

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

EVANDRO LUIS VOLPATO

**ANÁLISE DO RENDIMENTO NA CONVERSÃO DE ENERGIA SOLAR
EM ENERGIA ELÉTRICA, DE QUATRO TECNOLOGIAS DE
CÉLULAS FOTOVOLTAICAS, NA CIDADE DE CAMPO MOURÃO –
ESTADO DO PARANÁ**

CAMPO MOURÃO

2022

EVANDRO LUÍS VOLPATO

**ANÁLISE DO RENDIMENTO NA CONVERSÃO DE ENERGIA SOLAR EM
ENERGIA ELÉTRICA, DE QUATRO TECNOLOGIAS DE CÉLULAS
FOTOVOLTAICAS, NA CIDADE DE CAMPO MOURÃO – ESTADO DO PARANÁ**

**Performance analysis in the conversion of solar energy into electric
energy of four photovoltaic cell technologies in the city of Campo
Mourão - state of Paraná**

Dissertação apresentada como requisito para obtenção do título de Mestre em Inovação Tecnológica - Área de Pesquisa: Desenvolvimento de Equipamentos, Tecnologias e Sistemas Eletrônicos da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Roberto Ribeiro Neli.

CAMPO MOURÃO

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite que outros remixem, adaptem e criem a partir do seu trabalho para fins não comerciais, desde que atribuam o devido crédito e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Campo Mourão



EVANDRO LUIS VOLPATO

**ANÁLISE DO RENDIMENTO NA CONVERSÃO DE ENERGIA SOLAR EM ENERGIA ELÉTRICA,
DE QUATRO TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS, NA CIDADE DE CAMPO
MOURÃO ESTADO DO PARANÁ**

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Inovações Tecnológicas da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Inovações Tecnológicas.

Data de aprovação: 12 de Setembro de 2022

Dr. Roberto Ribeiro Neli, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Leandro Castilho Brolin, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Leonardo Breseghello Zoccal, Doutorado - Universidade Federal de Itajubá - Unifei (Unifei)

Dr. Marcelo Nanni, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 13/09/2022.

CAMPO MOURÃO

2022

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida, e a meus pais, que através de seus esforços, permitiram que eu tivesse condições de estudar, e assim garantir meu desenvolvimento pessoal e profissional, e de minha família.

Agradeço a minha esposa Luciana e a meus filhos, Gabriel e Thiago, pelo companheirismo e a compreensão da necessidade de dedicar meu tempo na elaboração deste estudo. Vocês são a razão de toda minha luta.

Agradeço meu orientador, professor Dr. Roberto Ribeiro Neli pela atenção dedicada e por confiar em meu trabalho desde o início deste mestrado.

Agradeço aos professores e amigos do querido Departamento de Eletrotécnica do Campus Curitiba, e que compõem o grupo de pesquisadores do Laboratório de Energia Solar (LABENS) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), em especial os professores Gerson Máximo Tiepolo, Jair Urbanetz Junior, Jorge Assade Leludak e Winderson Eugenio dos Santos, que sempre foram solícitos todas as vezes que os procurei buscando respostas.

Agradeço à UTFPR pela oportunidade de fazer parte deste programa de mestrado, e receber tanto conhecimento através de excelentes professores do Programa de Pós-Graduação em Inovação Tecnológica (PPGIT)

Agradeço à COPEL – Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos no âmbito do projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

Agradeço aos meus amigos professores do Departamento de Construção Civil do Campus Campo Mourão por todos os anos de parceria, sempre buscando fazer o melhor possível para a formação de nossos alunos.

Agradeço a todos meus amigos, que tornam meus dias mais alegres.

RESUMO

As análises da eficiência de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) é útil para a expansão desta modalidade de geração de energia elétrica. São necessárias para a avaliação de produtos, contribuindo para a escolha das melhores soluções. Os índices de mérito são parâmetros que permitem a comparação de sistemas em relação ao *design*, tecnologia ou localização geográfica; e validam modelos para estimativa de desempenho do sistema durante a fase de projeto. Eles são estabelecidos pela Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*), os quais se encontram descritos no padrão IEC (*International Electrotechnical Commission – Comissão Internacional de Eletrotécnica*) 61724 (IEC, 1998). Estes parâmetros definem o sistema fotovoltaico, com relação à produção de energia e o efeito de perdas no sistema. São eles: fator de capacidade (FC), produtividade (Y, do inglês *Yield*) e taxa de desempenho (TD), também conhecida como *performance ratio* (PR). Foram avaliadas as tecnologias de silício monocristalino, silício policristalino, e duas tecnologias de filmes finos, a telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS). A tecnologia de telureto de cádmio, é a que tem o menor rendimento nas condições STC (*Standard Testing Conditions*), entre os dados apresentados pelo fabricante. Porém, foi a que apresentou os melhores resultados nos índices de mérito. Verificou-se também que as tecnologias de filme fino apresentam correlação entre a taxa de desempenho mensal e a quantidade de dias frios do período. A tecnologia de CdTe apresentou correlação negativa, diminuindo quando o número de dias com temperaturas entre 17°C e 20°C aumenta, e a tecnologia CIGS apresentou correlação positiva, aumentando sua taxa de desempenho à medida que o número de dias com temperaturas entre 17°C e 20°C aumenta. Na análise da influência da sujidade, foi possível avaliar qual o melhor intervalo para efetuar a limpeza dos módulos, através da comparação entre painéis equivalentes, das tecnologias monocristalino e policristalino.

Palavras chave: sistema fotovoltaico; índices de mérito; energia solar; estações solarimétricas; taxa de desempenho.

ABSTRACT

The analysis of the efficiency of grid-connected photovoltaic systems (SFVCR) is useful for the expansion of this modality of electricity generation. They are necessary for the evaluation of products, contributing to the choice of the best solutions. Merit indices are parameters that allow the comparison of systems in terms of design, technology or geographic location; and validate models for estimating system performance during the design phase. They are established by the International Energy Agency (IEA), which are described in the IEC (International Electrotechnical Commission) standard 61724 (IEC, 1998). These parameters define the photovoltaic system, with respect to energy production and the effect of losses on the system. They are: capacity factor (FC), productivity (Y, from English Yield) and performance ratio (TD), also known as performance ratio (PR). Monocrystalline silicon technologies, polycrystalline silicon, and two thin film technologies, cadmium telluride (CdTe) and copper, indium gallium diselenide (CIGS) were evaluated. Cadmium telluride technology has the lowest performance in STC (Standard Testing Conditions) conditions, among the data presented by the manufacturer. However, it was the one that presented the best results in the merit indexes. It was also verified that thin film technologies present a correlation between the monthly performance rate and the number of cold days in the period. The CdTe technology showed a negative correlation, decreasing when the number of cold days increases, and the CIGS technology showed a positive correlation, increasing its performance rate as the number of cold days increases. In the analysis of the influence of dirt, it was possible to evaluate the best interval to clean the modules, through the comparison between equivalent panels, of monocrystalline and polycrystalline technologies.

Keywords: photovoltaic system; merit indices; solar energy; solarimetric stations; performance rate.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração fotovoltaica no Paraná	32
Tabela 2 – Número de conexões por classe de consumo cidade de Campo Mourão	33
Tabela 3 – Valores de irradiação global horizontal média diária anual nas cidades onde estão localizadas as EPESOL	39
Tabela 4 – Valores de irradiação no plano inclinado da latitude média diária anual nas cidades onde estão localizadas as EPESOL	40
Tabela 5 – Valores da média diária da irradiação global horizontal e no plano inclinado da latitude média diária anual nas cidades onde estão localizadas as EPESOL.....	40
Tabela 6 – Eficiências de diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos em laboratório	45
Tabela 7 – Perda de potência em função da temperatura	58
Tabela 8 – Fator de capacidade	75
Tabela 9 – Produtividade	77
Tabela 10 – Produtividade de referência	79
Tabela 11 – Irradiação no plano inclinado	81
Tabela 12 – Taxa de desempenho mensal e anual	83
Tabela 13 – Análise de correlação de Pearson – temperatura – CdTe	85
Tabela 14 – Análise de correlação de Pearson - temperatura - CIGS	86
Tabela 15 – Análise de Correlação de Pearson – Umidade - CIGS	87

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação dos SFVCR	21
Quadro 2 – Grandezas armazenadas no banco de dados	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Representação de um sistema solar fotovoltaico	23
Figura 2 – Estrutura do sol.....	34
Figura 3 – Radiação direta, difusa e refletida	35
Figura 4 – Radiações na atmosfera	38
Figura 5 – Rede de estações de pesquisa em energia solar	39
Figura 6 – Representação do efeito fotovoltaico.....	42
Figura 7 – Principais módulos fotovoltaicos	44
Figura 8 – Tecnologia PERC.....	46
Figura 9 – Geometria de células fotovoltaicas de silício monocristalino.....	47
Figura 10 – Geometria de células fotovoltaicas de silício policristalino	48
Figura 11 – Módulo e o painel fotovoltaico de CIGS	49
Figura 12 – Módulo e o painel fotovoltaico de CdTe.....	50
Figura 13 – Exemplo de Inversor	51
Figura 14 – Diagrama esquemático do funcionamento de um inversor fotovoltaico.....	53
Figura 15 – Painéis sendo limpos em 21 de outubro de 2020	70
Figura 16 – Temperaturas médias anuais no estado do Paraná.	88
Figura 17 – Temperaturas mínimas anuais no estado do Paraná.....	89

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Principais potencias hidrelétricos tecnicamente aproveitáveis no mundo.....	24
Gráfico 2 – Potencial hidrelétrico por bacia hidrográfica – 2008	26
Gráfico 3 – Participação das fontes energéticas na geração de energia	27
Gráfico 4 – Participação da energia solar fotovoltaica na geração de energia .	28
Gráfico 5 – Matriz elétrica brasileira por fonte de energia.....	29
Gráfico 6 – Capacidade de geração distribuída gerada por SFVCR no Brasil...	31
Gráfico 7 – Número de conexões – Estado do Paraná.....	32
Gráfico 8 – Número de conexões – cidade de Campo Mourão	33
Gráfico 9 – Evolução da produção de módulos fotovoltaicos	43
Gráfico 10 – Comparativo da produção de módulos fotovoltaicos em 2019	44
Gráfico 11 –Produção de módulos fotovoltaicos de filmes finos em 2019	45
Gráfico 12 – Curva Típica de Eficiência de Conversão CC-CA	52
Gráfico 13– Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica <i>I-V</i> para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino(c-Si) sob irradiância de 1000W/m ²	57
Gráfico 14 – Curva <i>I-V</i> do módulo à temperatura constante e irradiância variável.....	59
Gráfico 15 – Curvas de rendimento do inversor Fronius Primo de 8,2kW	60
Gráfico 16 – Potência de saída em função da temperatura do inversor Fronius Primo de 8,2kW	60
Gráfico 17 – Curvas <i>I-V</i> e de potências para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em série	62
Gráfico 18 – Curvas <i>I-V</i> e de potências para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em paralelo.....	62
Gráfico 19 – Potência nos painéis de silício monocristalino 06 de novembro de 2020	71
Gráfico 20 – Potência nos painéis de silício policristalino em 22 de outubro de 2020	71
Gráfico 21 – Comparativo da Geração de Energia - módulos de silício policristalino.....	72

Gráfico 22 – Comparativo da Geração de Energia - módulos de silício monocristalino	72
Gráfico 23 – Potência nos painéis de silício monocristalino em 25 de julho de 2021	73
Gráfico 24 – Potência nos painéis de silício policristalino em 25 de julho de 2021	73
Gráfico 25 – Diferença percentual na geração de energia.....	74
Gráfico 26 – Fator de Capacidade Anual.....	75
Gráfico 27 – Fator de Capacidade Anual.....	76
Gráfico 28 – Produtividade Anual	77
Gráfico 29 – Relação entre as produtividades mSi, pSi, Cigs e a produtividade CdTe.....	78
Gráfico 30 – Produtividade Mensal.....	79
Gráfico 31 – Irradiação no plano inclinado no período de análise	82
Gráfico 32 – Taxa de Desempenho ao longo do período de análise	84
Gráfico 33 – Taxa de Desempenho x Radiação	84
Gráfico 34 – Análise de índices de correlação de Pearson - CdTe	86
Gráfico 35 – Análise de índices de correlação de Pearson - CIGS	87

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABNT	Associação Brasileira De Normas Técnicas
AM	Air Mass (Massa de Ar)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balança Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CM	Campo Mourão
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CP	Cornélio Procópio
CT	Curitiba
DGS	<i>Deutsche Gesellschaft fur Sonnenenergie</i>
EMA	Estação Meteorológica Automática
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPESOL	Estação de Pesquisa em Energia Solar
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISE	<i>Institute for Solar Energy Systems</i>
LABENS	Laboratório de Energia Solar da UTFPR
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LABSOL	Laboratório de Energia Solar da UFRGS
MD	Medianeira
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PB	Pato Branco
PERC	<i>Passivated Emitter Rear Contact</i>

PG	Ponta Grossa
PVPS	<i>Photovoltaic Power Systems Programme</i>
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
RS-485	<i>Recommendad Standart – 485</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SONDA	Sistema de Organização de Dados Ambientais
SRE	<i>Standard Reference Environment</i> (Padrão de Referência do Ambiente)
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições Padrão de Ensaio)
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

°C	Graus Celsius
µm	Micrômetro
a-Si	Silício amorfo
CdS	Sulfeto de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
E	Energia Gerada
FC	Fator de Capacidade
G	Irradiância Global Horizontal
G0	Irradiância Extraterrestre
Gdif	Irradiância Difusa
Gdir	Irradiância Direta Horizontal
Gn	Irradiância Direta Normal
Gi	Irradiância no Plano Inclinado
Gtot	Irradiância Total
GWp	Giga Watt pico
H	Irradiação Global Horizontal em um dia
Hdif	Irradiação Difusa em um dia
Hdir	Irradiação Direta Horizontal em um dia
Hn	Irradiação Direta Normal em um dia
Hi	Irradiação no Plano Inclinado em um dia
Htot	Irradiação Total em um dia
I	Irradiação Global Horizontal em uma hora
Idif	Irradiação Difusa em uma hora
Idir	Irradiação Direta Horizontal em uma hora
In	Irradiação Direta Normal em uma hora
Ii	Irradiação no Plano Inclinado em uma hora
Itot	Irradiação Total em uma hora
kWp	Kilo Watt pico
kWh/m ² .ano	Kilo Watt hora por metro ao quadrado ao ano
kWh/kWp.ano	Kilo Watt hora por kilo Watt pico ao ano

MWp	Mega Watt pico
m ²	Metro ao quadrado
m-Si	Silício Monocristalino
N.D.	Não disponível
nm	Nanômetro
PFV	Potência Nominal do SFVCR
PR	Taxa de Desempenho ou <i>Performance Ratio</i>
p-Si	Silício Policristalino
TWp	Tera Watt Pico
V	Volts
Y _f	Produtividade Final ou <i>Final Yield</i>
Y _r	Produtividade de Referência ou <i>Reference Yield</i>
Wh	Watt hora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Problema	18
1.2	Objetivos	19
1.2.1	Objetivo geral	19
1.2.2	Objetivos específicos.....	19
1.3	Justificativa.....	19
1.4	Estrutura do trabalho	20
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	21
2.1	Sistemas fotovoltaicos.....	21
2.2	Matriz elétrica nacional	23
2.2.1	Cenário Fotovoltaico Brasileiro.....	29
2.3	Capacidade Instalada –Paraná	31
2.4	Energia solar	34
2.5	Radiação solar	36
2.5.1	Irradiância.....	36
2.5.2	Irradiação.....	37
2.6	Efeito fotovoltaico	41
2.7	Tecnologias de Células Fotovoltaicas.....	42
2.7.1	Silício monocristalino – m-Si.....	46
2.7.2	Silício policristalino – p-Si	47
2.7.3	Disseleneto de cobre índio e gálio – CIGS	48
2.7.4	Telureto de Cádmio – CdTe	49
2.8	Inversor	50
2.9	Índices de desempenho	53
2.9.1	Fator de capacidade.....	54
2.9.2	Produtividade.....	55
2.9.3	Taxa de desempenho	55
2.10	Fatores de perda.....	56
2.10.1	Temperatura	56
2.10.2	Irradiância.....	58
2.10.3	Inversor.....	59
2.10.4	Sombreamento	61

2.10.5	Demais fatores de perda	63
3	METODOLOGIA.....	65
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	70
4.1	Análise da influência da sujidade na geração de energia.....	70
4.2	Índices de mérito	74
4.2.1	Fator de capacidade	74
4.2.2	Produtividade.....	76
4.2.3	Produtividade de referência	79
4.2.4	Taxa de desempenho	80
5	CONCLUSÃO.....	90
	REFERÊNCIAS.....	93

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira tem recebido um constante aumento na oferta de energias vindas de fontes renováveis. Em 2020, 84,8% da matriz elétrica (EPE, 2020) eram devidos às fontes renováveis. Dentro destes valores, é notável o aumento da oferta de energia vinda das fontes eólica e solar, entre os anos de 2015 e 2020, com aumento de 263,8% na eólica, e na solar fotovoltaica, a oferta de energia saiu de 20 GWh em 2015, para 4764 GWh em 2020, um acréscimo de 23.820% em apenas 5 anos.

