da da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

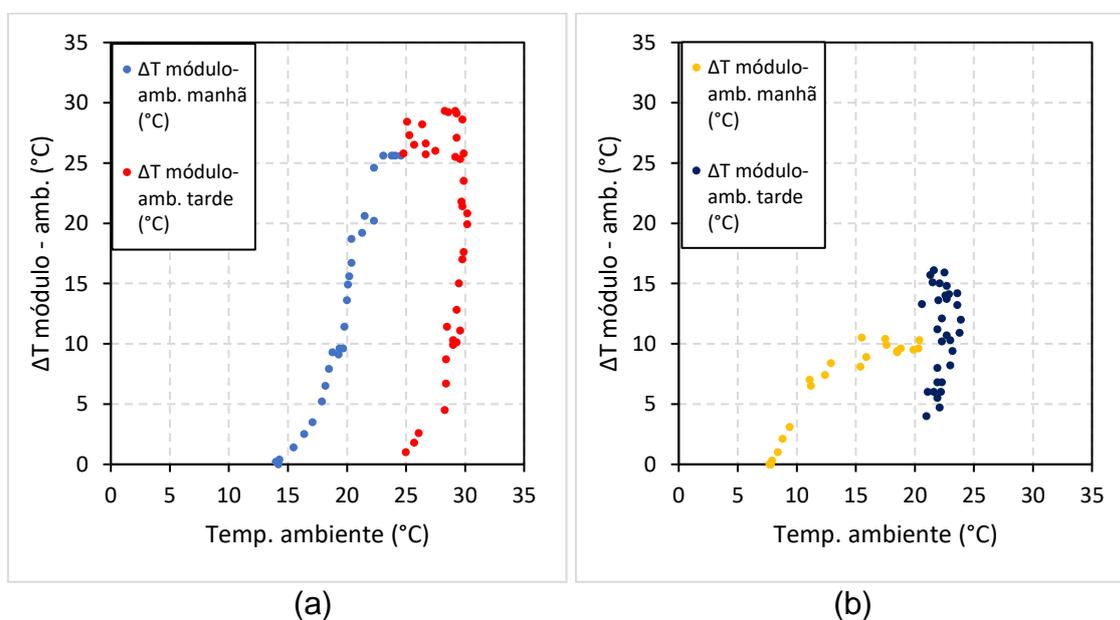


Figura 34: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao equinócio de outono, nos arranjos FVs no (a) solo da da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

A Figura 35 mostra o aumento da temperatura dos módulos nos sistemas FVs estudados no dia próximo ao solstício de inverno. Nesta data, a temperatura ambiente em ambas as instalações teve os menores valores por ser um dia próximo ao solstício de inverno e, com isso, ocorreram os menores aumentos de temperatura. No arranjo FV da cooperativa COPACOL, o maior aumento de temperatura dos módulos ocorreu quando a temperatura ambiente era de 15,7 °C, sendo de 23,1 °C, um aumento de 147% na temperatura dos módulos em relação à ambiente. Nos módulos da cooperativa LAR, novamente o aumento da temperatura dos módulos foi menor, de 105%, quando a temperatura ambiente registrada foi de 18,1 °C, representando um acréscimo de 19 °C na temperatura dos módulos fotovoltaicos.

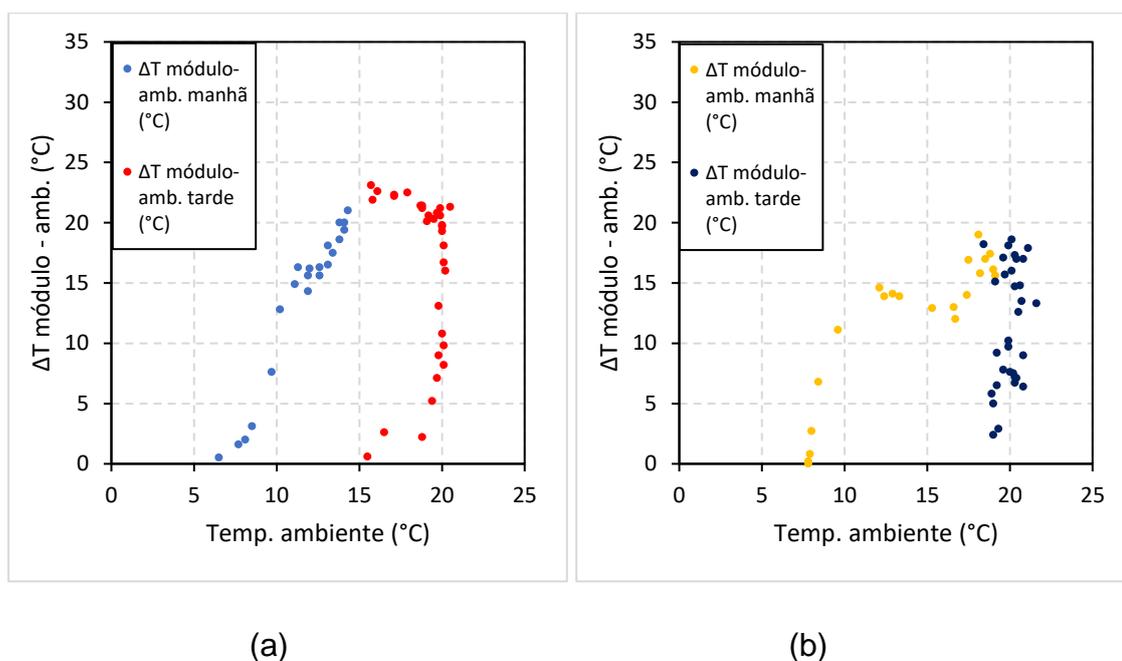


Figura 35: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao solstício de inverno, nos arranjos FVs no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

O aumento da temperatura dos módulos FVs no dia próximo ao equinócio de primavera é mostrado na Figura 36. Apesar de ter sido esperado o menor aumento de temperatura no inverno (Figura 35), verificou-se o menor valor da variação da temperatura dos módulos da cooperativa LAR na primavera. Conforme mostra a Figura 36, neste dia foram registradas as maiores velocidades do vento,

principalmente no período da tarde, que afetaram a temperatura dos módulos FVs. Os resultados foram os menores entre todos os dias analisados, considerando ambas as instalações. O máximo aumento de temperatura nos módulos da cooperativa COPACOL foi de 27,3 °C quando a temperatura ambiente medida foi de 27,3 °C, com um aumento de 100%, que ocorreu no início do turno da tarde. Já nos módulos da cooperativa LAR, o maior aumento ocorreu no turno da manhã, quando a temperatura ambiente era de 10,5 °C, e a variação da temperatura dos módulos chegou a 14,4 °C, representando um aumento de 137%.

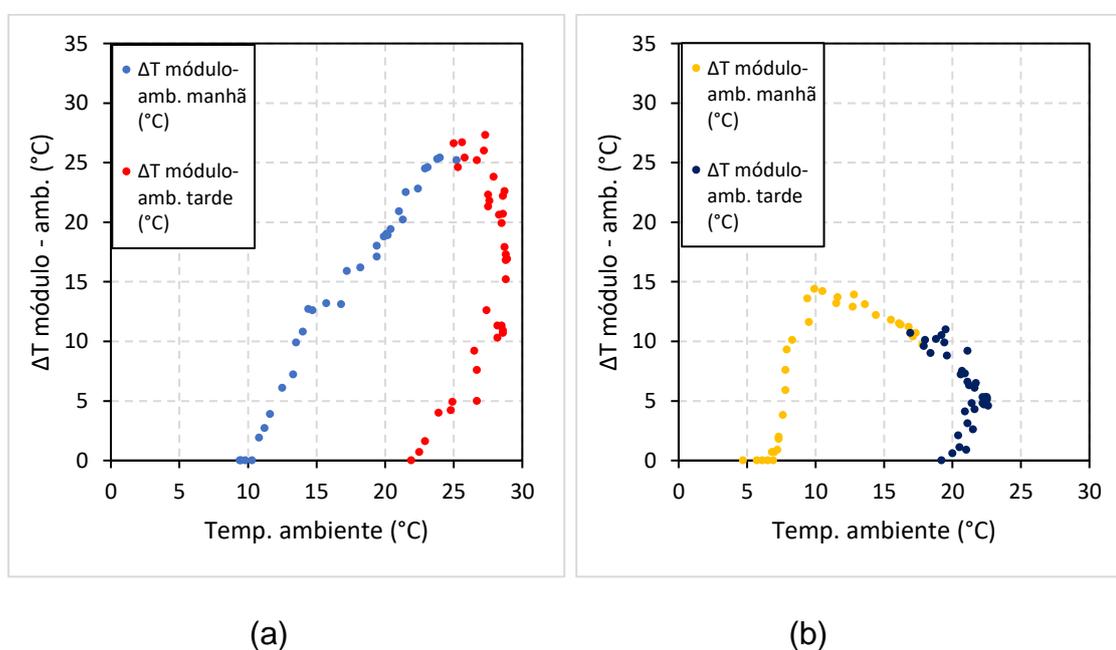


Figura 36: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da temperatura ambiente nos períodos da manhã e da tarde em um dia com poucas nuvens, próximo ao equinócio de primavera, nos arranjos FVs no (a) solo da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR

#### 5.2.4. Equacionamento da Temperatura dos Módulos Fotovoltaicos

Para o equacionamento da temperatura dos módulos fotovoltaicos foram ajustadas retas para o aumento da temperatura dos módulos ( $\Delta T$ ) em função da irradiância, de 150 W/m<sup>2</sup> a 1100 W/m<sup>2</sup>, independentemente para cada turno (manhã e tarde, de acordo com a hora solar) e para cada sistema FV. A Figura 37 mostra a tendência de aumento da temperatura dos módulos no arranjo fotovoltaico da

cooperativa COPACOL no turno da manhã, onde é possível perceber um aumento mais acentuado de  $\Delta T$  quando a irradiância ultrapassa 900 W/m<sup>2</sup> na data próxima ao solstício de verão. Neste caso, a equação resultante encontrada foi:

$$\Delta T = 2,86 \times 10^{-2} G - 3,94 \quad (5.1)$$

Onde G é a irradiância solar incidente. Para a Equação 5.1 encontrou-se  $R^2 = 0,94$ .

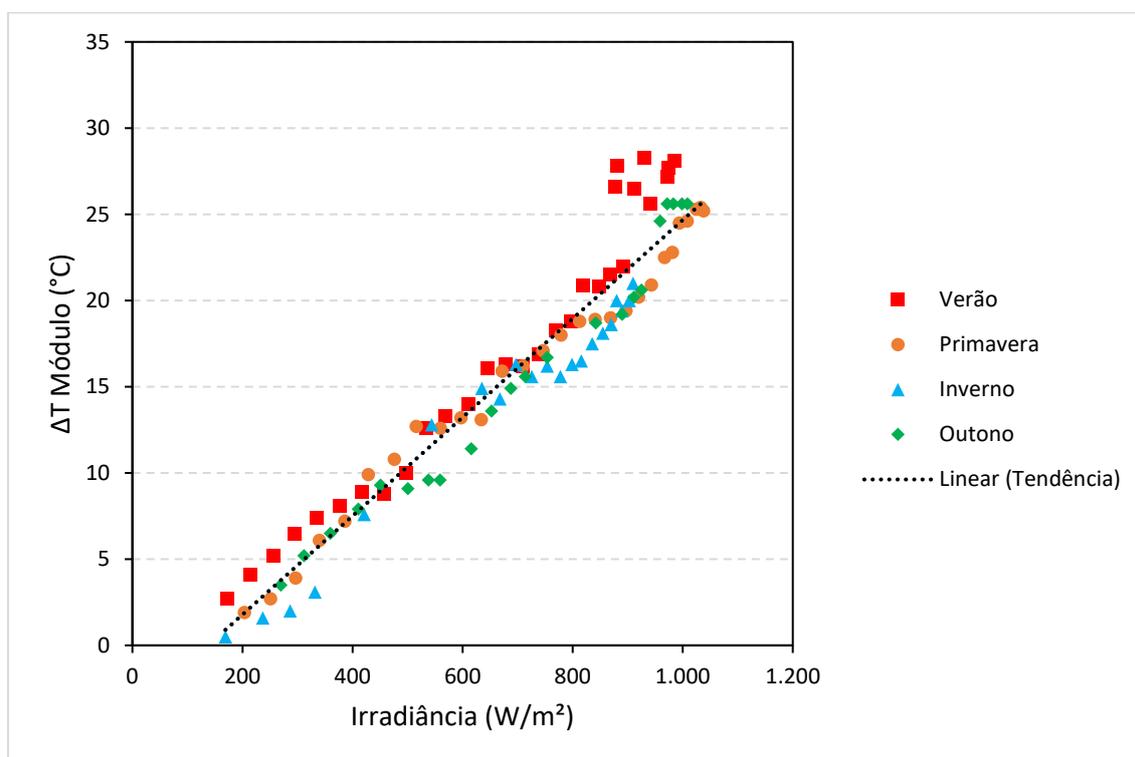


Figura 37: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no solo da propriedade da cooperativa COPACOL em função da irradiância solar durante todas as manhãs das diferentes estações do ano.

Para o turno da tarde, o resultado encontrado para os módulos FVs instalados na propriedade da cooperativa COPACOL é mostrado na Figura 38, onde pode-se ver também a linha de tendência resultante. A declividade da reta ajustada é similar àquela apresentada na Equação 5.2, que corresponde às manhãs. No entanto, observa-se uma maior dispersão dos pontos. A equação encontrada foi:

$$\Delta T = 2,67 \times 10^{-2} G + 0,04 \quad (5.2)$$

Neste caso, determinou-se  $R^2 = 0,90$ , confirmando a maior dispersão dos valores de  $\Delta T$  no período da tarde no sistema fotovoltaico instalado em solo.

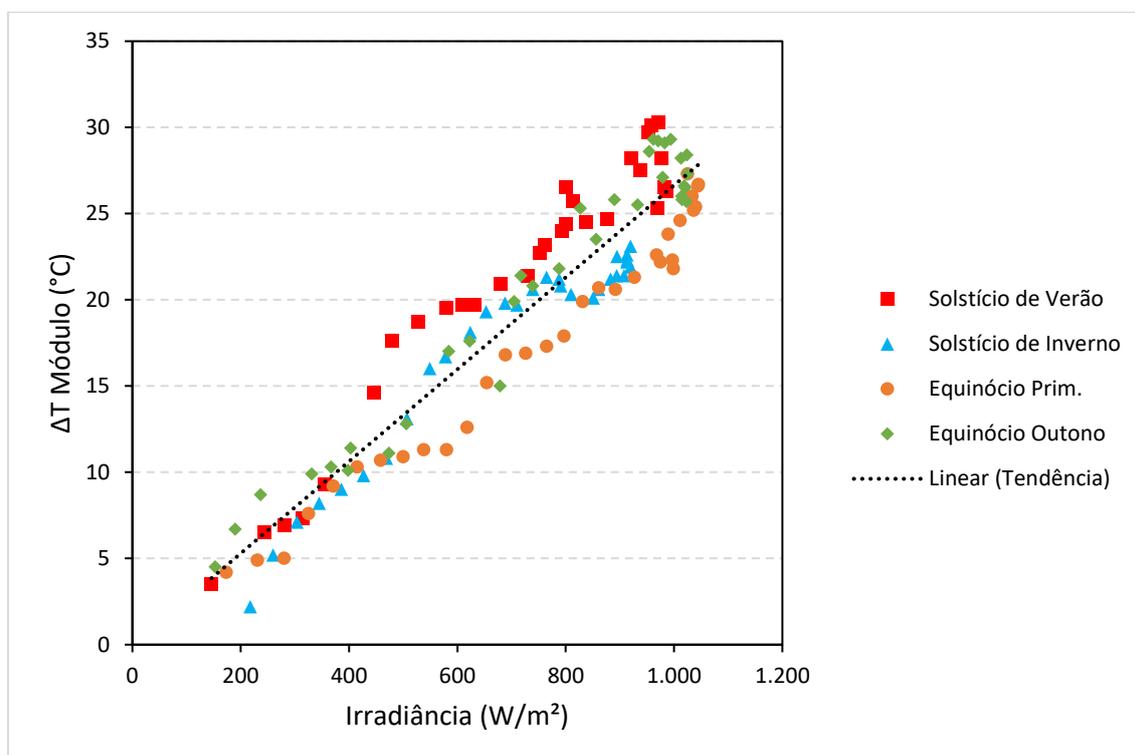


Figura 38: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no solo da propriedade da cooperativa COPACOL em função da irradiância solar durante todas as tardes das diferentes estações do ano.

Na Figura 39 e na Figura 40 apresenta-se a variação da temperatura dos módulos fotovoltaicos instalados no telhado do galpão na propriedade da cooperativa LAR. Observa-se uma maior dispersão dos resultados. O aumento da temperatura dos módulos FVs variou consideravelmente nas datas analisadas, tanto no turno da manhã quanto da tarde.

A Figura 39 mostra o resultado da equação ajustada obtida a partir do aumento de temperatura durante as manhãs. Encontrou-se a Equação 5.3:

$$\Delta T = 1,99 \times 10^{-2} G - 1,72 \quad (5.3)$$

Neste caso,  $R^2$  foi de somente 0,65, representando 65% de probabilidade de que os dados corresponham à equação encontrada. Em geral, a maior dispersão dos resultados de  $\Delta T$  ocorre quando a irradiância solar é alta. Como mostra a Figura 39, neste caso, a velocidade do vento é maior e afeta a troca de calor dos módulos FVs com o meio ambiente. Devido maior velocidade do vento próximo ao meio dia solar na primavera, o  $\Delta T$  dos módulos FVs não aumentou com a irradiância solar incidente, como se pode ver na Figura 39.