Em janeiro de 2019, a ANEEL iniciou um processo de revisão do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Esse sistema, atualmente, permite ao cidadão que possua um sistema de geração fotovoltaica, a injeção de toda energia excedente na rede da concessionária. O sistema atual ainda permite, através da conversão da energia injetada em créditos, que o mesmo montante de energia possa ser consumido em outro horário, abatendo integralmente esta energia na fatura do consumidor, em um período de até 60 meses após a geração dos créditos. No entendimento da ANEEL (ANEEL,2019), estudos indicam que este sistema pode levar a custos elevados para os usuários da rede, que não instalaram geração própria. A ANEEL indicava ainda que era necessária uma modificação nas regras conforme o mercado de geração distribuída se desenvolva, e isto ocorreu no início de 2022, com a promulgação da Lei 14.300/22 pelo governo federal.

Diante do exposto, observa-se que é importante coletar dados confiáveis, e com eles, gerar conhecimento tecnológico, pois a escolha por um destes sistemas influenciará diretamente a vida de milhões de pessoas.

A capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos é diretamente afetada por diversos fatores, por exemplo: tecnologia construtiva, poeira, inclinação e orientação, região da instalação, temperatura, vento, sombra e perdas nos equipamentos (Pinho e Galdino,2014). Quantificar a influência de cada um destes fatores na capacidade de geração fotovoltaica pode contribuir no aumento da eficiência desta tecnologia, pois de posse destas informações, podemos tratar as fontes de perdas energéticas, visando potencializar os recursos investidos.

Na análise de um sistema fotovoltaico, uma das ferramentas utilizadas é a Taxa de Desempenho (TD), ou *Performance Ratio* (PR), que segundo Pinho e Galdino (2014) é a relação entre o desempenho real e o desempenho teórico. Com o

estudo dos fatores que influenciam na taxa de desempenho, é possível quantificar com maior precisão qual a dimensão necessária de um sistema fotovoltaico para atingir uma determinada capacidade de geração de energia elétrica. Para auxiliar nestas análises, utilizam-se índices de mérito, que de acordo com Marion et al. (2005), são parâmetros que permitem a detecção de problemas operacionais, facilitam a comparação de sistemas que podem diferir em relação ao *design*, tecnologia ou localização geográfica, e validam modelos para estimativa de desempenho do sistema durante a fase de projeto.

Os principais fatores de perdas em um SFVCR, conforme Marion et al. (2005) e DGS (2013) são: temperatura; eficiência do inversor; *mismatch* (descasamento de módulos FV); reflexão da irradiação pelo módulo FV; conversão CC-CA; sujidade; cabeamento; sombreamento; variação do espectro AM (massa de ar – *air mass*); falha de componentes; tempo de inatividade do sistema.

Em 2017, uma parceria entre o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), a Itaipu Binacional, através do Parque Tecnológico Itaipu (PTI), e a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) possibilitou a edição do Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná, com vistas a possibilitar a identificação do potencial de geração fotovoltaica em todo território do Estado do Paraná. Porém, durante esse trabalho, evidenciou-se a necessidade de dados mais precisos a respeito dos níveis da radiação solar em superfície, principalmente das componentes difusa, direta normal e inclinada na latitude.

1.1 Problema

A eficiência de um SFVCR pode ser avaliada através de parâmetros que compõem os Índices de Mérito, que são: Taxa de Desempenho, Produtividade e Fator de Capacidade. A Taxa de Desempenho revela o desempenho do SFVCR e está definida como a relação entre a Produtividade e a quantidade de horas de sol a $1.000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiação incidentes no painel fotovoltaico (MARION et al., 2005). Até o presente momento, foram conduzidos estudos isolados para a determinação da Taxa de Desempenho de SFVCR de alguns locais em Curitiba, como Escritório Verde (UTFPR), sede Neville da UTFPR, empresa ELCO-ELCOSUL e algumas residências (TONIN, 2017; TONOLO, 2020). Assim, este estudo apresenta o

seguinte problema de pesquisa: “Quais são os índices de mérito para SFVCR de diferentes tecnologias na cidade de Campo Mourão, no estado do Paraná?”

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Analisar, através dos índices de mérito, a produção de energia elétrica por meio de Sistemas Fotovoltaicos, de quatro tecnologias de células fotovoltaicas, sendo elas: silício policristalino, silício monocristalino, filmes finos de telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), a partir do estudo dos dados coletados nos sistemas fotovoltaicos implantados na UTFPR - Campus Campo Mourão.

1.2.2 Objetivos específicos

- Revisão teórica de geração de energia por sistemas fotovoltaicos;
- Reunir dados sobre o funcionamento, configurações e índices de desempenho dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR);
- Capturar os dados referentes à geração de energia;
- Capturar os dados referentes à radiação solar;
- Capturar os dados climatológicos;
- Calcular os índices de desempenho das quatro tecnologias;
- Comparar os índices de desempenho das quatro tecnologias implantadas;

1.3 Justificativa

Com o crescimento da participação da geração solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, se faz necessário manter o controle sobre a qualidade dos equipamentos aplicados nas plantas geradoras, com vistas a potencializar os investimentos, e garantir ganho financeiro aos investidores. Esta atenção pode

contribuir para sedimentar os avanços propiciados pela regulamentação implementada pela ANEEL, através das resoluções 482/12 e 687/15.

Somado aos fatos já conhecidos, tem-se a perspectiva de implementações de novos regulamentos ao arcabouço regulatório existente, tendo em vista a sinalização por parte da ANEEL, através da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de que ao valor médio da tarifa de energia no Brasil tem relação direta com os custos globais da operação e relação inversa com o tamanho do mercado. Em resumo, conforme argumentos da ANEEL, quanto maior o número de autoprodutores de energia, menor é o tamanho do mercado que financia os custos do sistema elétrico brasileiro, e isto pode influenciar no aumento da tarifa para os consumidores em geral.

É necessário relacionar tais fatos às condições extremamente favoráveis no Paraná, visto que o estado possui índices de irradiação maiores que grande parte da Europa (TIEPOLO et al., 2017). Para que os aproveitamentos fotovoltaicos se mantenham atrativos, mantendo a estrutura criada para este fim, cito: importadores, distribuidoras, integradores, projetistas, instaladores; é importante que o processo de inovação seja constantemente alimentado de dados precisos e confiáveis, possibilitando a escolha de tecnologias mais apropriadas a cada região.

1.4 Estrutura do trabalho

Capítulo 1 – Introdução: introdução geral, objetivos, justificativa, e estrutura do trabalho.

Capítulo 2 – Revisão bibliográfica: revisão bibliográfica do tema, abrangendo o cenário mundial e brasileiro, a matriz elétrica nacional, energia solar, irradiação solar no Brasil e no Paraná, geração distribuída, SFVCR – funcionamento e fatores que influenciam seu desempenho, principais características climáticas do Paraná.

Capítulo 3 – Metodologia: descrição do projeto de P&D que deu origem a estação solarimétrica de Campo Mourão, coleta de dados da estação solarimétrica implantada no projeto P&D; metodologia para estimar a taxa de desempenho e determinação do período recomendado para limpeza das dos módulos.

Capítulo 4 – Resultados e discussões: definição do período recomendado para limpeza dos módulos; resultados dos cálculos dos fatores de mérito.

Comparação dos resultados dos fatores de mérito dos módulos de avaliação implantados, entre as quatro tecnologias diferentes.

Capítulo 5 – Conclusões: apresentação das considerações finais sobre o estudo e sugestões para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Sistemas fotovoltaicos

A ABNT classifica os sistemas fotovoltaicos em função de sua interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica e sua configuração. O Quadro 1 apresenta a classificação de acordo com a NBR 11704 (ABNT, 2008)

Quadro 1 – Classificação dos SFVCR

Tipo de sistema		Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Componentes básicos	Aplicações típicas
Sistemas isolados	Puros	Tensão contínua	Não	Seguidor de potência máxima (desejável)	Bombeamento, produção de hidrogênio etc.
			Sim	Controlador de carga e acumulador	Iluminação, telecomunicações, sinalização náutica, cerca elétrica, proteção catódica etc.
		Tensão alternada	Não	Inversor	Bombeamento, uso industrial etc.
			Sim	Controlador de carga, acumulador e inversor	Eletrificação rural, bombeamento, telecomunicações, uso industrial, iluminação etc.
	Híbridos	Tensão contínua	Sim	Controlador de carga, acumulador e gerador complementar	Telecomunicações, iluminação, sinalização rodoviária e ferroviária etc.
		Tensão alternada	Opcional	Controlador de carga, acumulador opcional e gerador complementar	Iluminação, uso industrial etc.
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão alternada	Não	Inversor	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
	Híbridos	Tensão alternada	Não	Inversor e gerador complementar	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
			Sim	Inversor, gerador complementar e acumulador	Eletrificação rural, uso industrial, suprimento ininterrupto de energia etc.
NOTA Todos os tipos de sistemas possuem gerador fotovoltaico entre os componentes básicos.					

Fonte: ABNT (2008).

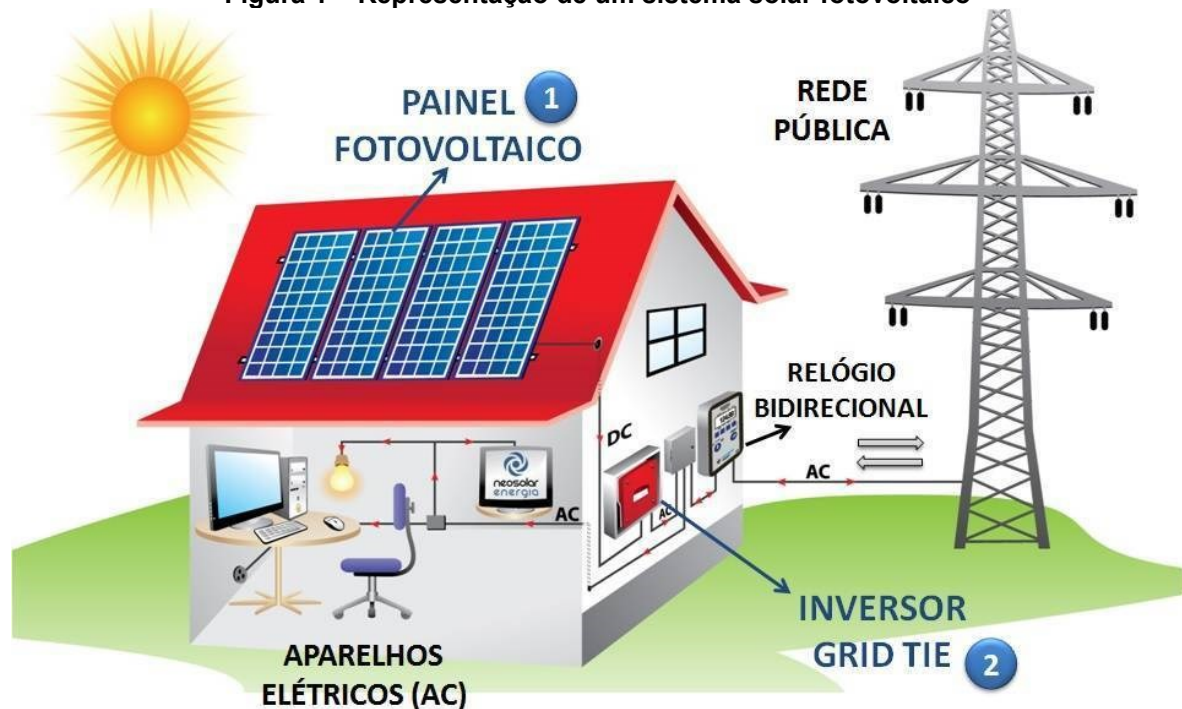
Os sistemas isolados (SFVI) tem sua aplicação em situações onde o consumidor é localizado em regiões que não são atendidas pela rede de distribuição de energia das concessionárias, e ainda, em função de grandes distâncias até o possível ponto de conexão à referida rede, os custos envolvidos na construção de uma linha tornam o empreendimento inviável. Neste caso, o consumidor deverá fazer uso de um sistema de armazenamento de energia dotado de baterias.

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, SFVCR, o gerador trabalha em paralelo ao fornecimento da rede elétrica da concessionária, de forma que, quando a geração feita pelos equipamentos fotovoltaicos não é suficiente, a rede da concessionária complementa a energia necessária, ou ainda, no período noturno, a concessionária fornece a totalidade da energia solicitada pelas instalações elétricas do consumidor. De outra forma, quando o gerador fotovoltaico converte mais energia do que o consumidor necessita, a energia excedente é injetada na rede de distribuição da concessionária, que é vista como elemento armazenador de energia, (URBANETZ JUNIOR, 2010). Os medidores de energia destes consumidores são bidirecionais, de forma que ao final do mês é possível determinar as quantidades de energia consumidas e injetadas na rede da concessionária de energia. Através do balanço final desta medição, conforme determinam as normas regulamentadoras 482/2012 e 687/2015 da ANEEL, as concessionárias emitem as faturas de energia mensal. O sistema de compensação estabelecido pela ANEEL através da res. 482/2012, para estimular investimentos em geração solar fotovoltaica, especialmente a geração distribuída, é reconhecido mundialmente como *net metering*. Caso o consumidor tenha gerado mais energia do que tenha consumido, ficará com créditos, que poderão ser recuperados na forma de consumo de energia, em até 60 meses. Do ponto de vista tributário, não é cobrado do consumidor o imposto ICMS sobre a energia excedente injetada na rede e posteriormente, porém, quando os créditos forem resgatados, o consumidor pagará ICMS sobre a parcela da fatura referente ao serviço do uso do sistema de distribuição, conhecido como TUSD.

O conjunto de equipamentos que compõem um gerador fotovoltaico é composto basicamente, conforme ilustra a figura 1, de módulos fotovoltaicos, que farão a conversão da energia solar em energia elétrica em corrente contínua; de um inversor que fará a conversão da corrente contínua em corrente alternada, com amplitude e frequência iguais as da rede elétrica da concessionária, possibilitando a

conexão à rede (PINHO e GALDINO, 2014, RUTHER, 2004); e dispositivos de proteção, como disjuntores, fusíveis e dispositivos protetores de surto. Além destes ainda há os cabos, conectores e estruturas de suporte destes equipamentos. Esta aparente simplicidade é também um dos fatores que foram determinantes na rápida expansão desta forma de geração de energia. Os locais de instalação podem ser: a utilização de telhados já existentes; uso de estruturas exclusivas a este fim, localizadas no solo, que podem ser ter usos complementares como o caso das chamadas garagens solar; e fachadas de edifícios.

Figura 1 – Representação de um sistema solar fotovoltaico



Fonte: NEOSOLAR (<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/energia-solar-fotovoltaica>)

2.2 Matriz elétrica nacional

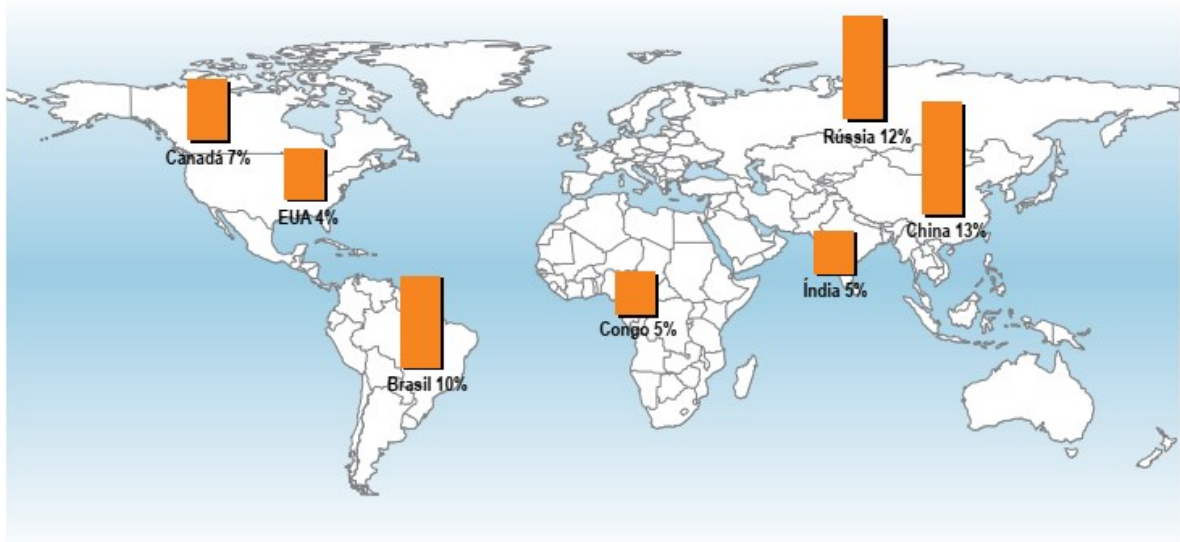
De acordo com o Balanço Energético Nacional 2020 (BEN 2020), a geração de energia elétrica atingiu em 2019 um total de 626,3 TWh, apresentando um aumento de 4,1% em relação ao ano de 2018. Porém, em 2020 houve um recuo de 5,4 TWh (0,8%) em relação a 2019, devido a conjuntura que envolve a influência da pandemia. Segundo relatado no REN21 (*Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*), devido a diversas ações tomadas pelos governos mundiais em 2020, visando barrar a disseminação do COVID-19, as economias desaceleraram e a

demanda por energia caiu no mundo todo cerca de 4%, o que resultou inclusive em uma queda de 5,8% nas emissões de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas à energia, a maior redução percentual desde a Segunda Guerra Mundial, conforme relatado no REN21. Neste mesmo período, a participação de petróleo e derivados recuou 5,6%.