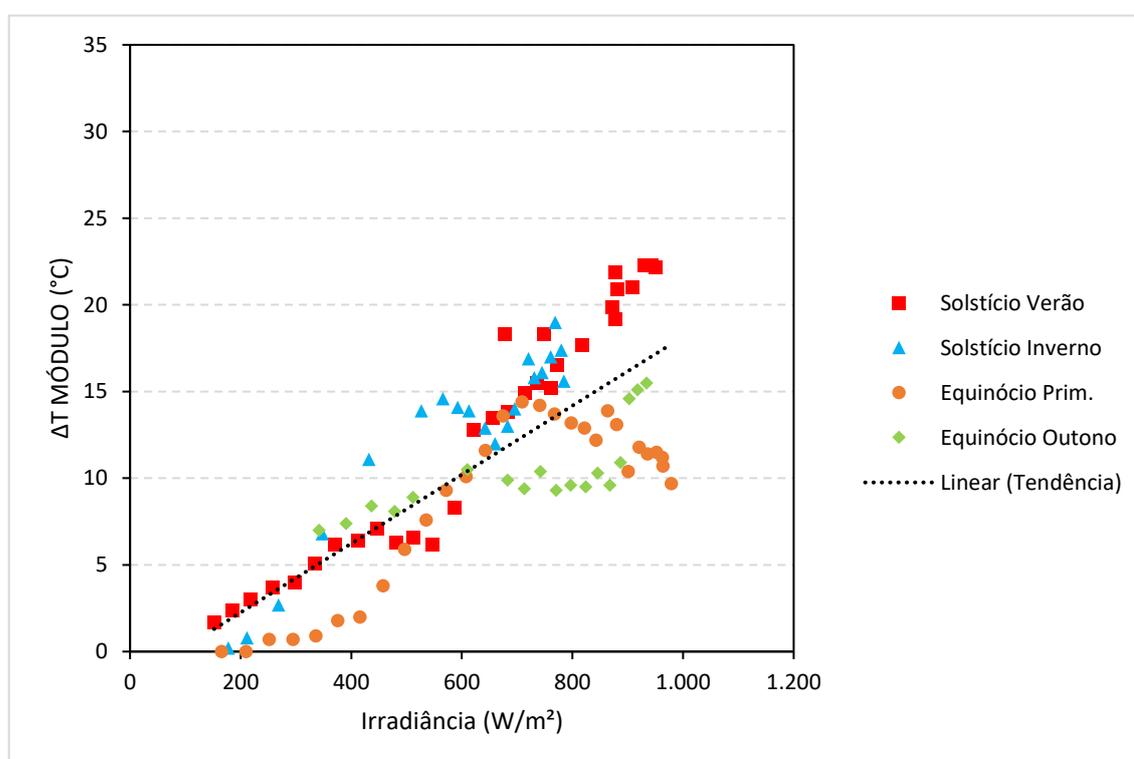


Figura 39: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no telhado da propriedade da cooperativa LAR em função da irradiância solar durante todas as manhãs das diferentes estações do ano.

Os resultados para o turno da tarde no arranjo da cooperativa LAR são mostrados na Figura 40. Neste caso, mostra-se também a linha de tendência em função da irradiância obtida a partir da equação ajustada:

$$\Delta T = 1,34 \times 10^{-2} G + 3,02 \quad (5.4)$$

Para o período da tarde, o valor de  $R^2$  foi de 0,31. Neste caso, a probabilidade de que os dados de aumento da temperatura em função da irradiância correspondam à equação encontrada é de apenas 31%. A maior diferença entre a Equação 5.4 e os resultados experimentais ocorreu no verão e na primavera

Devido aos baixos valores de  $R^2$  resultante da Equação 5.3 e Equação 5.4 encontradas para as manhãs e tardes, foram ajustadas equações para cada época do ano e turno. Na Tabela 8 e na Tabela 9 mostram-se as equações encontradas e os respectivos valores  $R^2$ , correspondentes aos turnos da manhã os da tarde.

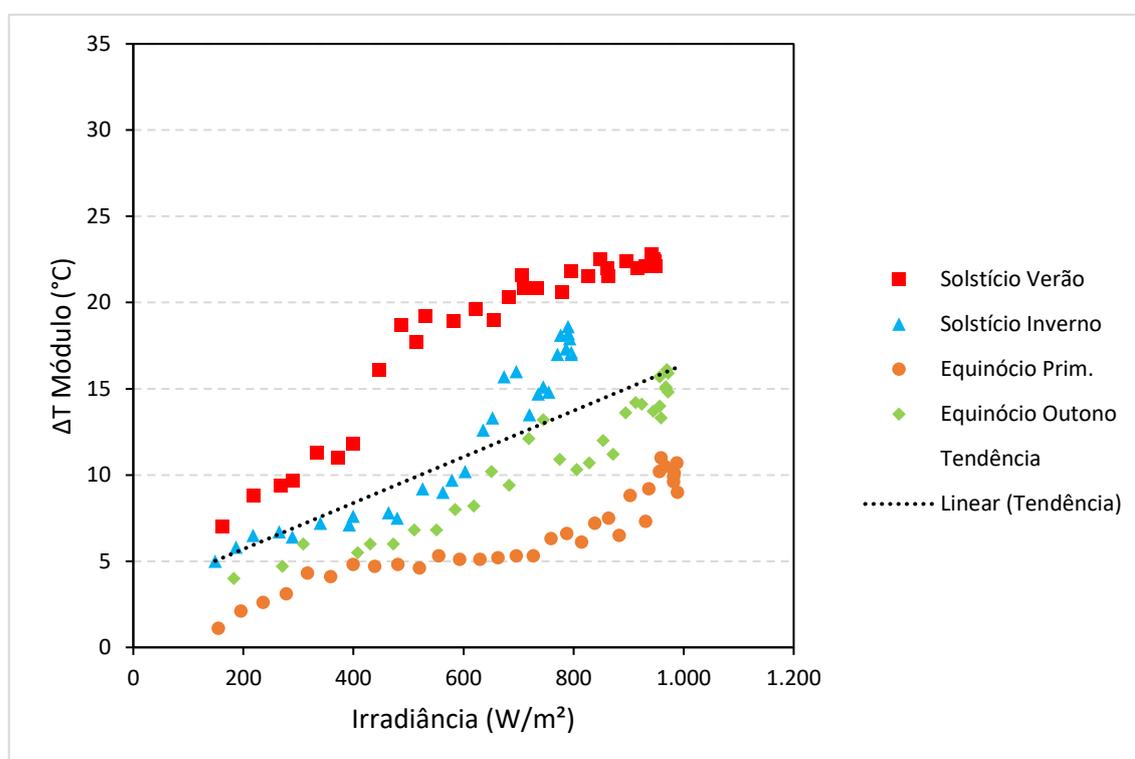


Figura 40: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente instalados no sistema no telhado da propriedade da cooperativa LAR em função da irradiância solar durante todas as tardes das diferentes estações do ano.

Como demonstram os valores de  $R^2$  apresentados na Tabela 8 e na Tabela 9, os aumentos da temperatura dos módulos fotovoltaicos podem ser melhor previstos se analisados individualmente em cada época do ano, uma vez que os valores de  $R^2$  são mais próximos de 1 quando comparados com o valor de  $R^2$  da Equação 5.4. Nestes resultados foi considerado outro fator que afeta a troca de calor: a velocidade

do vento. Como o arranjo FV na propriedade da COPACOL encontra-se instalado próximo ao solo e o arranjo FV na LAR está instalado sobre telhado, os maiores valores da velocidade do vento podem ter sido o fator que afetou a  $\Delta T$  e a dispersão dos resultados em relação a equação ajustada para a cooperativa LAR. A Figura 41, Figura 42, Figura 41 e Figura 41 comparam o aumento de temperatura ( $\Delta T$ ) em função da velocidade do vento no arranjo FV da cooperativa COPACOL e da cooperativa LAR, nos turnos da manhã e da tarde nas diferentes épocas do ano. No dia próximo ao solstício de verão (Figura 41) é possível observar que, no sistema FV no solo (cooperativa COPACOL) as maiores velocidades do vento ocorreram pela manhã, e resultaram nos menores aumentos de temperatura. Por outro lado, no sistema instalado no telhado (cooperativa LAR), apesar de os maiores aumentos de temperatura também ocorrerem pela tarde, os valores são menores do que os encontrados no sistema FV no solo e a velocidade do vento foi maior tanto na parte da manhã quanto a tarde.

Tabela 8: Equação ajustada para a diferença de temperatura entre os módulos FVs instalados no sistema da cooperativa LAR em função da irradiância solar incidente nas manhãs em diferentes estações do ano.

<b>Cooperativa LAR - Manhãs</b>		
<b>Estação</b>	<b>Equação</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
<b>Verão</b>	$\Delta T = 2,51 \times 10^{-2} G - 2,63$	0,93
<b>Outono</b>	$\Delta T = 1,30 \times 10^{-2} G + 0,34$	0,85
<b>Inverno</b>	$\Delta T = 2,68 \times 10^{-2} G - 3,31$	0,92
<b>Primavera</b>	$\Delta T = 1,65 \times 10^{-2} G - 2,06$	0,80

A Figura 42 compara o aumento de temperatura em função da velocidade do vento nos módulos FVs da cooperativa COPACOL e LAR no equinócio de outono. Neste caso, percebe-se a menor velocidade do vento e maior aumento da temperatura dos módulos instalados próximo ao solo.