Em sentido oposto a esta redução de consumo, a participação geração solar fotovoltaica, no cenário brasileiro, apresentou um aumento de 61,5% em relação ao ano anterior, somando geração centralizada e geração distribuída. Com isto, a participação das energias renováveis atingiu 84,8% em 2020.

No Brasil, a maior parcela desta participação das energias renováveis, se deve a energia hidráulica, que historicamente domina o cenário da geração de energia elétrica. Cumpre salientar que, segundo o Atlas de Energia Elétrica (ANEEL/2008), o Brasil possui 10% do potencial hidrelétrico aproveitável do mundo, ranqueando em 3º lugar mundial, tendo à sua frente apenas a China com 13% e a Rússia com 12%. Seguem a estes, Canadá, Índia, Congo, e Estados Unidos da América. Tais dados estão ilustrados no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Principais potenciais hidrelétricos tecnicamente aproveitáveis no mundo



Fonte: EPE (2007).

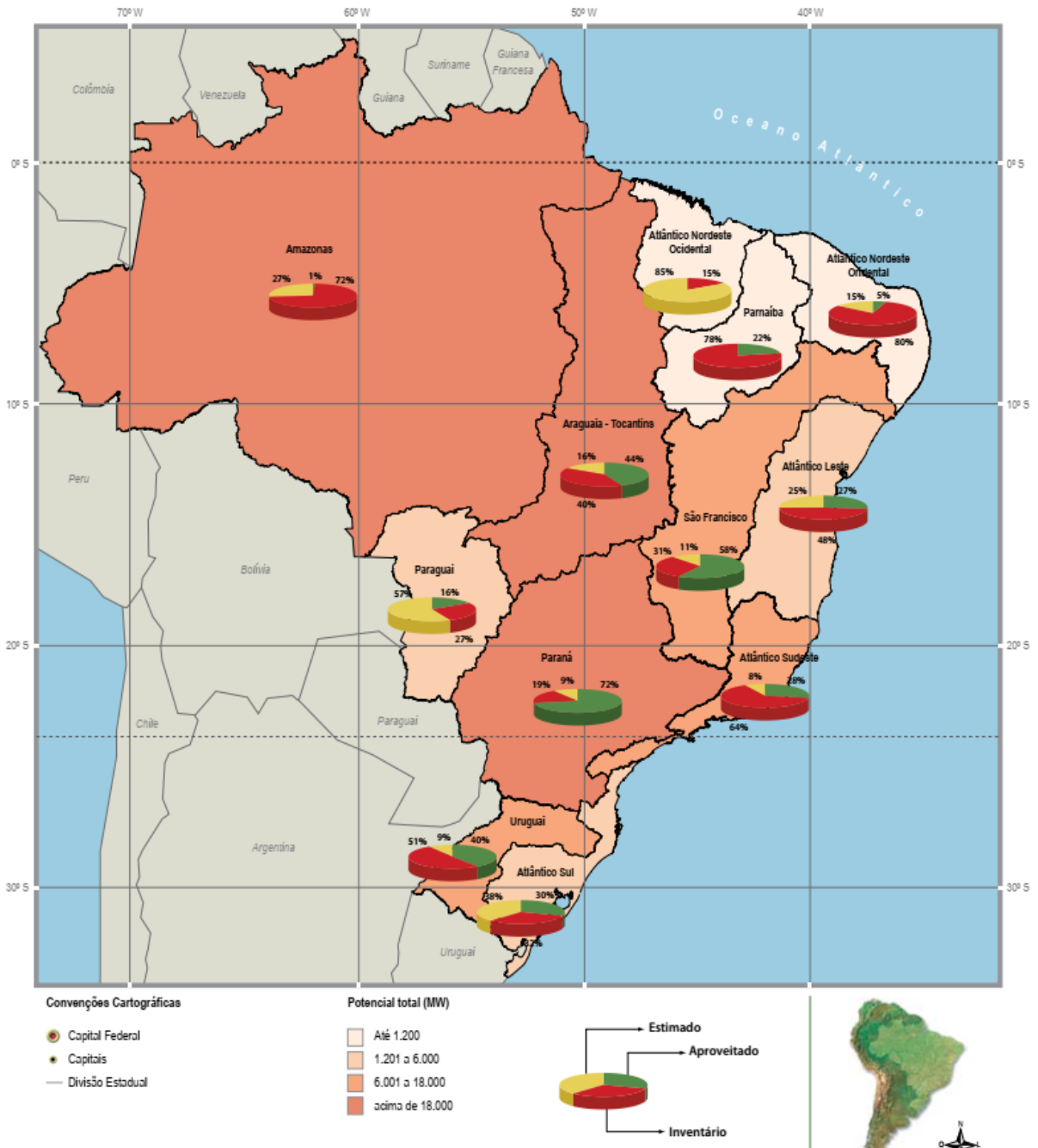
É notável a importância na economia mundial destes países citados, e da mesma forma, o quanto estes potenciais energéticos podem influenciar

estrategicamente nos custos de produção de bens e serviços, ainda mais em uma economia globalizada.

De acordo com o Plano 2015 da Eletrobrás, baseado em um inventário de 1992, o potencial hidrelétrico chegava a 260 GW, e deste total, pouco mais de 30% se transformaram em usinas construídas ou outorgadas. Entretanto, a maior parte destes potenciais está localizada nas bacias dos rios Amazonas e Tocantins/Araguaia, conforme mapa do Gráfico 2.

Esta distribuição geográfica dos potenciais hidrelétricos brasileiros, justifica a dificuldade em desenvolver novos projetos de aproveitamentos, em função das dificuldades encontradas para aprovação dos mesmos, devido a limitações legais no que tange as leis ambientais. Estas limitações não são consonantes com as necessidades de ampliação constante na oferta de energia elétrica, tendo em vista que a oferta de energia deve estar à frente do crescimento populacional, que segundo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, ficou em 0,8% em 2020. Ainda segundo a EPE, entre 2006 e 2010, o consumo de eletricidade cresceu a 11,31%, quase o triplo do crescimento populacional que chegou no mesmo período a 4,2%, segundo dados do IBGE. Se ampliar o período de análise, o padrão é o mesmo sendo que entre 2008 e 2020, enquanto a população cresceu 11%, o consumo de energia subiu 36%.

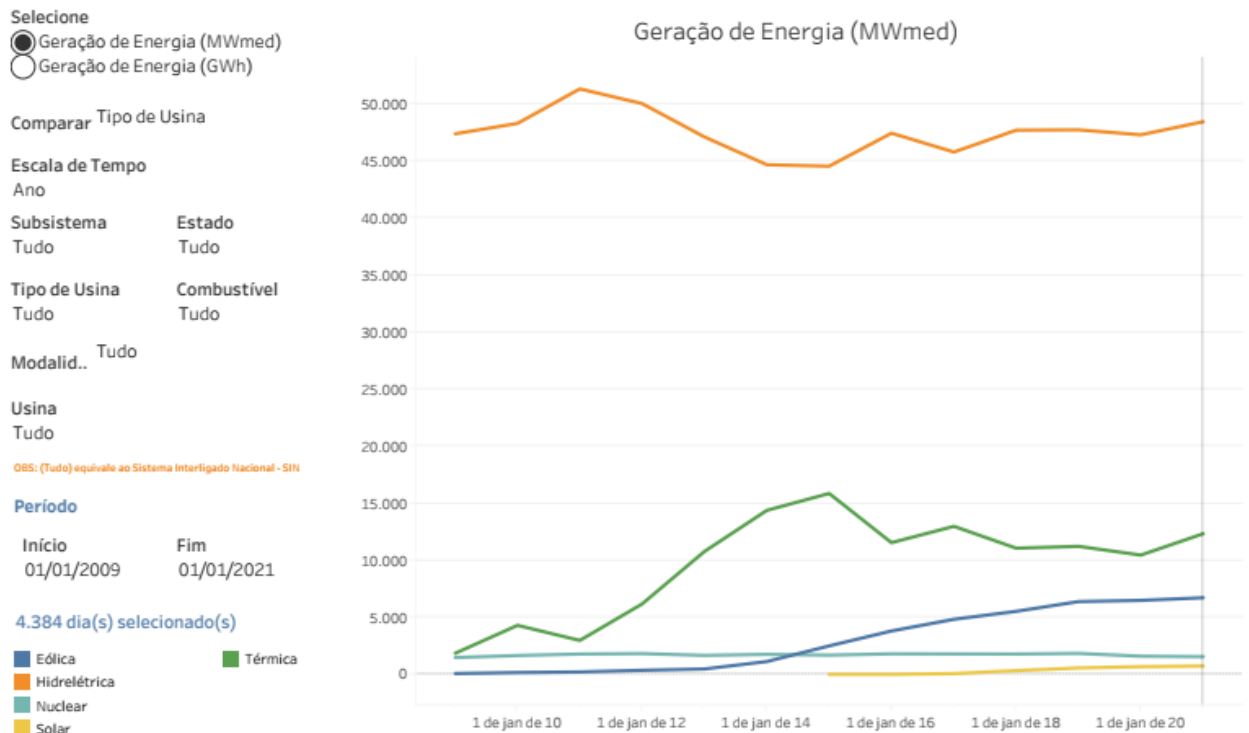
Gráfico 2 – Potencial hidrelétrico por bacia hidrográfica – 2008



Assim, para compensar as limitações relativas a novos empreendimentos hidrelétricos, novas fontes energéticas devem ser agregadas a matriz nacional, e como pode ser observado no Gráfico 3, gerado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), é notável que o recuo da geração hidrelétrica foi compensado por um aumento na oferta de geração térmica, que atingiu seu ápice em 2015, mesmo ano da criação das bandeiras tarifárias. A partir de 2012, o Gráfico 3 mostra um

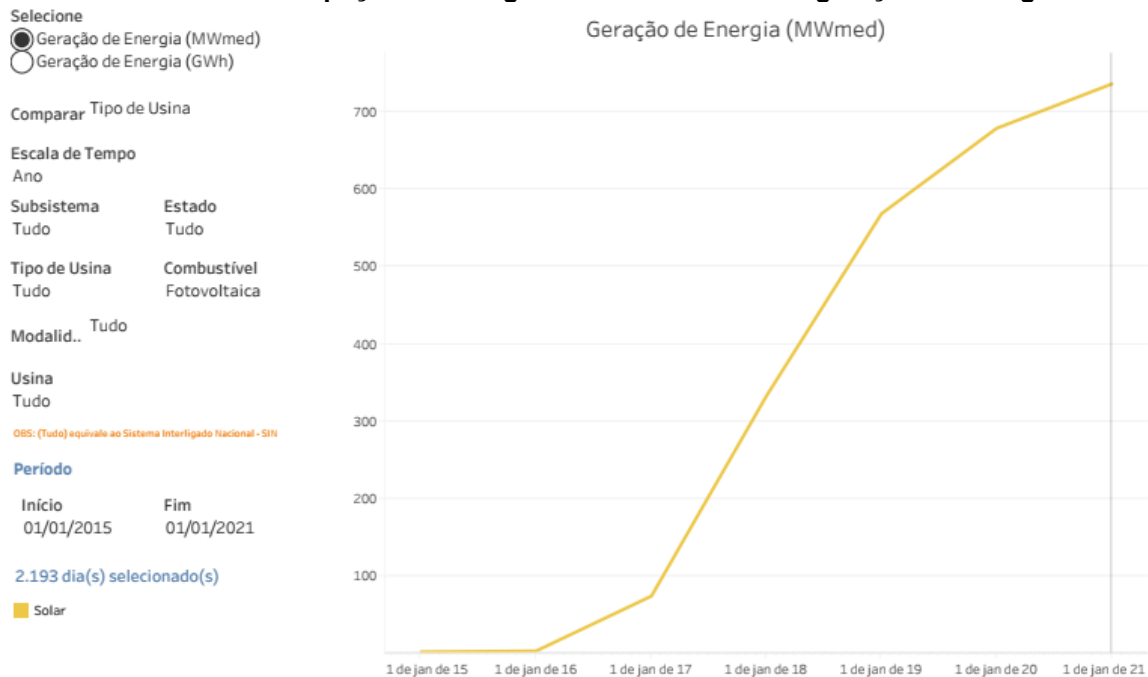
crescimento da geração eólica, que simultaneamente possibilitou uma redução na participação das térmicas.

Gráfico 3 – Participação das fontes energéticas na geração de energia



Fonte: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx – acesso em 02 de agosto 2021

A partir de 2015, mesmo ano da edição da resolução 687/215, a geração solar fotovoltaica inicia uma sequência constante de crescimento até a data deste estudo. Apesar da participação ainda ser relativamente pequena dentro da matriz elétrica brasileira, seu crescimento nos últimos 6 anos foi expressivo, indicando que as condições reguladoras estabelecidas pela ANEEL tiveram um efeito incentivador no mercado consumidor de energia, ao mesmo tempo que os fornecedores de bens e serviços conseguiram atender a demanda crescente por sistemas geradores desta fonte primária. Este crescimento pode ser observado no Gráfico 4, obtido do ONS.

Gráfico 4 – Participação da energia solar fotovoltaica na geração de energia

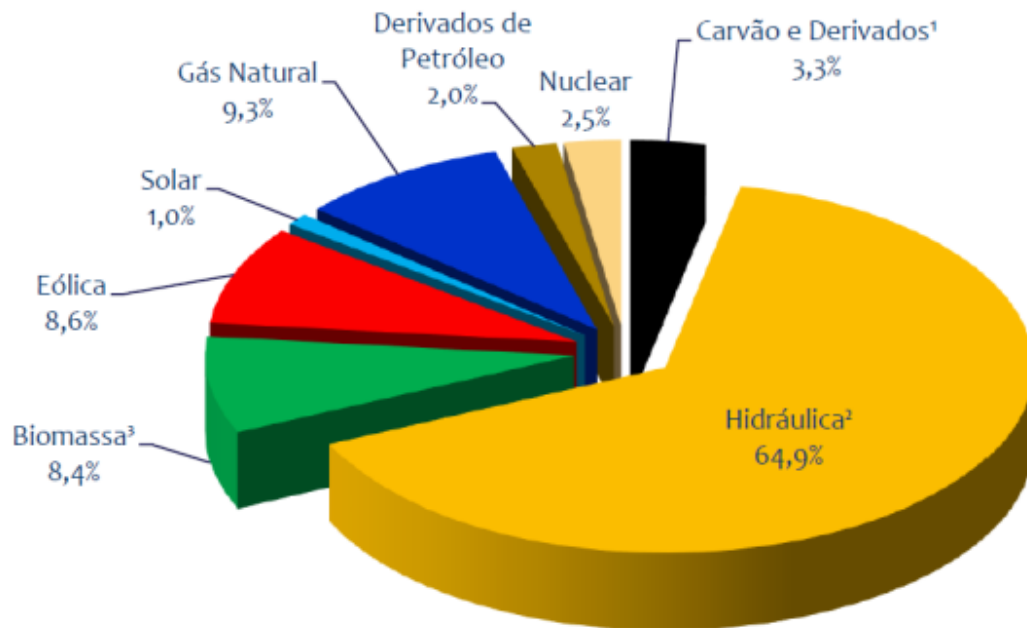
Fonte: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx – acesso em 02 de agosto 2021

Conforme pode ser observado no Gráfico 5, apesar de todo este crescimento, o BEN2020 (EPE, 2020) mostra uma ainda tímida participação da fonte solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, indicando que há espaço para que o crescimento verificado nos últimos anos possa seguir por muito tempo, contribuindo para a redução da participação de fontes não renováveis na oferta de energia.

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia chegou a 83% em 2019. Por outro lado, a média mundial da participação de energias renováveis na matriz elétrica foi de 27,3% no final de 2019, e esta análise indica que o Brasil se encontra muito à frente da média mundial, e ainda com grande possibilidade de expandir a geração através de fontes renováveis de energia (SILVEIRA, 2020).

No Gráfico 5, é apresentada a matriz de energia elétrica (EPE, 2020).

Gráfico 5 – Matriz elétrica brasileira por fonte de energia



Fonte: EPE (2020).