Tabela 9: Equações do aumento de temperatura em função da irradiância nas tardes do arranjo da cooperativa LAR.

Cooperativa LAR - Tardes		
Estação	Equação	R <sup>2</sup>
Verão	$\Delta T = 1,87 \times 10^{-2} G + 6,04$	0,89
Outono	$\Delta T = 1,51 \times 10^{-2} G - 0,13$	0,91
Inverno	$\Delta T = 2,07 \times 10^{-2} G + 0,07$	0,89
Primavera	$\Delta T = 9,2 \times 10^{-3} G + 0,11$	0,87

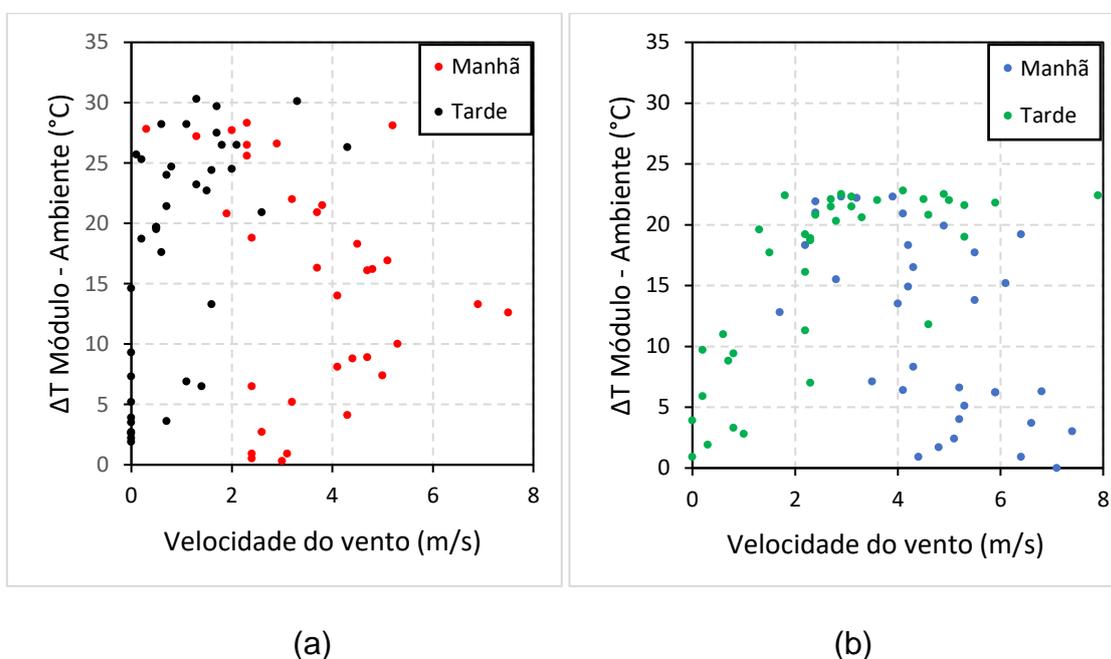


Figura 41: Diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens próximo ao solstício de verão, no sistema FV instalado (a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

Os resultados no dia próximo ao solstício de inverno estão mostrados na Figura 43. Também é possível notar que a velocidade do vento é menor e causa um maior aumento de temperatura nos módulos da cooperativa COPACOL. Porém, a velocidade do vento no telhado da propriedade da cooperativa LAR foi mais variável, mas neste caso, não é possível identificar o efeito no  $\Delta T$ , sendo similar no período da manhã e tarde.

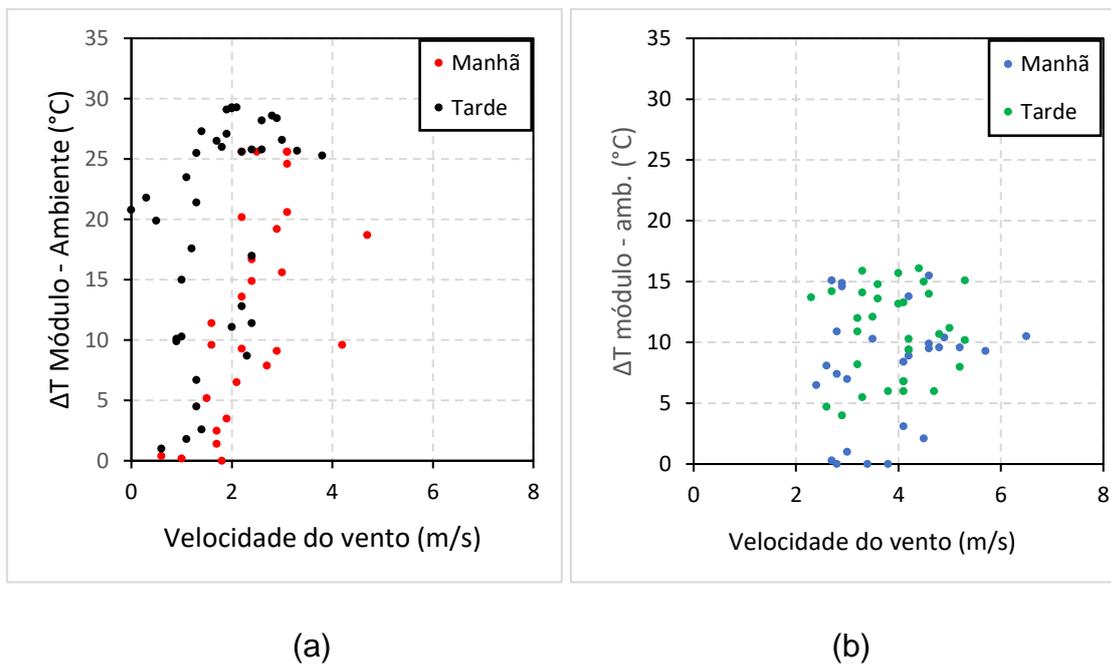


Figura 42: Variação da temperatura dos módulos em relação à temperatura ambiente em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens, próximo ao equinócio de outono, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

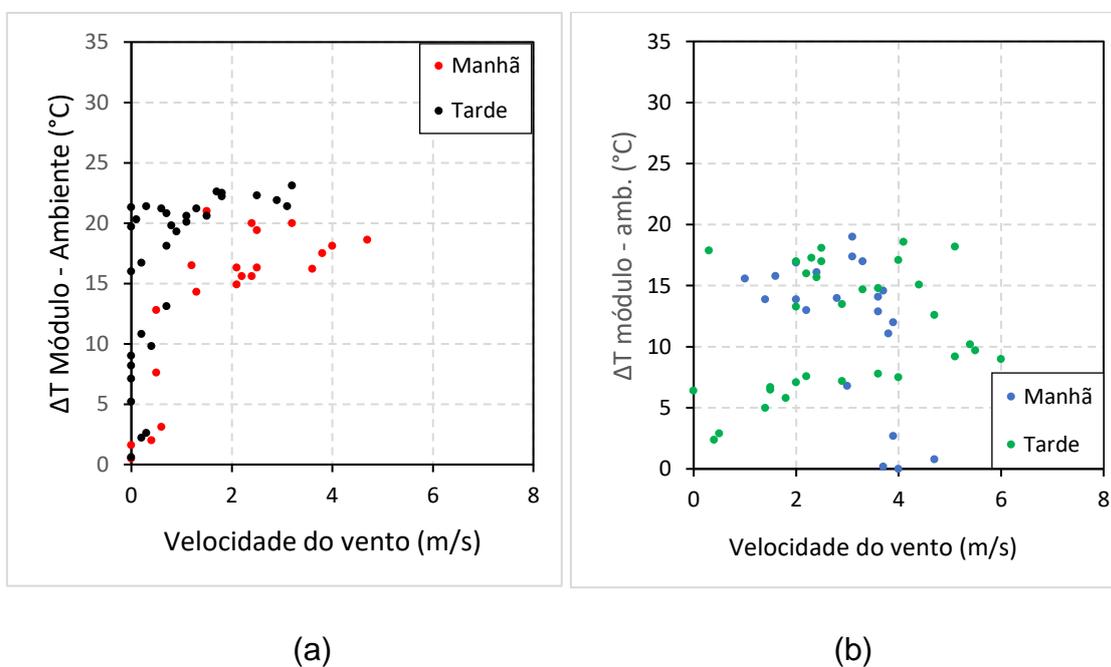


Figura 43: Variação da temperatura do módulo em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens próximo ao solstício de inverno, de acordo com a hora solar, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

Para o dia próximo ao equinócio de primavera, a Figura 44 mostra de forma mais expressiva o maior aumento de temperatura e a menor velocidade do vento nos módulos FVs instalados em solo (Figura 44-a). No sistema FV instalado no telhado, observam-se os maiores valores da velocidade do vento nesta época do ano. Neste caso, quando ocorrem os maiores valores da velocidade do vento entre 8 m/s e 10 m/s, o aumento da temperatura é da ordem de 5 °C a 7 °C. No sistema instalado em solo o  $\Delta T$  chega a 27 °C e a velocidade do vento é inferior a 4 m/s enquanto que no sistema no telhado o aumento da temperatura fica sempre abaixo de 15 °C e a velocidade do vento ocorre majoritariamente entre 4 m/s e 10 m/s.

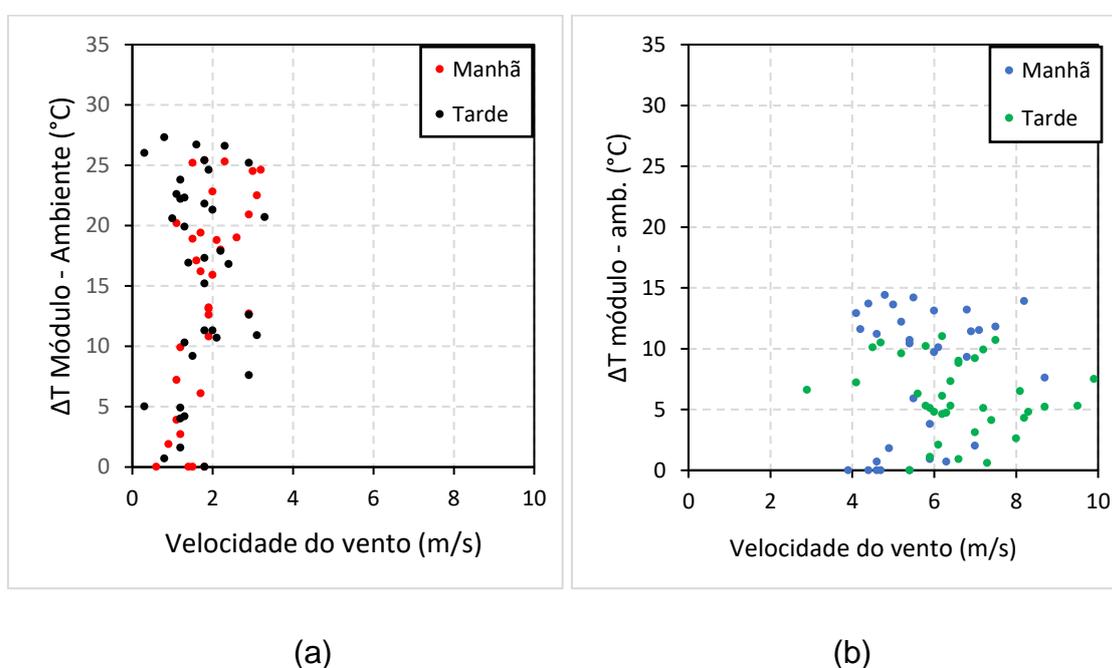


Figura 44: Variação da temperatura do módulo em função da velocidade do vento em um dia sem nuvens próximo ao equinócio de primavera, de acordo com a hora solar, no sistema FV instalado(a) no solo da propriedade da cooperativa COPACOL e (b) no telhado da cooperativa LAR.

Estudos mais detalhados serão necessários para compreender o efeito da velocidade do vento na troca de calor dos módulos fotovoltaicos. No entanto, pode-se concluir que no sistema instalado no solo o aumento da temperatura é maior devido a menor velocidade do vento e que o comportamento é diferente no período da manhã e da tarde.

Para compreender o diferente efeito da velocidade do vento no aumento da temperatura dos módulos FVs instalados em solo e em telhado, na Tabela 10

comparam-se os valores do aumento de temperatura ( $\Delta T$ ) dos módulos em função da temperatura ambiente e da velocidade do vento, com a irradiância solar similar no intervalo de 754 a 799 W/m<sup>2</sup>, nas diferentes épocas do ano. Nota-se que nos horários com maior velocidade do vento nos módulos FVs da cooperativa LAR, no verão e nos equinócios de outono e primavera, o  $\Delta T$  foi menor. Na primavera, no horário selecionado, a velocidade do vento foi de 6,8 m/s nos módulos no telhado e o aumento da temperatura foi de 13,2 °C, enquanto que nos módulos FVs no solo (COPACOL) o valor de  $\Delta T$  foi de 18,0 °C, quando a velocidade do vento era de 2,2 m/s. Portanto, nos módulos FVs instalados no telhado, a taxa de aumento da temperatura foi menor, ou seja, quanto maior for a velocidade do vento, menor será o  $\Delta T$ , como se pode ver na Tabela 11. Verifica-se que nesta época do ano, a taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento foi de 1,9 °C/(m/s) e de 8,2 °C/(m/s), respectivamente, para os módulos FVs no telhado e no solo.

Tabela 10: Aumento de temperatura ( $\Delta T$ ) dos módulos FVs em função da temperatura ambiente e da velocidade do vento, com a irradiância solar similar no intervalo de 754 a 799 W/m<sup>2</sup>, em horários próximos, nas diferentes estações do ano para o sistema fotovoltaico instalado no solo (COPACOL) e no telhado (LAR).

Estação	Arranjo	Hora Solar	Irradiância (W/m <sup>2</sup> )	T <sub>A</sub> (°C)	T <sub>MÓDULO</sub> (°C)	$\Delta T$ (°C)	V Vento (m/s)
Verão	LAR	10:03	773	24,1	40,6	16,5	4,3
	COPACOL	9:54	797	25,8	44,6	18,8	2,4
Outono	LAR	10:23	797	18,8	28,4	9,6	4,8
	COPACOL	9:54	754	20,4	37,1	16,7	2,4
Inverno	LAR	12:22	796	20,4	37,4	17,0	2,5
	COPACOL	10:33	799	12,6	28,9	16,3	2,5
Primavera	LAR	10:03	798	11,5	24,7	13,2	6,8
	COPACOL	9:43	779	19,4	37,4	18,0	2,2

Tabela 11: Taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento para os sistemas fotovoltaicos instalados no solo (COPACOL) e no telhado (LAR).

Estação	Arranjo	T <sub>A</sub> (°C)	T <sub>MÓDULO</sub> (°C)	ΔT (°C)	V <sub>Vento</sub> (m/s)	ΔT/V <sub>vento</sub> (°C/(m/s))
Verão	LAR	24,1	40,6	16,5	4,3	3,8
	COPACOL	25,8	44,6	18,8	2,4	7,8
Outono	LAR	18,8	28,4	9,6	4,8	2,0
	COPACOL	20,4	37,1	16,7	2,4	7,0
Inverno	LAR	20,4	37,4	17,0	2,5	6,8
	COPACOL	12,6	28,9	16,3	2,5	6,5
Primavera	LAR	11,5	24,7	13,2	6,8	1,9
	COPACOL	19,4	37,4	18,0	2,2	8,2

Das Tabela 11 e Tabela 10 verifica-se que no sistema FV instalado em solo, no horário selecionado, a velocidade do vento variou de 2,2 m/s a 2,5 m/s e o aumento de temperatura foi de 16,3 °C a 18,8 °C, resultando na taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento no intervalo de de 6,5 °C/(m/s) a 8,2 °C/(m/s).

Porém, no sistema no telhado do galpão, a velocidade do vento variou de de 2,5 m/s a 6,8 m/s, tendo ocorrido o maior valor na primavera e o menor no inverno. Observa-se que no inverno a taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento, de 6,8 °C/(m/s), foi similar ao resultado encontrado para os módulos no solo. Este resultado indica que o principal parâmetro que afetou a troca de calor e, conseqüentemente o ΔT dos módulos no telhado, foi a velocidade do vento no local. Também se nota que nos equinócios a taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento foi similar, da ordem de 2,0 °C/(m/s).

Na Figura 45 mostra-se a taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento (V<sub>vento</sub>) para todas as estações do ano e para os dois sistemas fotovoltaicos analisados. Observa-se a relação inversamente proporcional em função do aumento da velocidade do vento até o valor de 5 m/s e a tendência de estabilizar a taxa de aumento da temperatura nos módulos fotovoltaico em 2 °C/(m/s) a partir deste valor.

A taxa de aumento da temperatura ( $\Delta T/V_{\text{vento}}$ ) pode ser representada pela seguinte Equação 5.5, até a velocidade do vento de 5 m/s:

$$\frac{\Delta T}{V_{\text{vento}}} = -2,081x + 12,28 \quad (5.5)$$

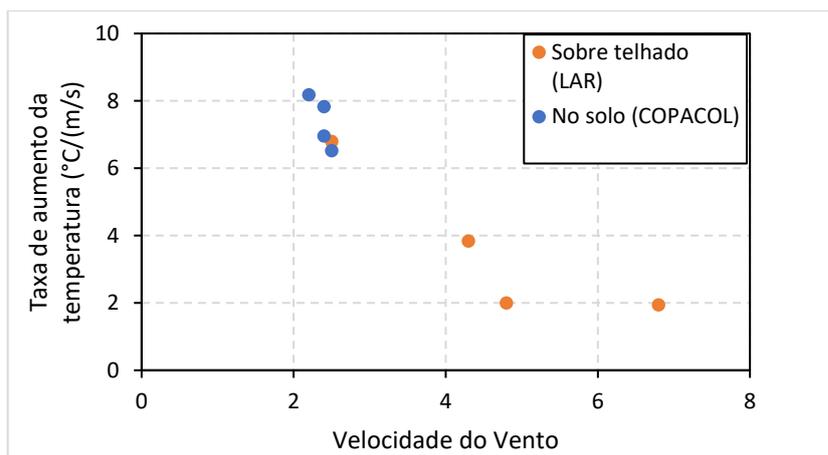


Figura 45: Taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento para os sistemas fotovoltaicos instalados no solo (COPACOL) e no telhado (LAR).