2.2.1 Cenário Fotovoltaico Brasileiro

Da mesma forma que ocorreu em todo o mundo, a tecnologia solar fotovoltaica teve início no meio rural, devido às dificuldades e custos envolvidos para levar eletricidade até as propriedades. Tais experiências ocorreram por iniciativa governamental e de concessionárias, que financiaram sistemas fotovoltaicos autônomos. A partir de 1995 começaram a surgir experiências de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de eletricidade. No período de 1995 a 2009 foram instalados no Brasil 39 sistemas fotovoltaicos conectados à rede (ZILLES et al., 2012).

Com vistas a regularizar esta situação, e também para incentivar a expansão desta modalidade de geração de energia elétrica, em 2012 a ANEEL promulgou a Resolução Normativa 482/2012, que estabeleceu as regras para a conexão de geradores autônomos, pessoa física ou jurídica, aos sistemas de distribuição das concessionárias. Neste mesmo documento, estabeleceu-se o sistema de compensação de energia, pelo qual os produtores geram créditos quando a geração é maior que o consumo, injetando na rede das concessionárias a energia excedente. Nesta mesma resolução, se definiu também as classificações dos sistemas pertencentes à geração distribuída, que são:

- Microgeração: são sistemas fotovoltaicos dotados de potência instalada inferior ou igual a 75 kW;
- Minigeração: os sistemas fotovoltaicos têm potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 1MW.

Em 2015, a ANEEL fez uma revisão na res. 482/2012, e nos Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, (ANEEL,2016), e emitiu a resolução 687/2015, com o objetivo de aperfeiçoar as regras já existentes, em função de demandas dos consumidores e das concessionárias. Os limites para micro e minigeração foram redefinidos para:

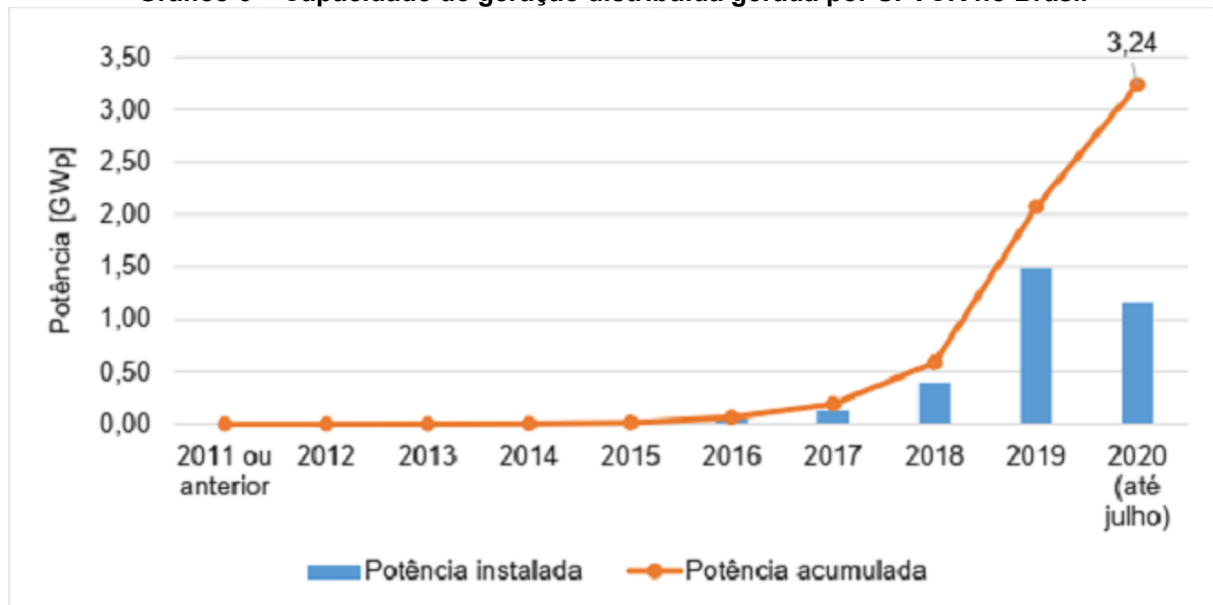
- Microgeração: são sistemas fotovoltaicos dotados de potência instalada inferior ou igual a 75 kW;
- Minigeração: os sistemas fotovoltaicos têm potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5MW.

Nesta resolução de 2015, se alterou também os prazos para as concessionárias atenderem pedidos de parecer de acesso, análise de projeto, vistoria e efetiva conexão do gerador à sua rede de distribuição. Foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias (ANEEL,2015). O prazo de validade dos créditos da energia excedente, injetada na rede da concessionária, também foi ampliado de 36 meses para 60 meses. Outra novidade desta resolução foi a autorização de três novas modalidades de geração distribuída: o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras.

Com desenvolvimento da geração distribuída, estimulada pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, em especial, e também pela Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL, os dados do Balanço Energético Nacional de 2021(EPE, 2020), com dados de 2020, mostram que a potência instalada em geradores fotovoltaicos saiu de 1.992 MW em 2019 e chegou em 4.635 MW em 2020, um acréscimo de 232,7% em um ano (EPE, 2020). Segundo a Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria, da Secretaria Especial de Planejamento, ligada ao Ministério da Economia-SECAP, estes números indicam a necessidade de estudos que avaliem este desenvolvimento, de forma a orientar e otimizar o investimento público e privado que será feito nesta área (SECAP,2019).

Apesar de todo este crescimento, a utilização da energia fotovoltaica no país ainda é pequena, (1,73%), respondendo em 2020 com 10.750 GWh, frente a um total de 621.198 GWh, visto que em países como China, Estados Unidos, Alemanha e Japão representam 58,3% da potência instalada em energia fotovoltaica no mundo. (TIEPOLO et al., 2014; MME, 2016a). O Gráfico 6 mostra a evolução da capacidade de geração distribuída devida à SFVCR de 2011 até julho de 2020

Gráfico 6 – Capacidade de geração distribuída gerada por SFVCR no Brasil



Fonte: ANEEL (2020).

2.3 Capacidade Instalada –Paraná

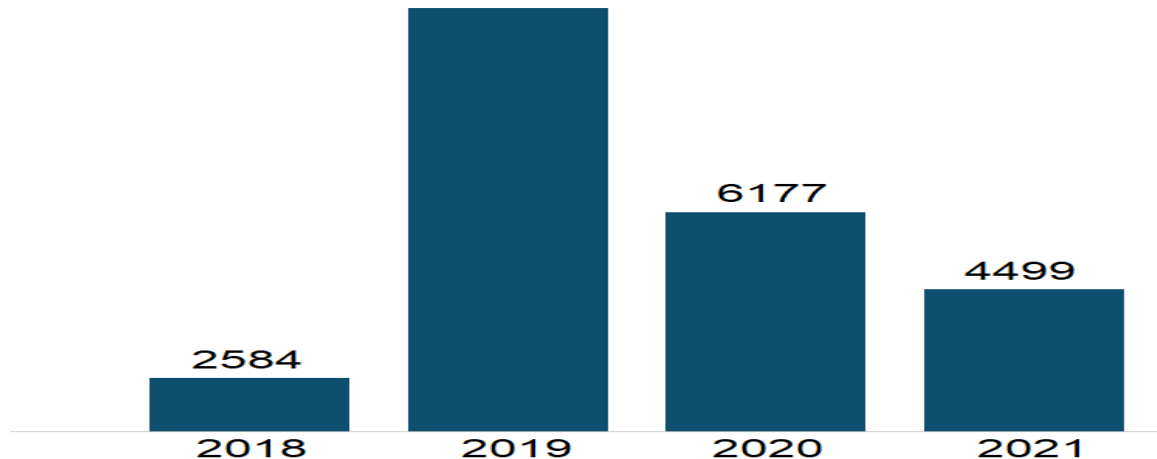
A evolução do número de conexões de geração própria no Paraná, saiu de 2 unidades em 2015, e chegou a 22.797 unidades, com a potência instalada de SFVCR de aproximadamente 314,4 MWp, em julho de 2021. Nos últimos 12 meses, 4.906 unidades foram conectadas ao sistema, com acréscimo de 40,3GW de potência instalada. A distribuição destes números em função da classe de consumo é mostrada na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 – Geração fotovoltaica no Paraná

CLASSE	QTD GD	UCs REC CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
Comercial	4.306	4.306	95.539,12
Iluminação pública	3	3	28,20
Industrial	1.010	1.010	25.934,45
Poder Público	17	17	730,01
Residencial	15.539	15.539	148.849,08
Rural	1.901	1.901	42.834,36
Serviço Público	21	21	523,42
Total	22.797	22.797	314.438,64

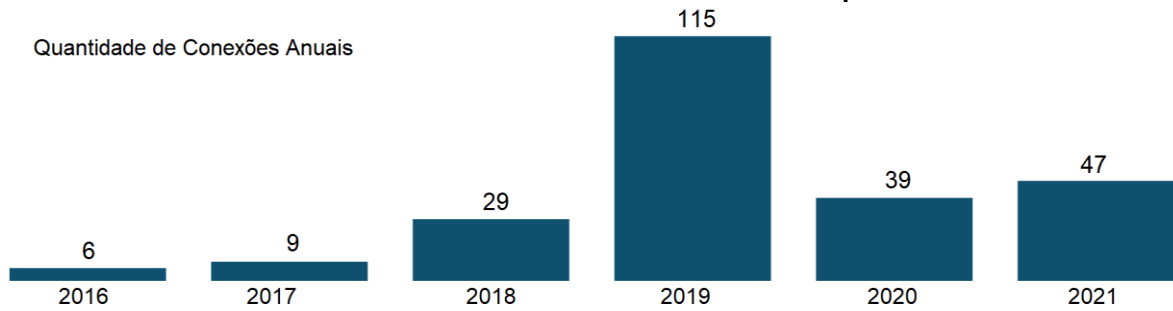
Fonte: ANEEL (2021).

Os números mostram um grande crescimento, mas considerando o número de 4.695.000 consumidores da Copel em setembro de 2019, o número de geradores fotovoltaicos representa apenas 0,48% do total de consumidores. Isto indica que ainda há grande espaço para o crescimento desta forma de geração de energia. O Gráfico 7 mostra a evolução do número de conexões no estado do Paraná.

Gráfico 7 – Número de conexões – Estado do Paraná

Fonte: SISGD – ANEEL (2021).

Na cidade de Campo Mourão, a evolução seguiu o mesmo padrão verificado no Estado do Paraná, com um aumento de 4.083% no número de conexões, e de 10.438% na potência instalada, no período de 2016 a 2021. O Gráfico 8 mostra a evolução do número de conexões na cidade de Campo Mourão.

Gráfico 8 – Número de conexões – cidade de Campo Mourão

Fonte: SISGD – ANEEL (2021)

A distribuição entre as classes de consumo, da mesma forma que no estado, em Campo Mourão predomina a autogeração residencial, com um pequeno aumento da participação do setor comercial, conforme mostra a Tabela 2.

Tabela 2 – Número de conexões por classe de consumo cidade de Campo Mourão**CLASSE DE CONSUMO**

CLASSE	QTD GD	UCs REC CRÉDITOS	POT INSTALADA (kW)
Comercial	63	70	1.200,59
Industrial	13	13	236,00
Residencial	158	177	1.414,05
Rural	10	10	362,20
Serviço Público	1	1	12,00
Total	245	271	3.224,84

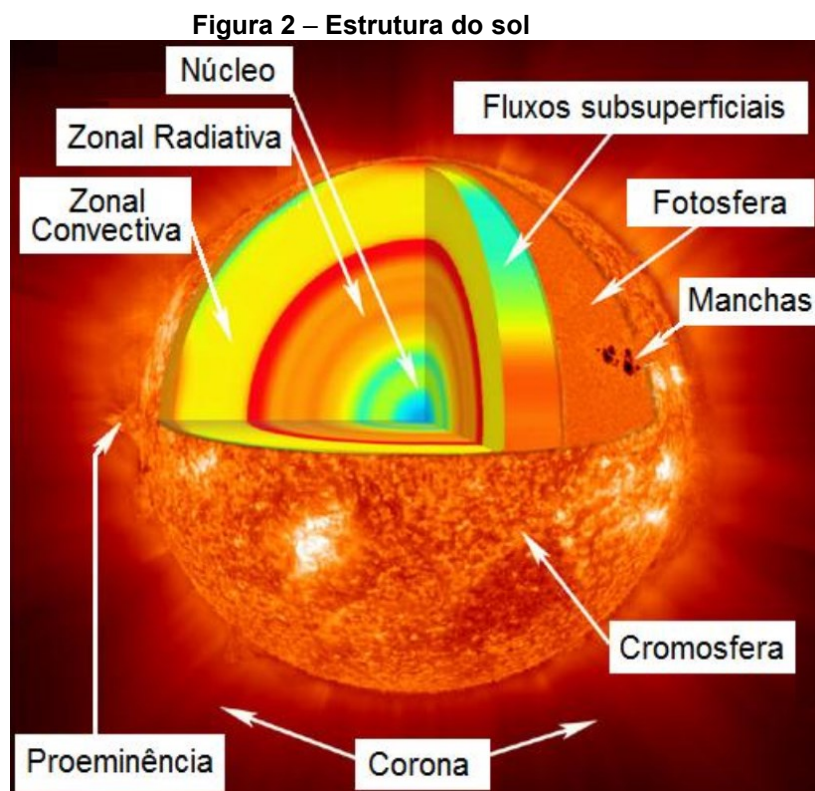
Fonte: SISGD – ANEEL (2021).

Um sinal de atenção deve ser notado ao se observar o comportamento das novas conexões feitas ao sistema, pois no Paraná, a sequência de crescimento no número de conexões apresentou uma significativa redução ao se comparar com os números obtidos nos anos de 2019 e 2020, e possivelmente isto se deve à ocorrência da pandemia do COVID-19.

O mesmo fenômeno foi observado em Campo Mourão, com uma redução de 66% no número de novas conexões de 2019 para 2020.

2.4 Energia solar

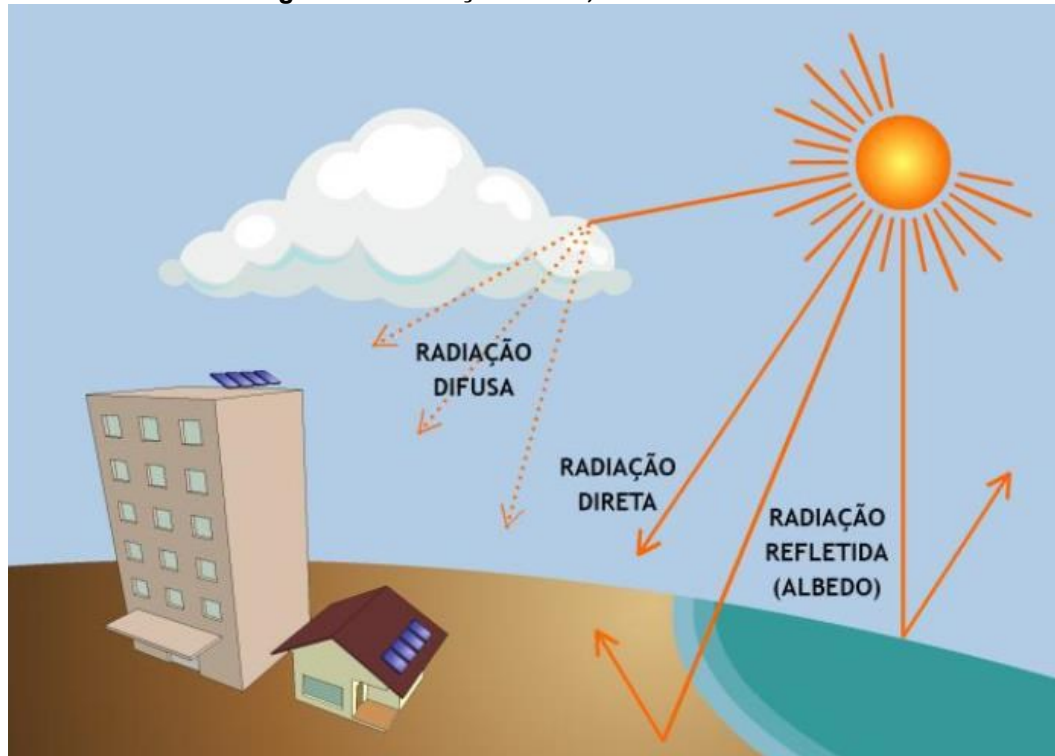
O sol, maior fonte energética do planeta terra, é uma esfera de matéria gasosa intensamente quente e está, em média, 149.600.000km da terra. Visto da terra, o sol gira em seu eixo uma vez a cada 4 semanas. No entanto, ele não gira como um corpo sólido; O equador leva cerca de 27 dias e as regiões polares levam cerca de 30 dias para cada rotação. O sol é, na verdade, um reator de fusão com seus gases constituintes retidos pelas forças gravitacionais. Várias reações de fusão ocorrem para fornecer a energia irradiada pelo sol, sendo considerada a mais importante o processo em que o hidrogênio se combina para formar hélio, perdendo massa na reação e a convertendo em energia. A energia produzida no interior da esfera solar em temperaturas de muitos milhões de graus são transferidos para a superfície e então irradiados para o espaço. Uma sucessão de processos radiativos e convectivos ocorre, com emissão sucessiva, absorção e re-irradiação (DUFFIE e BECKMAN, 2013). Uma estrutura esquemática do sol é mostrada na Figura 2.