### 5.3. Análise da Produtividade e do Desempenho Global dos Sistemas Fotovoltaicos em Diferentes Estações do Ano

A produtividade em função da hora solar do sistema fotovoltaico instalado no solo (cooperativa COPACOL) e no telhado (cooperativa LAR) é comparada na Figura 46. Na Tabela 12 e na Tabela 13 apresenta-se a produtividade horária ao longo dos dias selecionados para os dois sistemas FVs. Os valores da produtividade horária foram somadas para determinar a produtividade diária.

Da Figura 46 observa-se que a produtividade diária do sistema FV no telhado (LAR) foi superior à do sistema no solo (COPACOL) nos dias próximos ao equinócio de outono, equinócio de primavera e solstício de verão e inferior apenas no inverno. No entanto, quando se analisa a produtividade em função da hora solar, dependendo da hora do dia, os valores encontrados para o sistema FV da LAR são menores. Percebe-se que, por exemplo, nos dias próximos ao equinócio de outono, a produtividade do sistema FV da LAR é inferior àquela encontrada no sistema em solo

(COPACOL) durante todo o período da manhã, sendo, inclusive, a menor produtividade obtida até, aproximadamente, 10 horas e 30 minutos (hora solar).

As menores produtividades diárias, nos dois sistemas FV avaliados, ocorrem nos dias próximos ao solstício de inverno, uma vez que o número de horas com irradiância solar foi menor, sendo o dia mais curto, bem como a irradiação solar diária é menor por conta da declinação solar deste período.

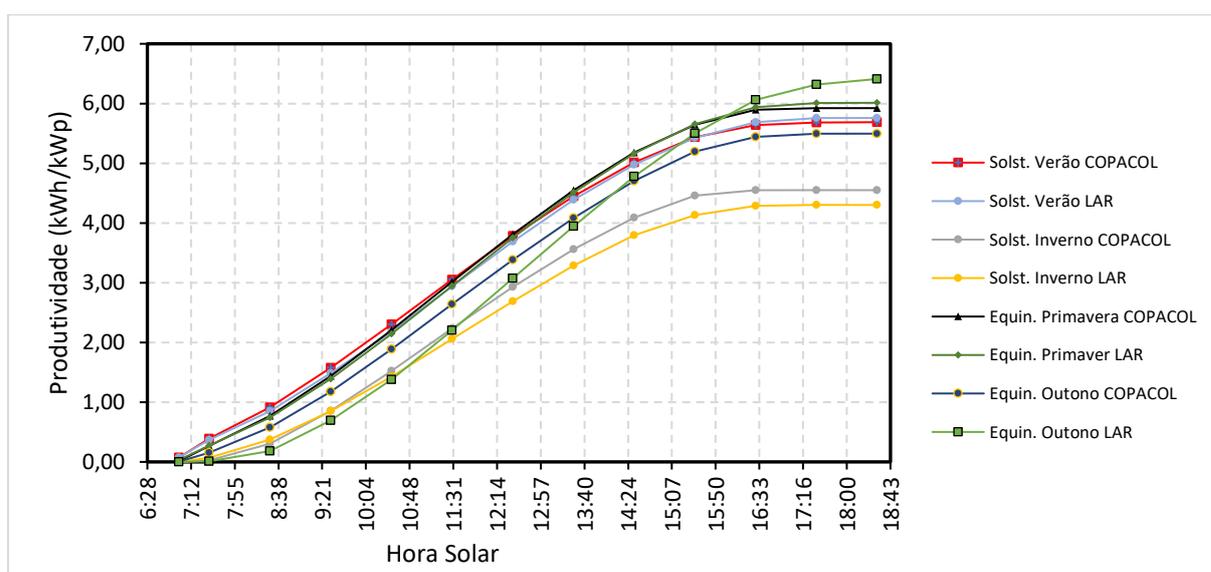


Figura 46: Produtividade em função da hora solar dos sistemas fotovoltaicos em solo (COPACOL) e no telhado (LAR) durante um dia representativo de cada estação do ano.

A Tabela 12 mostra as produtividades horárias e diárias do sistema FV instalado no solo (cooperativa COPACOL) e a Tabela 13 mostra os resultados do sistema no telhado (cooperativa LAR). No sistema em solo, conforme Tabela 12, a maior produtividade horária ocorreu entre as 11 horas da manhã e o meio-dia na primavera, com 0,81 kWh/kW<sub>P</sub>, período que também apresentou a maior produtividade diária deste sistema FV, com 5,92 kWh/kW<sub>P</sub>, sendo 30% maior que a menor produtividade diária, ocorrida no solstício de inverno, com 4,55 kWh/kW<sub>P</sub>. Os horários de maiores produtividades situam-se entre às 10 horas e às 14 horas.

No sistema FV instalado no telhado (cooperativa LAR), de acordo com a Tabela 13, a maior produtividade horária ocorreu entre às 13 horas e 14 horas no dia próximo ao equinócio de outono, com valor de 0,88 kWh/kW<sub>P</sub>. Neste dia, também se obteve a maior produtividade diária, de 6,41 kWh/kW<sub>P</sub>, 49% maior que a menor produtividade

diária, 4,30 kWh/kW<sub>P</sub>, ocorrida no dia próximo ao solstício de inverno. Os horários de maiores produtividades situam-se entre às 11 horas e às 15 horas.

Tabela 12: Produtividade horária e diária do sistema FV instalado em solo na propriedade da cooperativa COPACOL em diferentes dias do ano.

Horário	Produtividade Solst. Verão (kWh/kW <sub>P</sub> )	Produtividade Equin. Outono (kWh/kW <sub>P</sub> )	Produtividade Solst. Inverno (kWh/kW <sub>P</sub> )	Produtividade Equin. Primavera (kWh/kW <sub>P</sub> )
6:30 às 7	0,07	0,00	0,00	0,01
7 às 8	0,32	0,15	0,03	0,25
8 às 9	0,52	0,42	0,28	0,50
9 às 10	0,66	0,60	0,55	0,67
10 às 11	0,73	0,71	0,67	0,77
11 às 12	0,75	0,75	0,71	0,81
12 às 13	0,73	0,74	0,70	0,79
13 às 14	0,66	0,70	0,63	0,74
14 às 15	0,57	0,62	0,53	0,63
15 às 16	0,42	0,49	0,37	0,47
16 às 17	0,20	0,25	0,09	0,25
17 às 18	0,05	0,05	0,00	0,03
18 às 18:30	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Diário</b>	5,69	5,50	4,55	5,92

Tabela 13: Produtividade horária e diária do sistema FV instalado em telhado na propriedade da cooperativa LAR em diferentes dias do ano.

Horário	Produtividade Solst. Verão (kWh/kW <sub>P</sub> )	Produtividade Equin. Outono (kWh/kW <sub>P</sub> )	Produtividade Solst. Inverno (kWh/kW <sub>P</sub> )	Produtividade Equin. Primavera (kWh/kW <sub>P</sub> )
6:30 às 7	0,08	0,00	0,00	0,03
7 às 8	0,29	0,01	0,07	0,24
8 às 9	0,48	0,17	0,31	0,47
9 às 10	0,63	0,52	0,47	0,65
10 às 11	0,70	0,68	0,58	0,75
11 às 12	0,75	0,82	0,63	0,80
12 às 13	0,75	0,87	0,63	0,81
13 às 14	0,70	0,88	0,60	0,75
14 às 15	0,59	0,83	0,51	0,65
15 às 16	0,45	0,72	0,34	0,50
16 às 17	0,26	0,56	0,15	0,28
17 às 18	0,07	0,26	0,02	0,07
18 às 18:30	0,00	0,09	0,00	0,00
<b>Total Diário</b>	5,76	6,41	4,30	6,01

Comparando as produtividades das duas instalações, a maior produtividade diária no sistema FV no telhado (cooperativa LAR) foi 8,3% maior que a maior produtividade diária sistema em solo (cooperativa COPACOL). Este resultado deve-se a maior velocidade do vento no arranjo FV no telhado, pois este sistema não está orientado ao norte.

No inverno, a conversão de energia foi superior no sistema da cooperativa LAR. A irradiação solar diária no arranjo da LAR, neste dia, foi de 4,95 kWh/m<sup>2</sup> e a energia elétrica produzida foi de 4,30 kWh, enquanto que no arranjo da cooperativa COPACOL, a irradiação solar diária foi de 6,17 kWh/m<sup>2</sup> e a energia elétrica produzida neste dia foi de 4,53 kWh.

O sistema no telhado apresentou maior produtividade horária em quatro horários no dia próximo ao equinócio de outono, entre às 11 horas e 15 horas quando comparado com o maior valor obtido para a produtividade horária no sistema no solo (COPACOL), ocorrido entre às 11 horas e 12 horas no dia próximo ao equinócio de primavera.