Fonte: PINHO e GALDINO (2014).

A incidência da radiação solar em nosso planeta, ilustrada na Figura 3 e figura 4, da origem a diversos processos de conversão de energia.

Figura 3 – Radiação direta, difusa e refletida



Fonte: Tiepolo et al. (2017).

Segundo Pinho e Galdino (2014), e também descrito por Yang (2020), há relação entre fontes energéticas e o Sol, e algumas são relacionadas a seguir:

- Geração hidrelétrica: energia solar dá origem ao ciclo da água de evaporação e condensação;
- Geração eólica: a diferença entre a radiação solar e a radiação terrestre em variadas latitudes dá origem aos ventos;
- Geração através de biomassa e combustíveis fósseis: originam-se de plantas e animais, que tem seu desenvolvimento intimamente ligado à radiação fotossinteticamente ativa, que é a fração do espectro da radiação solar global entre os comprimentos de 0,4 a 0,7 μm , que é utilizada no processo de fotossíntese (FINCH et al., 2004);
- Geração solar térmica: a radiação do Sol aquece um fluido;

- Geração solar fotovoltaica: a conversão de radiação solar em energia elétrica acontece nos módulos fotovoltaicos, constituídos de células fotovoltaicas feita de semicondutores. A célula fotovoltaica representa a unidade fundamental deste processo (PINHO e GALDINO, 2014).

2.5 Radiação solar

Serão definidas a seguir as principais grandezas relacionadas à radiação solar que influenciam na geração solar fotovoltaica.

2.5.1 Irradiância

A NBR 10899 (ABNT, 2013) define irradiância solar como a taxa na qual a radiação solar incide em uma superfície por unidade de área desta superfície e pode se apresentar das seguintes maneiras (PEREIRA et al., 2017; SILVEIRA, 2020):

- a) irradiância extraterrestre (G_0): é a taxa de energia incidente por unidade de área em um plano horizontal imaginário situado no topo da atmosfera;
- b) irradiância difusa (G_{dif}): é a taxa de energia por unidade de área proveniente de todas as direções decorrentes dos processos de espalhamento pelos constituintes atmosféricos, como moléculas, materiais particulados e nuvens;
- c) irradiância direta horizontal (G_{dir}): é a taxa de energia por unidade de área que não sofreu os processos radiativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera, incidindo diretamente numa superfície horizontal;
- d) irradiância direta normal (G_n): é a taxa de energia por unidade de área que incide perpendicularmente à superfície;
- e) irradiância global horizontal (G): é a taxa de energia total por unidade de área resultante da soma das componentes difusa e direta horizontal;
- f) irradiância no plano inclinado (G_i): é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície terrestre;

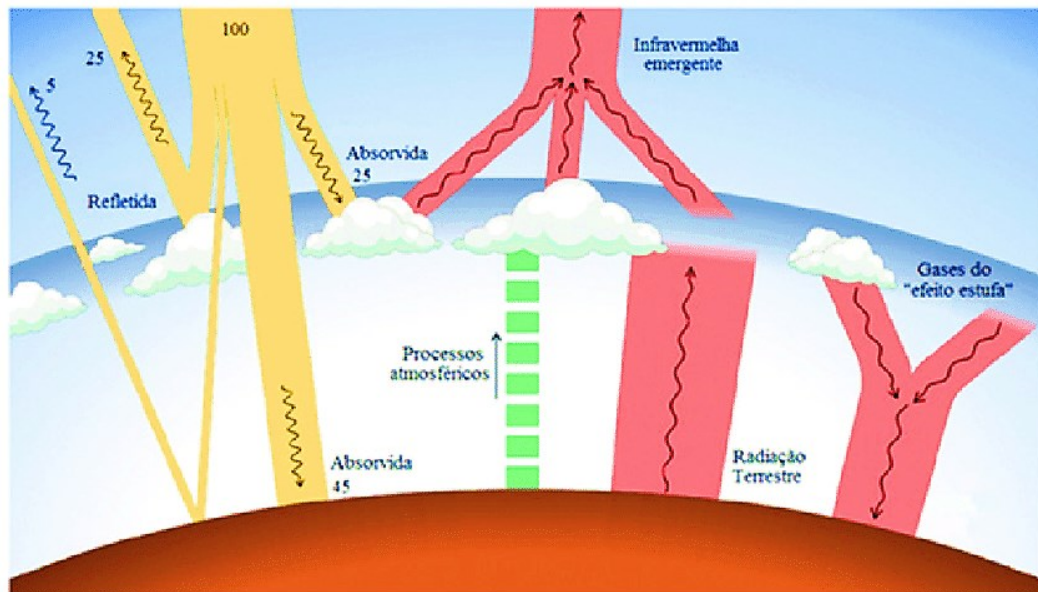
- g) irradiância total (G_{tot}): é a taxa de energia total por unidade de área resultante da soma das componentes direta, difusa e de albedo, em uma superfície com inclinação qualquer.

2.5.2 Irradiação

De acordo com Duffie e Beckman (2013), a irradiação solar é a irradiância solar integrada durante um intervalo de tempo e é expressa na unidade $[Wh/m^2]$. Esta grandeza pode ser simbolizada por I quando o intervalo de tempo considerado seja equivalente a uma hora, ou H , caso o período analisado seja ao longo do dia. Assim como a irradiância, a irradiação pode se apresentar das seguintes maneiras conforme a NBR 10899 (ABNT, 2013; SILVEIRA, 2020):

- a) irradiação difusa (I_{dif} ou H_{dif}): é a irradiância difusa, integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- b) irradiação direta horizontal (I_{dir} ou H_{dir}): é a irradiância direta horizontal, integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- c) irradiação direta normal (I_n ou H_n): é a irradiância direta normal, integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- d) irradiação global horizontal (I ou H): é a irradiância global horizontal, integrada durante um intervalo de tempo especificado;
- e) irradiação no plano inclinado com um ângulo igual à latitude do local (I_i ou H_i): irradiância, integrada em um intervalo de tempo especificado;
- f) irradiação total (I_{tot} ou H_{tot}): é a irradiância total, integrada durante um intervalo de tempo especificado.

Figura 4 – Radiações na atmosfera



Fonte: Cantor (2017).

Na Figura 5, o mapa da irradiação global horizontal do Paraná, mostra as cidades onde estão instaladas as EPESOL, da "Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar", coordenada pelo Laboratório de Energia Solar - LABENS da UTFPR Campus Curitiba. Projeto patrocinado com recursos e em parceria com a COPEL-Distribuição, e com apoio do LABREN/INPE. A rede de estações faz parte do Projeto P&D ANEEL/COPEL Distribuição - PD 2866-0464/2017 - Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da Geração Distribuída por Fontes Incentivadas. Os valores de irradiação global horizontal podem ser consultados na Tabela 3. (SILVEIRA, 2020).

Figura 5 – Rede de estações de pesquisa em energia solar
Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar - EPESOL da UTFPR



Fonte: <https://labens.ct.utfpr.edu.br/projetos/projeto-pd-aneel-copel-distribuicao-pd-2866-0464-2017-metodologia-para-analise-monitoramento-e-gerenciamento-da-geracao-distribuida-por-fontes-incentivadas>.

Tabela 3 – Valores de irradiação global horizontal média diária anual nas cidades onde estão localizadas as EPESOL

Cidade	Variação da irradiação global horizontal [kWh/m ² .dia]	Média diária da irradiação global horizontal [kWh/m ² .dia]
Campo Mourão	4,79 – 4,93	4,87
Cornélio Procópio	4,88 – 5,02	4,96
Curitiba	4,14 – 4,26	4,2
Medianeira	4,70 – 4,81	4,76
Pato Branco	4,66 – 4,76	4,72
Ponta Grossa	4,15 – 4,62	4,4

Fonte: Tiepolo et al. (2017).

Os valores de irradiação no plano inclinado da latitude podem ser consultados na Tabela 4. (SILVEIRA, 2020).

Tabela 4 – Valores de irradiação no plano inclinado da latitude média diária anual nas cidades onde estão localizadas as EPESOL

Cidade	Varição da irradiação no plano inclinado da latitude [kWh/m ² .dia]	Média diária da irradiação no plano inclinado da latitude [kWh/m ² .dia]
Campo Mourão	5,02 – 5,17	5,08
Cornélio Procópio	5,12 – 5,26	5,19
Curitiba	4,36 – 4,48	4,4
Medianeira	4,91 – 5,02	4,97
Pato Branco	4,91 – 5,01	4,95
Ponta Grossa	4,35 – 4,86	4,63

Fonte: Tiepolo et al. (2017).

A geração de energia de um sistema fotovoltaico é diretamente proporcional à irradiação no local, pois a corrente elétrica e a tensão de circuito aberto são igualmente proporcionais à variação de irradiação solar (PINHO e GALDINO, 2014). Conforme pode ser verificado na Tabela 3, a maior média anual de irradiação ocorre no plano inclinado, e isto indica que, para esta irradiação ser melhor aproveitada, os módulos devem ser instalados inclinados, com um ângulo igual à latitude do local. A tabela 5 possibilita a comparação direta entre as médias diárias das irradiações global horizontal e no plano inclinado de cada uma das cidades onde foram implantados os SFCR'S pertencentes ao projeto "Rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar".

Tabela 5 – Valores da média diária da irradiação global horizontal e no plano inclinado da latitude média diária anual nas cidades onde estão localizadas as EPESOL

Cidade	Média diária da irradiação global horizontal da latitude [kWh/m ² .dia]	Média diária da irradiação no plano inclinado da latitude [kWh/m ² .dia]
Campo Mourão	4,87	5,08
Cornélio Procópio	4,96	5,19
Curitiba	4,2	4,4
Medianeira	4,76	4,97
Pato Branco	4,72	4,95
Ponta Grossa	4,4	4,63

Fonte: Tiepolo et al., 2017.

2.6 Efeito fotovoltaico

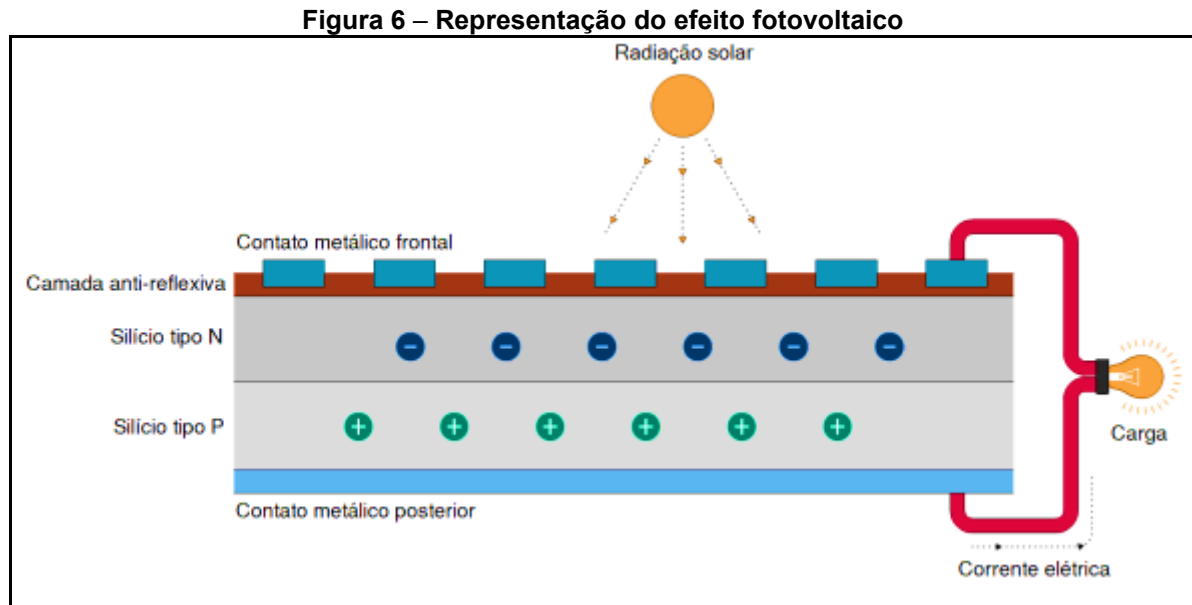
Uma célula fotovoltaica é basicamente constituída de material semicondutor, onde os mais utilizados na indústria de dispositivos de conversão fotovoltaica são: silício (Si) monocristalino, policristalino e amorfo; arseneto de gálio (GaAs); disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂); disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂); e telureto de cádmio (CdTe), que recebem adição de impurezas químicas, como o boro ou o fósforo (ZILLES, et al., 2012).

O efeito fotovoltaico é um processo físico básico, através do qual a energia luminosa, contida no fóton, estimula a liberação de um elétron que está na banda de valência do átomo do material semicondutor. A quantidade de energia contida no fóton é correspondente aos diferentes comprimentos de onda do espectro eletromagnético, onde quanto menor o comprimento de onda, maior a frequência e a energia transmitida (NREL, 1995). Estes elétrons, que estão em uma camada de baixo nível de energia, são capazes de efetuar ligações químicas com elétrons de outros átomos. Ao receber a energia vinda do fóton, estes elétrons alcançam um nível superior de energia, e passam para a banda de condução, e assim, passam a se movimentar livremente pelo material. Durante este processo, o elétron deixa atrás dele, na camada de valência, uma lacuna, e tem-se então um par chamado elétron-lacuna. Mesmo com a energia vinda do fóton, esses pares elétron-lacuna podem se recombinar rapidamente, e, portanto, para poder aproveitar este fenômeno, deve-se buscar, através de tratamentos físico-químicos potencializar estes efeitos. Ainda, para que a energia recebida do fóton e convertida em energia elétrica seja aproveitada, é necessário extrair do material semicondutor as cargas que foram liberadas e fazê-las passar por um circuito externo, caso contrário os elétrons liberados retornariam ao seu estado inicial.

Com o intuito de potencializar os efeitos do fenômeno fotovoltaico, é feita a dopagem dos materiais, que pode ser feita adição de boro, elemento trivalente, provoca o aparecimento de cargas positivas (ou “lacunas”), enquanto que a adição de fósforo, elemento pentavalente, provoca o aparecimento de cargas negativas (elétrons livres). (ZILLES, et al., 2012).

As impurezas introduzidas no material semicondutor criam um campo elétrico da junção p-n. As propriedades elétricas da célula fotovoltaica fornecem a tensão necessária para acionar a corrente através de uma carga externa. A

representação do princípio de funcionamento do efeito fotovoltaico está ilustrada na Figura 6 (NREL, 1995; PINHO e GALDINO, 2014).



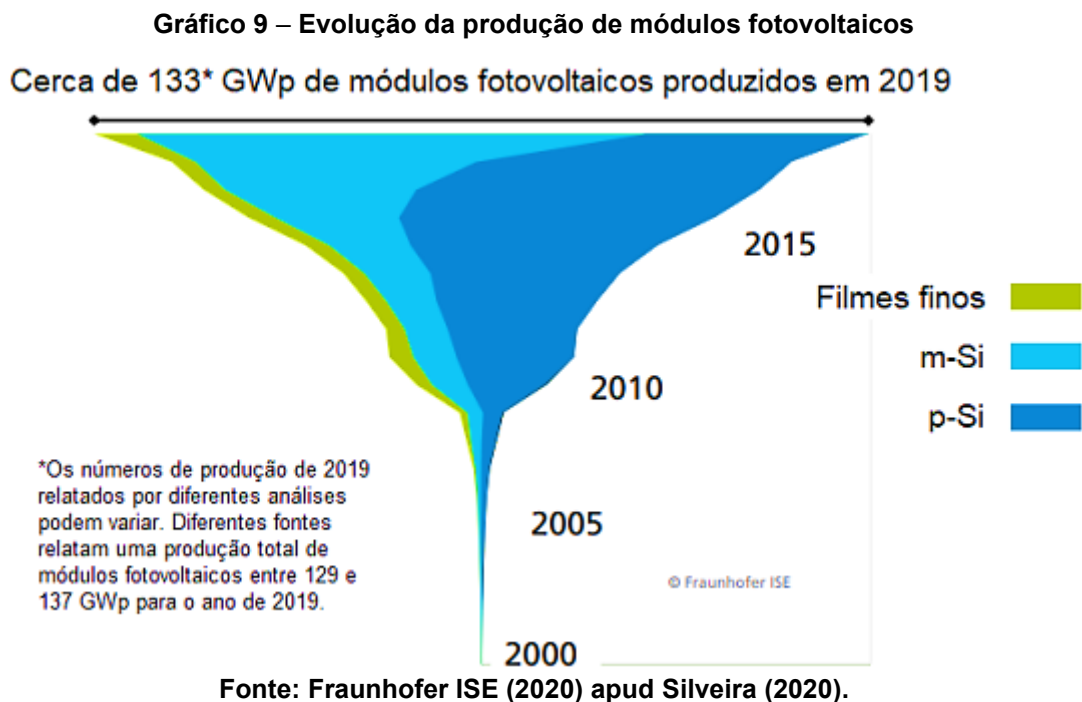
Fonte: PINHO E GALDINO (2014).

2.7 Tecnologias de Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são, em sua grande maioria, constituídas de silício, e este material é utilizado nas formas de silício monocristalino, policristalino e amorfo. Além da grande disponibilidade deste minério na natureza, sua aplicação foi aprimorada ao longo dos anos, com o advento da microeletrônica e sua extensa aplicação nas últimas décadas, e somando-se a isto sua robustez e confiabilidade, encontra-se a razão da tecnologia de silício cristalino ser a mais tradicional (RUTHER, 2004). A escolha dos materiais utilizados nas células fotovoltaicas tem como critérios principais suas características de absorção do espectro solar, custo de fabricação e os impactos ambientais causados na deposição do material. Os materiais mais utilizados, além do silício, são arseneto de gálio (GaAs); disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂); disseleneto de cobre, gálio e índio (CuInGaSe₂); e telureto de cádmio (CdTe) (ZILLES, et al., 2012).

Entre as tecnologias para módulos fotovoltaicos, destaca-se o silício cristalino e filmes finos. Tradicionalmente, a tecnologia mais utilizada e que domina 90% da produção mundial é a de silício cristalino, como o silício monocristalino (m-Si) e o silício policristalino (p-Si) (Silveira 2020). Entre estas tecnologias baseadas

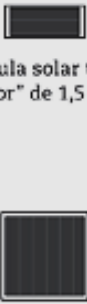

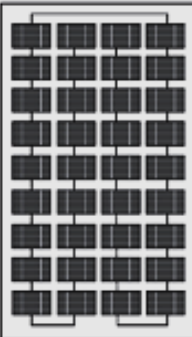
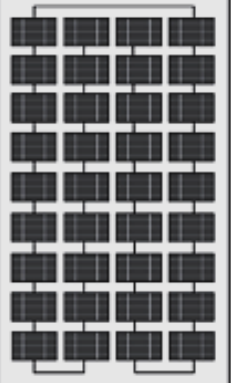
em silício, em condições STC, que são condições padrão de ensaio: intensidade de radiação solar de 1000 W/m^2 , massa de ar de AM 1.5, temperatura da célula de 25°C e velocidade do vento de 1 m/s , destaca-se a maior eficiência dos módulos produzidos com tecnologia de silício monocristalino, e o menor custo de produção para a tecnologia de silício policristalino. A Figura 9 a seguir ilustra a evolução da participação das tecnologias ao longo dos anos.



O desempenho das células fotovoltaicas está diretamente relacionado à irradiância que incide sobre ela e sua temperatura de operação. Para que possam ser avaliadas, definiu-se condições padrão de ensaio (STC) onde a irradiância solar padrão (G) é 1.000 W/m^2 para distribuição espectral padrão de massa de ar (AM) de 1,5 e temperatura da célula de 25°C (PINHO E GALDINO, 2014).

O arranjo das células em módulos é feito com associações série e paralelo, com vistas a obter maior potência total, e ao mesmo tempo, ter controle sobre a tensão e corrente do referido conjunto. As conexões em série determinam o nível de tensão do módulo, e as em paralelo influenciam no nível de corrente (LAMBERTS et al., 2010). A Figura 7 relaciona os principais módulos fotovoltaicos por faixas de potência e relativas aplicações comerciais.

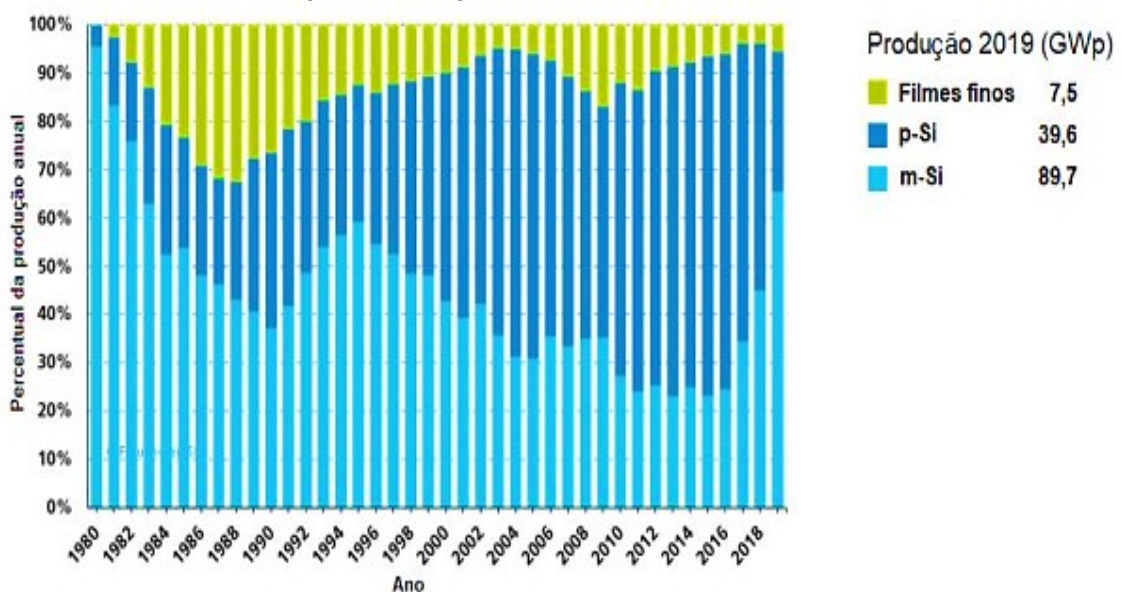
Figura 7 – Principais módulos fotovoltaicos

0-2 Wp Micropotência 0-500 cm ²	2-10 Wp Baixa potência 500 cm ² - 0,2 m ²	20-50 Wp Média potência 0,2 m ² - 0,5 m ²	50-300 Wp Alta potência > 0,5 m ²
 <p>Célula solar tipo "interior" de 1,5 V a 6 V</p> <p>Módulo pequeno de silício amorfo de 4 V a 12 V</p>	 <p>Módulo de silício amorfo, CIS ou silício policristalino em 6 V ou 12 V</p>	 <p>Módulo de silício cristalino, mono ou poli (e às vezes CIS) 6 V ou 12 V</p>	 <p>Módulo de silício cristalino, mono ou poli e amorfo em 12 V, 24 V, ...</p>
<p>Calculadoras, relógios, medidas médicas, telefones de urgência, alarmes etc.</p>	<p>Instrumentação, sinalização de estradas, estações meteorológicas, cercas eletrificadas, eletrificação rural, náutica etc.</p>		<p>Casas isoladas, eletrificação rural, conexão à rede elétrica, postos de telecomunicações e centrais solares</p>

Fonte: Zilles, et al. (2012)

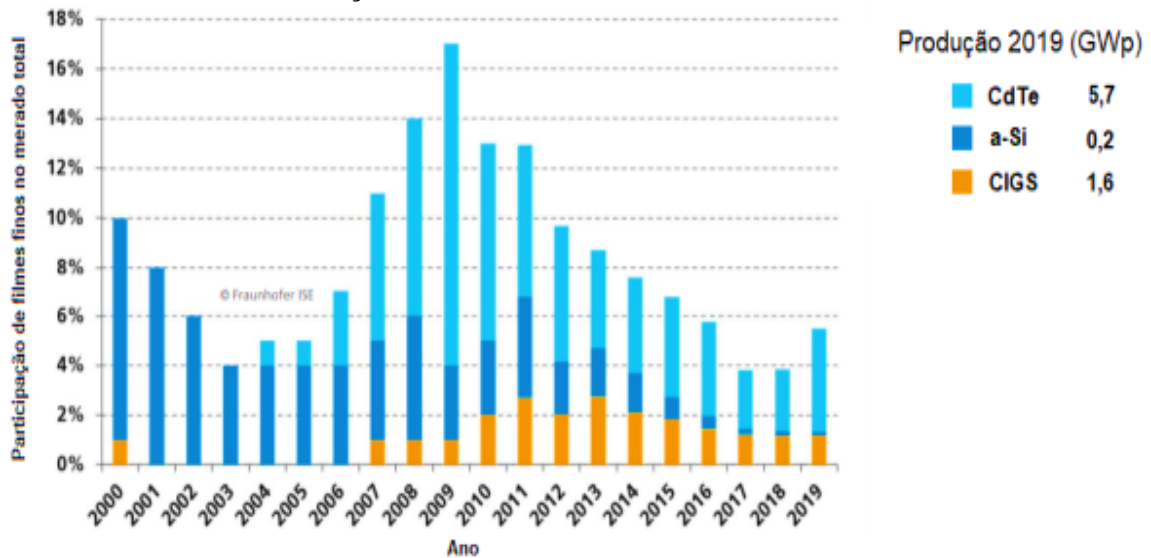
Os gráficos 10 e 11 ilustram a evolução da participação das tecnologias no ano de 2019.

Gráfico 10 – Comparativo da produção de módulos fotovoltaicos em 2019



Fonte: Fraunhofer (2020) apud Silveira (2020).

Gráfico 11 –Produção de módulos fotovoltaicos de filmes finos em 2019



Fonte: Fraunhofer (2020) apud Silveira (2020).

O silício em seu estado bruto, é extraído da natureza na forma de dióxido de silício, e sua produção exige que o oxigênio seja separado do dióxido de silício, entre outros elementos que devem ser eliminados durante os processos de purificação, restando ao final o silício metalúrgico 98% puro, necessário para a produção de células monocristalinas e policristalinas (SILVEIRA, 2020).

A espessura das lâminas que formam as células de silício cristalino é um fator determinante no custo de produção. A espessura desta tecnologia, seja monocristalina ou policristalina, fica entre 300 a 400 μm . Quando comparada com a espessura de 1 μm das células de filmes finos, como o silício amorfo (a-Si), o telureto de cádmio (CdTe) e o disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), fica evidente que esta última tecnologia citada apresenta melhores condições de redução de custos de produção (RUTHER, 2004; FRAUNHOFER ISE, 2020). A eficiência de cada tecnologia, é apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 – Eficiências de diferentes tecnologias de células e módulos fotovoltaicos em laboratório

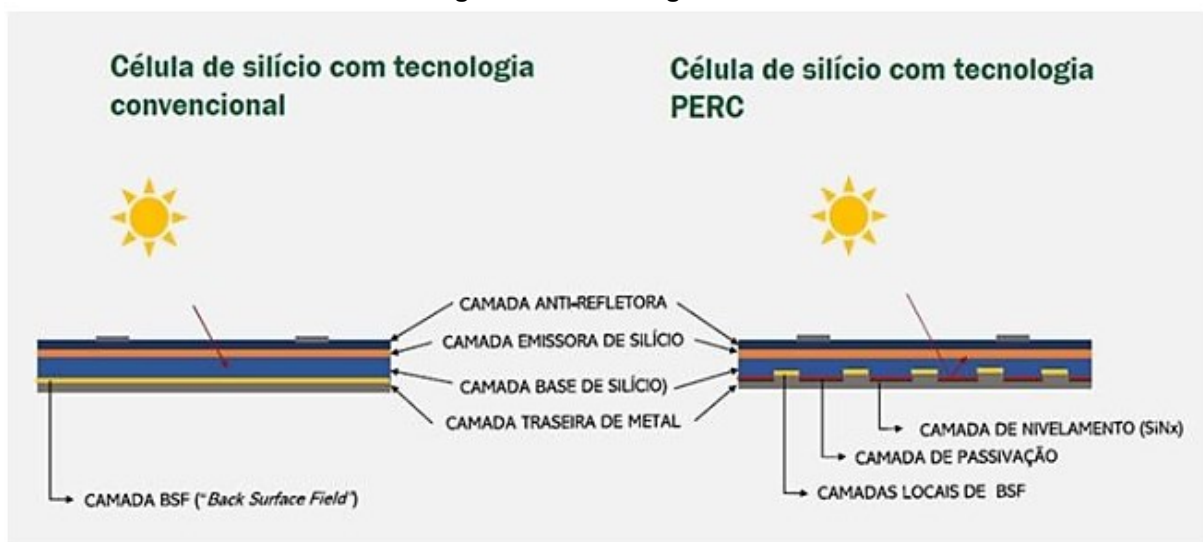
Tecnologias	Eficiência de conversão das células	Eficiência de conversão dos módulos
Silício cristalino		
m-Si	26,10%	22,70%
p-Si	23,30%	20,40%
Filmes finos		
CIGS	23,40%	19,20%
CdTe	22,10%	19,00%

Fonte: NREL (2020) apud Silveira (2020).

A evolução da tecnologia para a produção de células fotovoltaicas pode ser separada, até a elaboração deste trabalho, em 3 gerações, sendo as células de silício cristalino a primeira geração, as de filmes finos a segunda geração que são objeto deste trabalho. A terceira geração de fotocélulas, as orgânicas, não são objeto deste trabalho.

Com o objetivo de aumentar o rendimento das células de silício cristalino, foi desenvolvida uma tecnologia conhecida como PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*), ilustrada na figura 8. Através da introdução de mais de uma camada de passivação, que busca evitar a recombinação do par elétron-lacuna, os raios solares que incidem sobre o módulo fotovoltaico e o atravessam, são refletidos por uma camada de material refletivo na parte posterior do módulo (VILLALVA, 2019), e também, a deposição de filme fino para passivação na superfície frontal, reduzindo a recombinação de portadores de carga minoritários (PINHO e GALDINO, 2014), para que com isto, aumente o rendimento do módulo. Em 2019, 60% da indústria fotovoltaica aplicava a tecnologia PERC e a perspectiva é que atingirá 80% da produção em 2022. (SILVEIRA, 2020).

Figura 8 – Tecnologia PERC



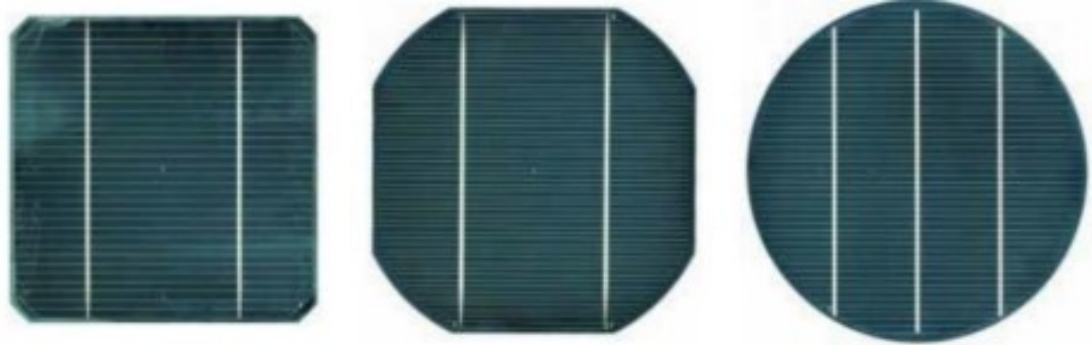
Fonte: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/takata1.pdf>.

2.7.1 Silício monocristalino – m-Si

O silício monocristalino é produzido pelo método de cristalização Czochralski, em que o cristal de silício de alta pureza (99,999%) é imerso em silício fundido juntamente com uma pequena quantidade de boro, formando então um

semicondutor do tipo-p, ou dopado com fósforo, para o semicondutor tipo-n. Posteriormente são fatiados, em lâminas de aproximadamente 0,3 mm, formando substratos conhecidos como wafers (PRADO, 2018). As geometrias das células obtidas neste processo podem ser redondas ou quadradas, com as arestas aparadas (SILVEIRA, 2020) conforme ilustra a Figura 9. A geometria quadrada ocupa melhor o espaço nos módulos, e a forma circular tem menor custo, pois aproveita melhor o material, devido à forma cilíndrica do silício cristalino.

Figura 9 – Geometria de células fotovoltaicas de silício monocristalino



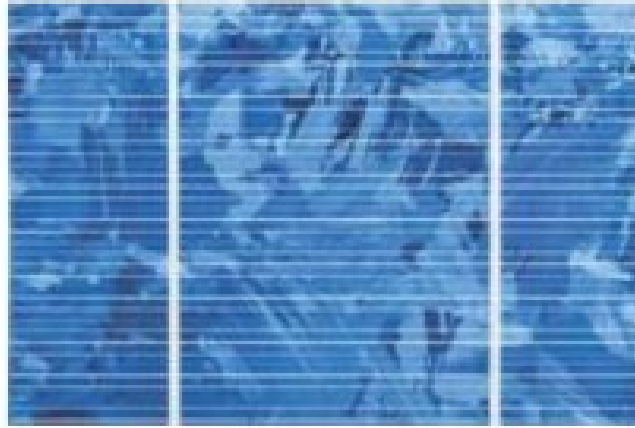
Fonte: DGS (2008) apud Silveira (2020).

2.7.2 Silício policristalino – p-Si

As células fotovoltaicas de silício policristalino, com sua geometria ilustrada na Figura 10, são produzidas a partir da solidificação de pequenos cristais, com dimensões de centímetros. Esta solidificação da origem a lingotes, que são em seguida submetidos a corte, resultando em lâminas (PINHO e GALDINO, 2014). Estas lâminas são produzidas com a espessura final da célula, o que faz com que seu custo seja menor, quando comparado com as células de silício monocristalino (SILVEIRA, 2020).