A Tabela 14 mostra os valores do desempenho global dos sistemas fotovoltaicos. O desempenho global diário dos sistemas fotovoltaicos apresentou diferentes comportamentos entre as duas instalações e nos dias analisados. Enquanto que o desempenho global do sistema no telhado (cooperativa LAR) variou de 81,6% (no outono) a 87,3% (no inverno), o resultado para o sistema em solo (cooperativa COPACOL) variou de 73,5%, no solstício de inverno, a 81,9% no solstício de verão.

Tabela 14: Desempenho global diário dos sistemas fotovoltaicos em dias de céu limpo, sem ou com poucas nuvens, próximos aos equinócios e solstícios.

	Desempenho global	
	COPACOL	LAR
<b>Solstício de verão</b>	81,9%	84,4%
<b>Equinócio de outono</b>	75,5%	81,6%
<b>Solstício de inverno</b>	73,5%	87,3%
<b>Equinócio de Primavera</b>	80,8%	85,1%

O maior desempenho global do sistema FV no telhado ocorreu na primavera, quando a irradiação solar diária foi de 7,06 kWh/m<sup>2</sup> e a energia elétrica produzida foi de 6,01 kWh. No sistema em solo, a irradiação solar diária no dia com maior desempenho global, no solstício de verão, foi de 6,94 kWh/m<sup>2</sup> e a energia elétrica produzida foi de 5,68 kWh.

## 6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE CONTINUIDADE

A participação do meio rural na produção de energia com a tecnologia fotovoltaica vem crescendo a cada ano, mas ainda há muito o que explorar nesse segmento. Dos três estados maiores produtores de energia elétrica com a tecnologia fotovoltaica, Minas Gerais tem 22,6% da potência instalada no meio rural, o Rio Grande do Sul tem 16,8% e São Paulo, 9,3%, percentuais que demonstram o grande potencial de expansão nestes estados, considerando o forte desenvolvimento agrícola deles. O estado do Rio Grande do Sul dobrou o percentual de capacidade instalada no meio rural entre 2014 e 2020. Considerando as regiões do Brasil, a região sul apresentou o maior percentual de potência instalada no meio rural, com 20% do total instalado e a região norte, apenas 5,5%. A região centro-oeste apresentou 18,9% de sua capacidade instalada no meio rural, demonstrando que mesmo onde a agricultura é a base da economia, ainda há muito o que se explorar.

A irradiância incidente foi o principal fator de aumento de temperatura nos módulos fotovoltaicos. No período da manhã, a temperatura ambiente e dos módulos FVs foram menores que no período da tarde, em todas as estações do ano, no sistema instalado em solo e no telhado. Desta forma, sendo a temperatura dos módulos também um fator que afeta a produtividade, verificou-se que a instalação de módulos fotovoltaicos orientados para o leste pode ser mais adequada, quando há apenas as opções leste ou oeste para orientá-los em telhados, como no caso de uma edificação de duas águas. Desta forma, a temperatura dos módulos será sempre menor do que caso fosse orientado a oeste, sob a mesma incidência de irradiância solar, proporcionando maior produtividade.

A velocidade do vento foi um importante fator para um menor aumento da temperatura nos módulos fotovoltaicos no sistema instalado no telhado (cooperativa LAR). Na comparação com o aumento da temperatura dos módulos em solo (cooperativa COPACOL) em datas próximas, a variação de temperatura em relação à

ambiente no sistema no telhado (cooperativa LAR) foi sempre menor, principalmente nos equinócios de primavera e de outono, quando a velocidade do vento foi mais alta. Com isto, sabendo-se que a velocidade do vento em alturas maiores é maior do que próximo ao solo, a instalação do arranjo fotovoltaico sobre telhado, com afastamento do mesmo, pode ser mais vantajoso que um sistema instalado sobre estruturas em solo, por conta da melhor troca de calor por convecção. Consequentemente, obteve-se a maior produtividade diária em três das quatro estações do ano. Somente no inverno, a produtividade no sistema no telhado foi inferior, porém, a irradiação incidente foi menor, afetando a produtividade. Nesta situação, há de ser levado em consideração o tipo de edificação sobre o qual o sistema fotovoltaico estará instalado, pois, neste caso, o galpão possuía telhas metálicas, que facilitam a troca térmica, além de ser um galpão aberto, sem paredes, o que facilitou a circulação de ar sob o telhado metálico.

O equacionamento linear da diferença entre a temperatura dos módulos FVs e ambiente em função da irradiância incidente no sistema em solo (COPACOL) mostrou-se viável, uma vez que a velocidade do vento causou menor influência na temperatura dos módulos, sendo esta uma variável não considerada para o equacionamento. As equações foram ajustada para o período da manhã e da tarde no sistema da cooperativa COPACOL e obteve-se a probabilidade de mais de 90% de corresponderem aos resultados experimentais. Para o sistema no telhado (cooperativa LAR), foi necessário obter as equações lineares para cada estação do ano e para o período da manhã e da tarde, uma vez que a velocidade do vento teve maior influência. No entanto, com as equações propostas a probabilidade de correspondência com os resultados experimentais foi de 80% a 93%, sendo a menor na primavera, quando registrou-se a maior velocidade do vento.

Também se constatou que a taxa de aumento da temperatura em função da velocidade do vento em todas as estações do ano e nos dois sistemas fotovoltaicos analisados é inversamente proporcional a velocidade do vento até o valor de 5 m/s e tende a estabilizar em  $2\text{ }^{\circ}\text{C}/(\text{m/s})$  a partir deste valor.

Como esperado, as menores produtividades diárias, nos dois sistemas FVs avaliados, ocorrem nos dias próximos ao solstício de inverno, uma vez que a irradiação solar foi menor. No sistema em solo, a maior produtividade horária ocorreu entre às 11 horas da manhã e o meio-dia na primavera, com  $0,81\text{ kWh/kWp}$ . No

sistema FV instalado no telhado (cooperativa LAR), a maior produtividade horária foi um pouco maior, de 0,88 kWh/kW<sub>P</sub>, e ocorreu entre às 13 horas e 14 horas no dia próximo ao equinócio de outono.

Em relação a produtividade diária, o maior valor no sistema FV em solo foi de 5,92 kWh/kW<sub>P</sub> e foi encontrado na primavera, sendo 30% maior que a menor produtividade diária, ocorrida no inverno. Por outro lado, no sistema no telhado, a maior produtividade diária foi superior, de 6,41 kWh/kW<sub>P</sub> e ocorreu no outono, sendo 49% maior que a menor produtividade diária no inverno.

Também se constatou que o desempenho global foi maior no sistema instalado no telhado, com valor médio de 84,60 %, enquanto que o instalado no solo teve valor médio de 77,93%, considerando os quatro dias analisados.

Para continuidade a este trabalho, sugere-se o acompanhamento da evolução do mercado fotovoltaico no meio rural e a continuidade da análise dos benefícios da geração distribuída em propriedades rurais como forma de melhorar a sustentabilidade dos negócios e o aproveitamento da área rural. Sugere-se também o equacionamento do aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos considerando a velocidade do vento e a temperatura ambiente bem como analisar o efeito da irradiação na parte da manhã e da tarde na produtividade. Por último, o equacionamento da produtividade em função da temperatura dos módulos fotovoltaicos como dado para tomada de decisão da escolha de local para instalação de arranjo FV em uma mesma propriedade rural (sobre telhado ou sobre estruturas ao nível do solo).

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR. Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo. Infográfico 2022. Disponível em <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em 12 de jul. de 2022.

AGOSTINI, A.; COLAUZZI, M.; AMADUCCI, S. Innovative agrivoltaic systems to produce sustainable energy: An economic and environmental assessment. **Applied Energy**, v. 281, n. November 2020, p. 116102, 2021.

AL-AGELE, H. A.; NACKLEY, L.; HIGGINS, C. W. A pathway for sustainable agriculture. **Sustainability (Switzerland)**, v. 13, n. 8, 2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída – Power BI**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em 03/11/2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 06/07/2021.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 08/07/2021.

ARAUJO, N. D. et al. Evolução e análise de sistemas fotovoltaicos no Brasil e Chile. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, n. 2016, 2018.

ARAUJO, N. D.. **Implementação e Análise de Sistema de Produção de Energia Elétrica em Propriedade Rural com Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino**. 2019. Dissertação (Mestrado). – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais – PGETEMA, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10889: Energia Solar Fotovoltaica – Terminologia**, Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

AYOMPE, L. M. et al. Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. **Energy Conversion and Management**, v. 52, n. 2, p. 816–825, 2011.

BANSAL, N.; JAISWAL, S. P.; SINGH, G. Comparative investigation of performance evaluation, degradation causes, impact and corrective measures for ground mount and rooftop solar PV plants – A review. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 47, n. August, p. 101526, 2021.

BRASIL. **Projeto de Lei nº 5829, de 5 de novembro de 2019**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuídam o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.247, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 21 de agosto de 2021.

BUKOWSKI, M.; MAJEWSKI, J.; SOBOLEWSKA, A. Macroeconomic efficiency of photovoltaic energy production in polish farms. **Energies**, v. 14, n. 18, p. 1–19, 2021.

CIEMAT. **Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energia solar fotovoltaica**. Madri: Ciemat, 2011.