Do ponto de vista de eficiência na conversão fotovoltaica, as células policristalinas são menos eficientes que as monocristalinas, por apresentar espaços intersticiais entre os cristais que foram aglutinados (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 10 – Geometria de células fotovoltaicas de silício policristalino



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.7.3 Disseleneto de cobre índio e gálio – CIGS

A boa aceitação estética na arquitetura é um diferencial nesta tecnologia. As células apresentam eficiência de 19,6%, e os módulos chegam a 15,7%, na conversão de energia. Pesquisadores especializados em CIGS acreditam que esta tecnologia pode alcançar 25% de eficiência (Wilson et al. 2020), e relativamente à degradação, os fabricantes afirmam não há degradação considerável e que pode inclusive haver um aumento da eficiência nos primeiros anos de operação (PINHO e GALDINO, 2014). As células são formadas por uma heterojunção (formada semicondutores diferentes) de disseleneto de cobre índio e gálio ($\text{CuIn}_x\text{Ga}_{(1-x)}\text{Se}_2$) e o Sulfeto de cádmio (CdS). A baixa disponibilidade do índio e do gálio, e a toxicidade do cádmio são fatores que podem dificultar a expansão da oferta desta tecnologia em larga escala. Alguns fabricantes já não usam o cádmio como substrato, porém ainda persiste a pouca disponibilidade dos demais elementos.

O módulo e o painel fotovoltaico de CIGS estão apresentados na Figura 11.

Figura 11 – Módulo e o painel fotovoltaico de CIGS



Fonte: Labens (2020).

2.7.4 Telureto de Cádmio – CdTe

Esta tecnologia, ilustrada na Figura 12, tem reduzido seus custos e melhorado seu desempenho atingindo valores semelhantes às tecnologias de silício. Os custos podem ser reduzidos através de melhorias de eficiência, redução da espessura do filme e maior produtividade dos trabalhadores e máquinas (WILSON et al. 2020). Além de custos de produção atrativos, da mesma forma que a tecnologia CIGS, é mais aceita pela arquitetura, o que pode favorecer o aumento de participação no mercado (RUTHER, 2004). Porém, a baixa disponibilidade dos elementos utilizados, especialmente o telúrio, e a toxicidade do cádmio, são elementos limitantes que devem ser considerados. A eficiência das células é de 16,7%, e dos módulos de 14,4%, e esta eficiência tem degradação similar aos módulos de silício, com garantia de 80% de sua potência inicial após 25 anos de operação (PINHO e GALDINO, 2014).

Uma camada transparente de sulfeto de cádmio (CdS) do tipo n é sobreposta a uma camada absorvente de CdTe do tipo p, o que torna mais eficiente a conversão de energia, por possuir uma junção p-n formada semicondutores diferentes (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 12 – Módulo e o painel fotovoltaico de CdTe



Fonte: Labens (2020).

2.8 Inversor

Os módulos fotovoltaicos, tem o valor de sua tensão resultante devida às associações série e paralelo de suas células, e entregam em seus terminais, tensão em corrente contínua. A tensão resultante da associação dos módulos, por sua vez, deve estar dentro da faixa de operação do equipamento, que fará a conversão de tensão contínua para a forma da tensão da rede de distribuição da concessionária de energia. Esta função deve ser desempenhada de forma a atender os critérios de conexão da concessionária, como a frequência, harmônicos, forma de onda e segurança de operação do sistema da concessionária. No quesito segurança, é imprescindível que, além de proteção contra sobrecorrentes, surtos, sobre/subfrequência, sobre/subtensão, tanto pela entrada CC, como pela saída CA, também seja garantida a proteção anti-ilhamento (RUTHER, 2004). Esta proteção deve impedir a operação do inversor quando da ausência de tensão da rede elétrica da concessionária, e assim, garantir que não ocorra a energização reversa da rede de distribuição, quando esta for desligada para manutenção, ou quando da ocorrência de uma anomalia, resultante de falhas de operação, acidentes por fatores

externos, como vendavais ou mesmo descargas atmosféricas. Na figura 13 temos um inversor da marca NHS, utilizado nos painéis estudados neste trabalho.

Figura 13 – Exemplo de Inversor

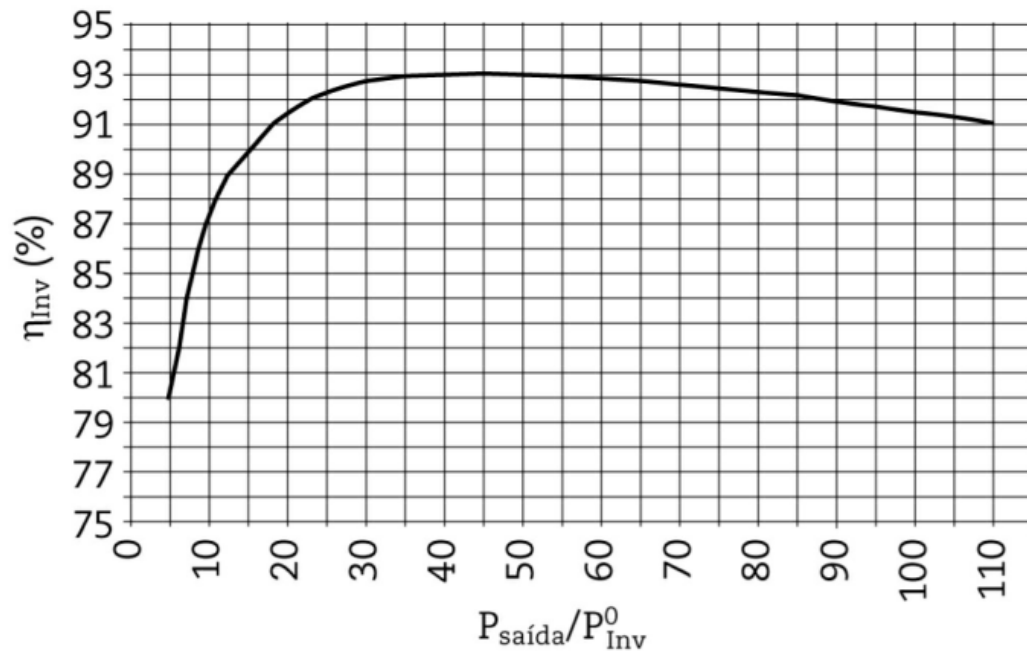


Fonte: NHS (2018).

O cuidado na especificação do inversor, adequando a tensão máxima de operação à tensão em corrente contínua (V_{mpp}) entregue pela associação dos módulos que formam o painel gerador, bem como a tensão máxima de circuito aberto V_{oc} , garante não só a integridade do equipamento, como também influencia na eficiência do conjunto, e a eficiência dos inversores pode chegar a 99% (PINHO E GALDINO, 2014). Uma diferença de 1% na eficiência do inversor pode garantir até 10% a mais de energia gerada durante um ano, e ainda, eficiência máxima na conversão CA-CC não ocorre na potência máxima, de forma que para um melhor aproveitamento da energia gerada pelos módulos é indicado que a potência total dos módulos seja menor que a potência máxima do inversor (RUTHER, 2004).

Abaixo, o Gráfico 12 mostra uma curva característica de eficiência de um inversor, mostrando que eficiência máxima não ocorre no ponto de maior potência. Nele há o rendimento do inversor em função da relação entre a potência de saída pela potência nominal do inversor.

Gráfico 12 – Curva Típica de Eficiência de Conversão CC-CA

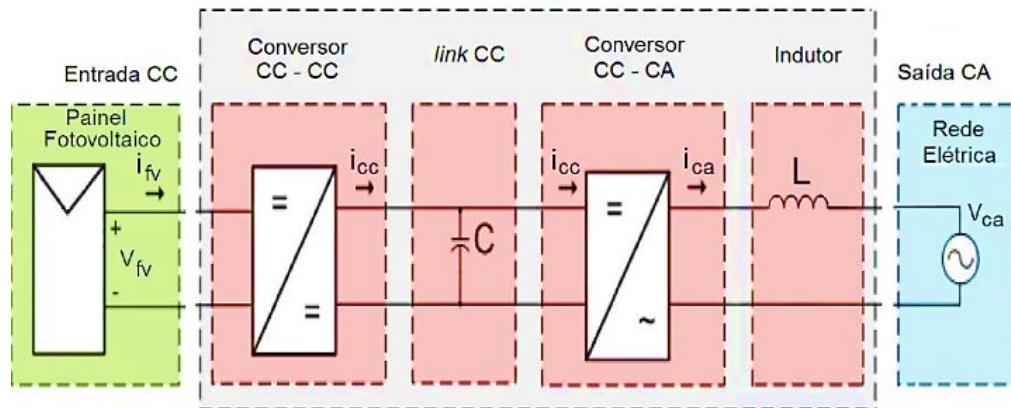


Fonte: Zilles, et al. (2012).

A operação dos inversores é baseada na aplicação de tiristores (SCR, TRIAC, GTO) e transistores (BJT, MOSFET, IGBT), onde, atuando nos seus tempos de bloqueio e condução, se obtém a conversão CC-CA. Os inversores possuem aplicações tanto para sistemas isolados quanto para sistemas conectados à rede de distribuição da concessionária, porém sua operação segue os mesmos conceitos em ambos os casos. Caso os módulos operassem sempre nas condições ideais de irradiação e temperatura, os inversores trabalhariam sempre com a mesma relação tensão-corrente, garantindo sempre a máxima potência de operação. Porém, os fatores que influenciam diretamente na conversão fotovoltaica, que são a temperatura e irradiância, podem mudar constantemente tanto a corrente quanto a tensão gerada na saída dos módulos, e isso afetaria a operação eficiente do conjunto. Por esta razão, os inversores são dotados de mecanismos de controle, que observam continuamente as características de tensão e corrente, de modo a manter o gerador operando nas condições de máxima transferência de potência. (PINHO E GALDINO, 2014).

Na Figura 14, é apresentado um diagrama esquemático do funcionamento de inversores para SFVCR.

Figura 14 – Diagrama esquemático do funcionamento de um inversor fotovoltaico



Fonte: Pinho e Galdino (2014) apud Silveira (2020).

O conversor CC-CC tem as funções de adequar a tensão de entrada vinda do painel fotovoltaico à tensão de entrada da etapa de conversão CC-CA, e também de controlar a corrente e a tensão, de forma a extrair do painel fotovoltaico a máxima potência que está sendo gerada, e obter o melhor rendimento. O link CC-CC, ou elo CC, é um capacitor eletrolítico, funcionando como armazenador de energia e filtro. O conversor CC-CA converte a forma de onda para a frequência da rede elétrica a qual o inversor será conectado e o indutor tem a função de filtro e acoplamento do inversor à rede elétrica da concessionária (PINHO e GALDINO,2014).

2.9 Índices de desempenho

Uma das fórmulas básicas para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, leva em consideração características de consumo do imóvel, a irradiação do local, os dados técnicos apresentados pelos fabricantes dos equipamentos, e também um parâmetro que determina a relação entre o desempenho real medido do módulo, e o desempenho teórico máximo. Este parâmetro, calculado conforme Equação 5, é conhecido como Taxa de Desempenho (*PR-Performance Ratio*), e leva em consideração questões devidas às perdas dos geradores, provocadas por sujidades, perdas nos condutores, perdas no inversor e temperatura, entre outras (PINHO e GALDINO, 2014).

$$P_{FV} (W_p) = \frac{\left(\frac{E}{TD}\right)}{HSP_{MA}} \quad (1)$$

Onde:

$P_{FV} (W_p)$ – Potência de pico do painel FV;

E (Wh/dia) - Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSP_{MA} (h) – Média diária anual HSP (*horas de Sol Pleno*) incidente painel;

TD (admissional) – Taxa de desempenho.

A análise de índices que avaliam o desempenho de sistemas é útil para que os projetistas possam especificar equipamentos que irão efetivamente alcançar os objetivos esperados. Da mesma forma, tais índices colaboram para que pesquisadores possam avaliar os processos de produção, auxiliando na melhoria constante de materiais, equipamentos e procedimentos.

Índices que avaliem o desempenho facilitam a detecção de problemas operacionais, permitem a comparar sistemas de diferentes tecnologias e ainda validam modelos para determinação de desempenho do sistema durante o projeto (YANG, 2020). A Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*), descreve no padrão IEC (*International Electrotechnical Commission – Comissão Internacional de Eletrotécnica*) 61724 (IEC, 1998) os parâmetros que devem ser representados pelos índices de mérito, que são: fator de capacidade (FC), produtividade (Y, do inglês *Yield*) e taxa de desempenho (TD), este último pode ser encontrado também como *performance ratio* (PR). Estes parâmetros avaliam a energia produzida e as perdas do sistema (YANG, 2020).

2.9.1 Fator de capacidade

Relação entre a energia elétrica gerada e a capacidade nominal do sistema de gerar energia elétrica, durante as 24 horas do dia, durante determinado intervalo de tempo (normalmente durante um ano). Na Equação (2), é apresentada esta relação, cujo resultado é expresso em porcentagem (MARION et al., 2005; YANG, 2020).

$$FC = (\text{Energia gerada}) / (\text{Potência FV} \times 24\text{h} \times \text{número de dias}) \quad (2)$$

2.9.2 Produtividade

Razão entre a energia gerada pelo SFV e a potência CC instalada, representada por Y_f , na Equação (3). Sua unidade é dada em kWh/kWp. O valor pode ser referente a um ano ou um mês de operação (MARION et al., 2005; YANG, 2020).

$$Y_f = (\text{Energia gerada}) / (\text{Potência CC instalada}) \quad (3)$$

A produtividade de referência (Y_r), e a relação entre a irradiação solar (H_{tot}) total incidente no painel FV e a irradiância de referência (G), cujo valor é de 1.000 W/m² (MARION et al., 2005; YANG, 2020).

$$Y_r = (H_{tot}) / G \quad (4)$$

2.9.3 Taxa de desempenho

A taxa de desempenho, já descrita no início deste item, considera o efeito geral das perdas no SFV, e consiste na relação entre a energia gerada e a energia teoricamente indicada pelo fabricante. Na Equação (5), apresenta a fórmula, que é a divisão entre a produtividade final (Y_f) e a produtividade de referência (Y_r) (YANG, 2020).

$$TD = Y_f / Y_r \quad (5)$$

A periodicidade de cálculo da TD, pode ser mensal e anual, pois desta forma, serão considerados fatores climatológicos e radiométricos que influenciam na capacidade de produção de energia. A depender do objeto da análise, o período pode ser menor, e desta forma, é possível identificar falhas no sistema, identificando o período que esta falha ocorreu. Existem *softwares* que utilizam dados radiométricos como irradiação solar; climatológicos como temperatura, umidade, velocidade do vento; geográficos como latitude, longitude e altitude, entre outros, e de posse destes dados, estimam as taxas de desempenhos. Yang et al. (2018a) utilizou o *software System Advisor Model (SAM)*, *software* de modelagem de

desempenho e modelagem financeira de energias renováveis, para estimar a TD em vinte cidades paranaenses, com resultados que variaram entre 81,8% e 84,7%. Outros *softwares* utilizados com este fim são o PVsyst e o PV*SOL, que possuem a capacidade de modelagem 3D de sistemas fotovoltaicos (YANG, 2020).

Programas computacionais são ferramentas que podem auxiliar no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, porém, os conhecimentos básicos de cada área de estudo envolvidos não devem ser dispensados, pois são estes que auxiliam na correta utilização das ferramentas e análises dos resultados apresentados por elas (PINHO E GALDINO, 2014).