COŞGUN, A. E. The potential of Agrivoltaic systems in TURKEY. **Energy Reports**, v. 7, p. 105–111, 2021.

COSSU, M. et al. Agricultural sustainability estimation of the European photovoltaic greenhouses. **European Journal of Agronomy**, v. 118, n. October 2019, p. 126074, 2020.

CRESTANI, T.; ZANESCO, I.; MOEHLECKE, A. Influência Da Passivação Em Células Solares De Silício Com Campo Retrodifusor Seletivo De Alumínio E Boro. **Tecnologia em Metalurgia Materiais e Mineração**, v. 14, n. 3, p. 236–242, 2017.

DAHMOUN, M. E. H. et al. Performance evaluation and analysis of grid-tied large scale PV plant in Algeria. **Energy for Sustainable Development**, v. 61, p. 181–195, 2021.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4 ed. Austell: Willey & Sons, 2013. 910 p.

FRAUNHOFER ISE: Fraunhofer Institute fo Solar Energy Systems, PSE Conferences & Consulting GmbH. **Photovoltaics Report** , Freiburg, 2020. Disponível em: <  
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>> . Acesso em 03 de outubro de 2021.

GESE, P. et al. Agrivoltaic in Chile - Integrative solution to use efficiently land for food and energy production and generating potential synergy effects shown by a pilot plant in Metropolitan region. **Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019**, p. 1016–1024, 2020.

GRAY, J. L. The Physics of the Solar Cell. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Wiley, p. 61-111. 2003.

GREEN, M. A.. The passivated emitter and rear cell (PERC): from conception to mass production. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 143, p. 190–197, 2015.

GREEN, M. A.. **Silicon Solar Cells: advanced principles & practice**. Sydney: Centre For Photovoltaic Devices And Systems, 1995. 336 p.

HECKTHEUER, L. A.. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. 2001. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica – PROMEC, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

HINCAPIÉ, C. O.. **Análise do comportamento de uma associação em série de diferentes módulos fotovoltaicos em um sistema conectado à rede**. 2015. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica – PROMEC, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

IEC. International Standard IEC 60904-3 – Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data. Edição 1.0, p. 24, 2019.

IEC. International Standard IEC 60904-9 – Photovoltaic devices – Part 9: Classification of solar simulator characteristics. Edição 1.0, p. 23, 2020.

IEC. International Standard IEC 61215:2005 – Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. Edição 2, p. 25, 2005.

IEC. International Standard IEC 61215:2016 – Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. Edição 3, p. 25, 2016.

IQBAL, M. **An Introduction to Solar Radiation**. Academic Press, Toronto, 1983, 390 p.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Renewable Energy Statistics 2020**. Abu Dhabi, 2020. Disponível em: < <https://www.irena.org/Publications>> . Acesso em 03 de novembro de 2021.

ITRPV Working Group. 2021. International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) 2020 Results. ITRPV Report Twelfth Edition. SEMI, Berlin, Alemanha. Disponível em < <https://itrpv.vdma.org/download>>. Acesso em 16 de maio de 2021.

KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. M. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 3, p. 433–438, 2009.

LORENZO, E.. **Electricidad solar fotovoltaica. Vol. 3, Ingeniería fotovoltaica**. Sevilla: PROGENSA, 2014, 304 p.

LORENZO, E.; ARAUJO, G. L.; CUEVAS, A... **Electricidad solar: ingeniería de los sistemas fotovoltaicos**. Seville: ProgenSA, 1994. 338p.

LUQUE, A.. **Solar cells and optics for photovoltaic concentration**. Reino Unido: IOP Publishing, 1989. 551 p.

MALVONI, M. et al. Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kWp photovoltaic system in the Mediterranean climate. **Energy Conversion and Management**, v. 145, p. 169–181, 2017.

MARKVART, T.; CASTAÑER, L. (ed.). **Solar Cells Materials Manufacture and Operation**. Kidlington: Elsevier, 2005. 556 p.

MESSENGER, R. A.; VENTRE, J. **Photovoltaic Systems Engineering**. 2 ed. Florida: CRC Press, 2004. 455 p.

MISHRA, R. K. et al. Expression for the electrical efficiency of photovoltaic modules in different photovoltaic thermal (PVT) configurations. **Materials Today: Proceedings**, p. 3754-3760, 2021.

MOEHLECKE, A.; ZANESCO, I.. Energia elétrica para o terceiro milênio. In: GALLI, Cláudio *et al.* **Sobre Volta, Batatas e Fótons**. Porto Alegre: Edipucrs, 2003. p 95-119.

NDIAYE, A. et al. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140–151, 2013.

OSORIO, E.A.A.. **Implementação e Análise de Sistema Fotovoltaico com Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino Instalados em Solo em Propriedade Rural**. 2019. Dissertação (Mestrado). – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais – PGETEMA, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

PARTAIN, Larry D. (ed.). **Solar Cells and Their Applications**. Nova York: Wiley-Interscience, 1995. 600 p.

PASCARIS, A. S. Examining existing policy to inform a comprehensive legal framework for agrivoltaics in the U.S. **Energy Policy**, v. 159, n. March, p. 112620, 2021.

PROCTOR, K. W.; MURTHY, G. S.; HIGGINS, C. W. Agrivoltaics align with green new deal goals while supporting investment in the us' rural economy. **Sustainability (Switzerland)**, v. 13, n. 1, p. 1–11, 2021.

REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21<sup>ST</sup> Century; Renewables 2022 – Global Status Report. Disponível em: <[https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf)>. Acesso em 18 de julho de 2022.

SANTOS JR., S. L. R. **Análise de materiais e técnicas de encapsulamento de módulos fotovoltaicos**. 2008. Dissertação (Mestrado). – Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais – PGETEMA, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008.

SHEMA, S. S. et al. Study of inverter design and topologies for photovoltaic system. **InECCE 2011 - International Conference on Electrical, Control and Computer Engineering**, n. June, p. 501–504, 2011.

STRAUCH, J., MOORE, L., COLLINS, E. Solar cell systems: definition, performance and reliability. **Solar Cells and Their Applications**. 2 ed. Wiley, p. 219-249. 2010.

SUN, V. et al. A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module. **Energy Reports**, v. 6, p. 1029–1042, 2020.

TOLEDO, Lucian Machado. **Produção de cerveja sustentável com o uso de um sistema fotovoltaico**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização). – Curso de Especialização em Energias Renováveis, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

UEDA, Y. et al. Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 93, n. 6–7, p. 945–949, 2009.

WANG, Guangyu. **Technology, Manufacturing and Grid Connection of Photovoltaic Solar Cells**. 1 ed. Willey & Sons, 2018. 329 p.

WOYTE, A. et al. Grid-connected photovoltaics in the urban environment - an experimental approach to system optimization. **IEEE Conference Publication**, n. 475, p. 548–553, 2000.

XUE, J. Photovoltaic agriculture - New opportunity for photovoltaic applications in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 73, n. November 2016, p. 1–9, 2017.

YANG, Z. et al. Output performance analysis and power optimization of different configurations half-cell modules under partial shading. **Optik**, v. 232, n. March 2020, p. 166499, 2021.

YU, F.; HUANG, G.; XU, C. An explicit method to extract fitting parameters in lumped-parameter equivalent circuit model of industrial solar cells. **Renewable Energy**, v. 146, p. 2188–2198, 2020.

ZANESCO, I. et al. Análise da degradação de módulos fotovoltaicos fabricados com diferentes células solares. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. V, p. 101–108, 2014.

ZANESCO, I. KRENZINGER, A. The effects of atmospheric parameters on the global solar irradiance and on the current of a silicon solar cell. **Progress in Photovoltaics (print)**. v. 1, n. 3, p. 169-179. 1993.

ZANESCO, I., MOEHLECKE, A., 2012. Desenvolvimento de tecnologias industriais de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos, **Relatório Final de Projeto FINEP**, Convênio FINEP 01.080635.00, ref 1359/08.

ZANESCO, I. . **O papel da Tecnologia Fotovoltaica na Produção de Energia Elétrica de Forma Sustentável**. In: Ana Cristina Moraes Warpechowski; Heloísa Helena Antonacio Godinho; Sabrina Nunes Iocken. (Org.). Políticas Públicas e os ODS da Agenda 2030. 1ed.Belo Horizonte: Editora Fórum, 2021, v. , p. 201-220.

ZHU, Y.; XIAO, W. A comprehensive review of topologies for photovoltaic I–V curve tracer. **Solar Energy**, v. 196, n. Dezembro 2019, p. 346–357, 2020.

ZILLES, R., et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1 ed. Oficina de Textos, São Paulo, 2012, 248 p.

ZORRILLA-CASANOVA, J. et al. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules. **Progress in photovoltaics: research and applications**, v. 21, p. 790–796, 2013.



Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul  
Pró-Reitoria de Graduação  
Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 1 - 3º. andar  
Porto Alegre - RS - Brasil  
Fone: (51) 3320-3500 - Fax: (51) 3339-1564  
E-mail: [prograd@pucrs.br](mailto:prograd@pucrs.br)  
Site: [www.pucrs.br](http://www.pucrs.br)