2.10 Fatores de perda

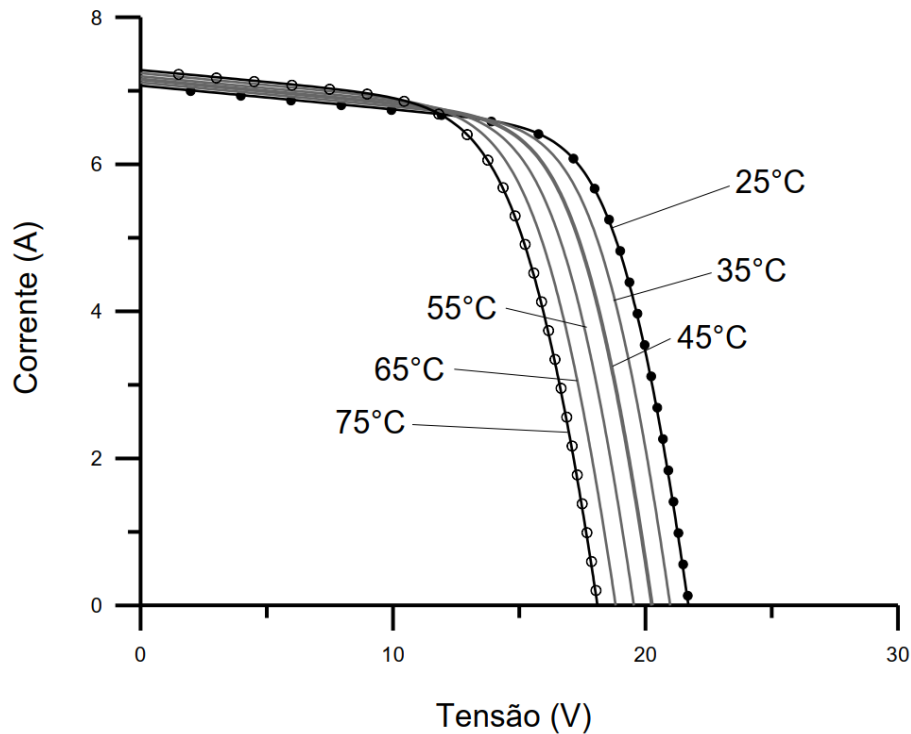
Os principais fatores de perdas em um SFVCR, conforme Marion et al. (2005), DGS (2013) e Yang (2020), são:

- temperatura;
- eficiência do inversor;
- *mismatch* (descasamento de módulos FV);
- reflexão da irradiação pelo módulo FV;
- sujidade;
- cabos e conexões;
- sombreamento;
- variação do espectro AM 1,5;
- falha de componentes;

2.10.1 Temperatura

A temperatura afeta diretamente a tensão e a corrente de operação das células fotovoltaicas que compõem os módulos, conforme mostra o gráfico 13. Com o aumento da temperatura, a tensão é reduzida significativamente, enquanto a corrente apresenta um aumento desprezível. Um aumento de 100 °C na temperatura de uma célula de silício provoca uma redução de 0,2 V na tensão de circuito aberto (V_{oc}), e isto representa uma redução de cerca de 30% na tensão, e a corrente terá um aumento de apenas 0,2%. O resultado é percebido em uma redução significativa na capacidade de geração do sistema (PINHO E GALDINO, 2014)

Gráfico 13– Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino(c-Si) sob irradiância de 1000W/m².



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A eficiência é definida sob condições padrões de ensaio (STC – *Standard Test Conditions*), com temperatura na célula FV de 25°C, irradiância de 1.000 W/m² e massa de ar AM igual a 1,5. Um sistema raramente opera sob estas condições de ensaio, e eles convertem no máximo 20% da radiação que recebem, e o restante é convertida em calor, aumentando a temperatura do módulo e reduzindo sua eficiência. Além da radiação, fatores climatológicos, como velocidade e direção do vento, umidade do ar, os materiais dos módulos e suas posições de montagem também influenciam na temperatura de operação dos módulos. Além da eficiência, a temperatura também afeta a degradação, reduzindo a vida útil dos módulos (YANG, 2020).

A Equação 6 calcula a máxima potência do gerador (P_{max}) através das variáveis: irradiância incidente (G), temperatura da célula (T_c), coeficiente de temperatura do ponto de máxima potência (γ), potência nominal do SFV (P_{SFV}^0), irradiância e temperatura da célula em condições padrão de referência ($G_{ref} = 1.000$ W/m² e $T_{cref} = 25^\circ\text{C}$, de acordo com STC) (ZILLES et al., 2012; YANG, 2020).

$$P_{max} = P_{FV}^0 \cdot \frac{G}{G_{ref}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_c - T_{c_{ref}})] \quad (6)$$

Na Tabela 7, são apresentados os coeficientes de temperatura (γ) relativos a cada tecnologia de células fotovoltaicas utilizadas nesta pesquisa, fornecidos pelos fabricantes (QCELLS, 2018; QCELLS, 2017; CALYXO, 2020; SOLIBRO, 2017).

Tabela 7 – Perda de potência em função da temperatura

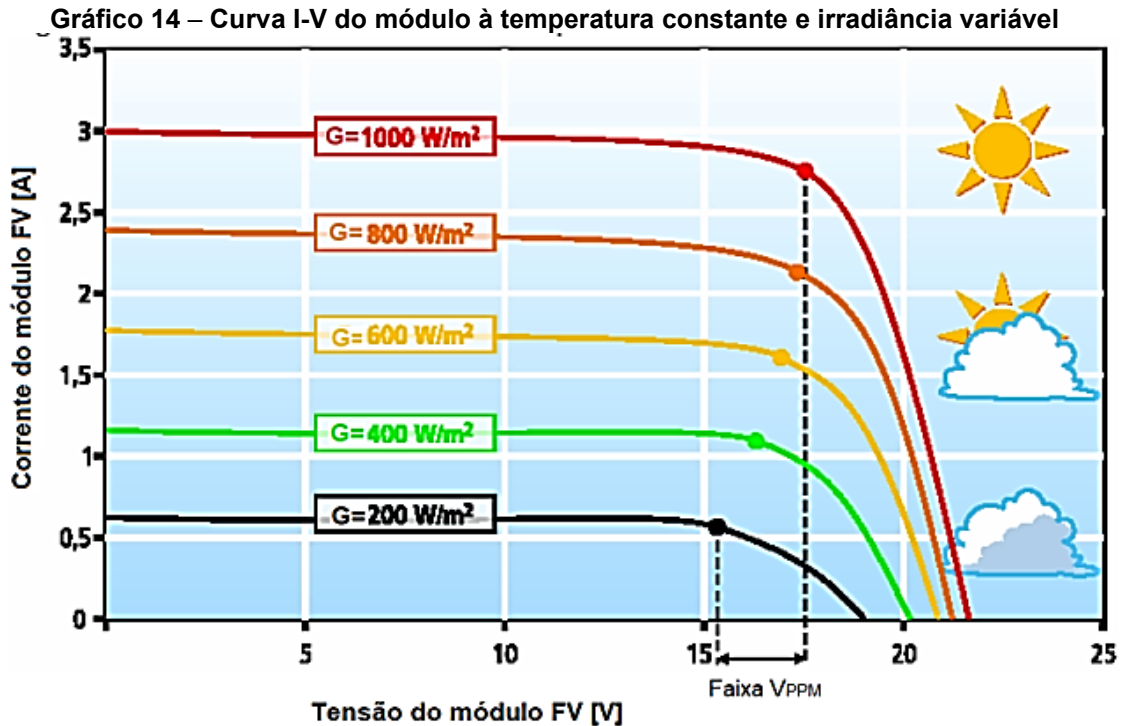
Tecnologia FV	Coefficiente de Temperatura – Pmax – (γ)
Silício Monocristalino	-0,39 %/oC
Silício Policristalino	-0,40 %/oC
Disseleneto de Índio Gálio e Cobre	-0,32 %/oC
Telureto de Cádmio	-0,25 %/oC

Fonte: Autoria própria (2022).

Uma análise comparativa dos dados da Tabela 7 mostra que em locais com maiores temperaturas ambientes, os filmes finos apresentam melhor desempenho, especialmente o CdTe. Este fato foi observado em pesquisas nacionais, algumas delas desenvolvidas dentro do projeto de P&D do qual este trabalho se beneficia dos equipamentos instalados, como demonstram Silveira (2020), Yang (2020) e Cremasco (2021).

2.10.2 Irradiância

A taxa de variação diária da irradiância é maior que a da temperatura, e isto afeta diretamente a corrente do módulo, pois é através da incidência da radiação nos semicondutores é que os elétrons alcançam a camada de condução dos átomos. Porém, esta elevação na corrente, contribui para a elevação da temperatura, e isto acaba influenciando no aumento das perdas, conforme relatado no item anterior. O Gráfico 14, apresenta as curvas I-V do módulo FV com temperatura constante e mostra que variando-se a irradiância, a corrente do módulo se eleva, com pequena variação da tensão (DGS, 2013).



Fonte: DGS (2013).

2.10.3 Inversor

A eficiência de conversão CC/CA (η_{inv}) de um inversor pode ser calculada pela simples divisão entre a potência (P_i) em corrente contínua entregue em sua entrada, e a potência de saída (P_o) em seus terminais de corrente alternada. E é representada pela Equação (7) (IEC, 2008).

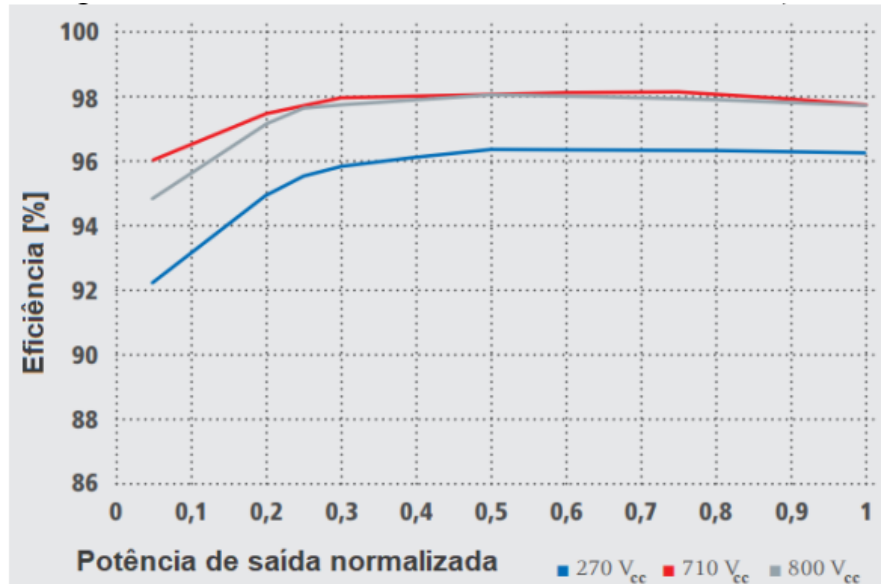
$$\eta = \frac{P_o}{P_i} \quad (7)$$

As tecnologias FV de filmes finos necessitam de um transformador isolador no inversor, a fim de evitar corrosão elétrica, danificando suas células FV (RAMPINELLI et al., 2013; Yang, 2020). A utilização de transformador é uma fonte de perda no sistema, e é considerado na análise de eficiência do inversor.

A tensão de operação em corrente contínua afeta o rendimento dos inversores, por sua relação direta com a corrente de entrada, que por consequência afeta também a temperatura do equipamento, que também é fator de perda de eficiência. O Gráfico 15 mostra que na menor tensão, 270 Vcc, o inversor apresenta

eficiência máxima de aproximadamente 96% e a eficiência aumenta à medida que a tensão aumenta (FRONIUS, 2015; YANG, 2020).

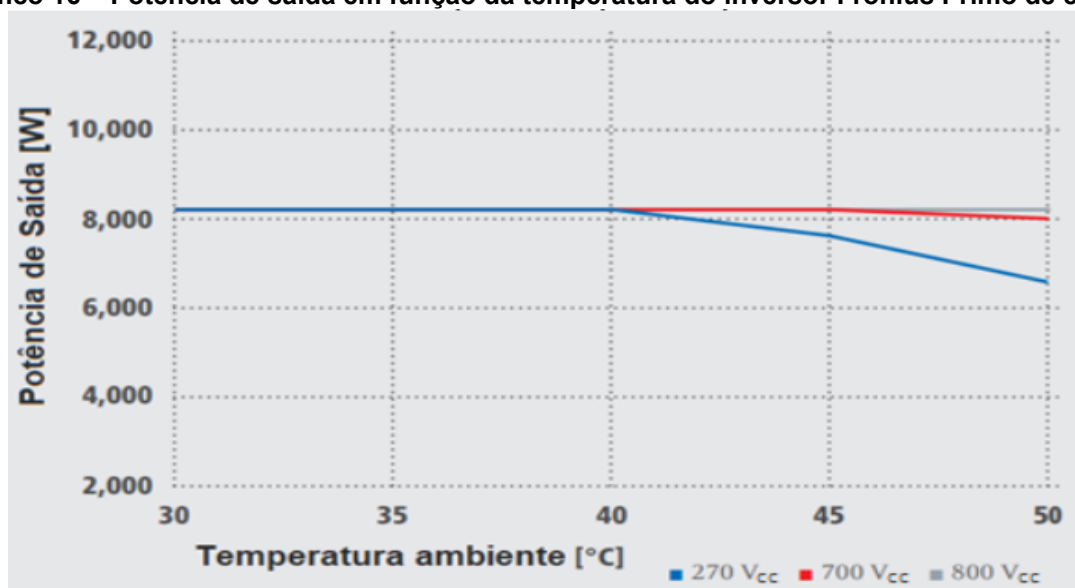
Gráfico 15 – Curvas de rendimento do inversor Fronius Primo de 8,2kW



Fonte: Fronius (2015).

No Gráfico 16, são apresentadas as curvas de potência de saída para o inversor Fronius Primo de 8,2 kW, em função da temperatura ambiente para três tensões de operação diferentes (FRONIUS, 2015; YANG, 2020).

Gráfico 16 – Potência de saída em função da temperatura do inversor Fronius Primo de 8,2kW



Fonte: Fronius (2015).

2.10.4 Sombreamento

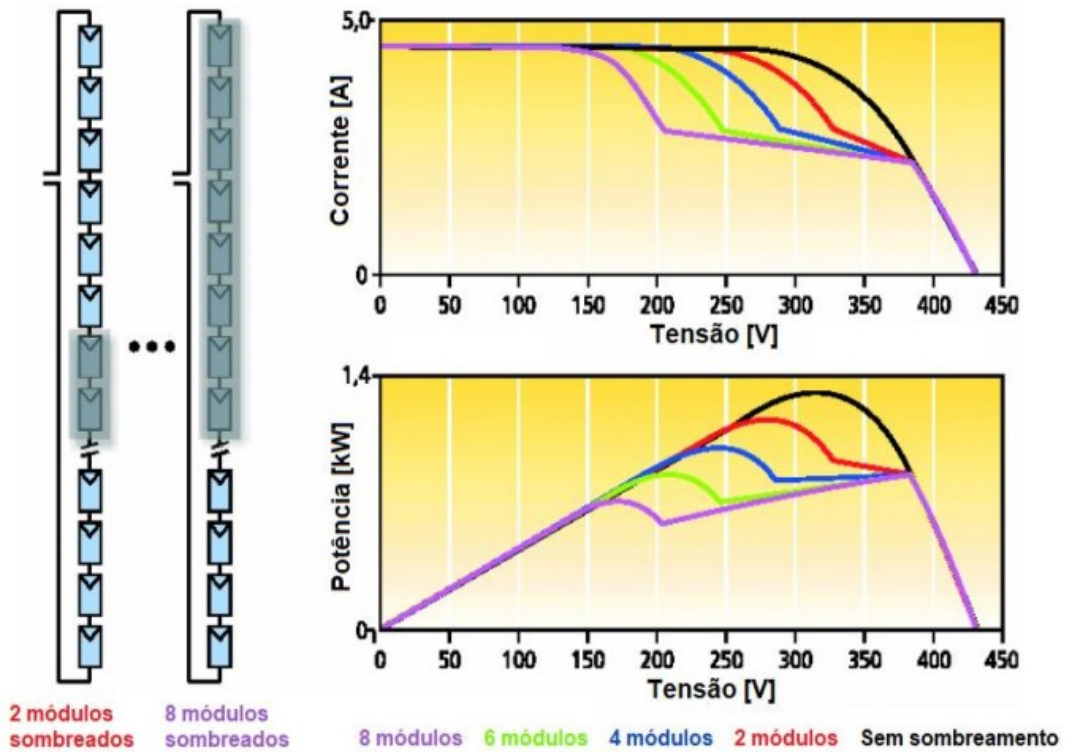
O sombreamento é um fato crítico para geradores fotovoltaicos, mesmo que ele atinja apenas parcialmente um dos módulos que forma o painel gerador que é ligado ao inversor. Isso acontece devido ao fato de que é a radiação sobre as células fotovoltaicas que proporciona condições de conduzir de corrente elétrica, fornecendo energia ao elétron, levando-o à camada de condução. Como existem ligações série entre as células, isto faz com que a corrente limitada em uma célula, devido ao sombreamento, comprometa todas aquelas que estejam conectadas em série com esta. Da mesma forma, os módulos pertencentes à mesma *string* são conectados em série, e então o problema que surgiu em uma célula, influenciou o módulo a que ele pertence que por sua vez, compromete a geração de todo um conjunto de módulos que formam uma *string* de um painel gerador. As consequências do sombreamento na geração de energia dependem do número de módulos sombreados e do tempo que o sombreamento atinge tais módulos, da conexão entre as células, e também entre os módulos, a existência de diodos de *by-pass*, e o MPPT (*maximum power point tracking*) do inversor (YANG, 2020).

A possibilidade de que uma das células passe a representar uma carga ao conjunto de células do módulo, em função do sombreamento, exige a aplicação de diodos de desvio, ou *by-pass*, evitando que surja nestas células um efeito conhecido como *hot-spot*, que provoca redução no rendimento do módulo. Diodos de bloqueio também podem ser aplicados nas conexões entre módulos, desconectando a série que sofreu sombreamento. Os módulos de filmes finos são menos afetados por este fenômeno do que os módulos de silício, em função de suas características construtivas (RUTHER, 2004).

Os Gráficos 17 e 18, apresentam o deslocamento do MPPT do inversor, quando os valores estavam dentro de sua capacidade de controle. (DGS, 2013; YANG, 2020).

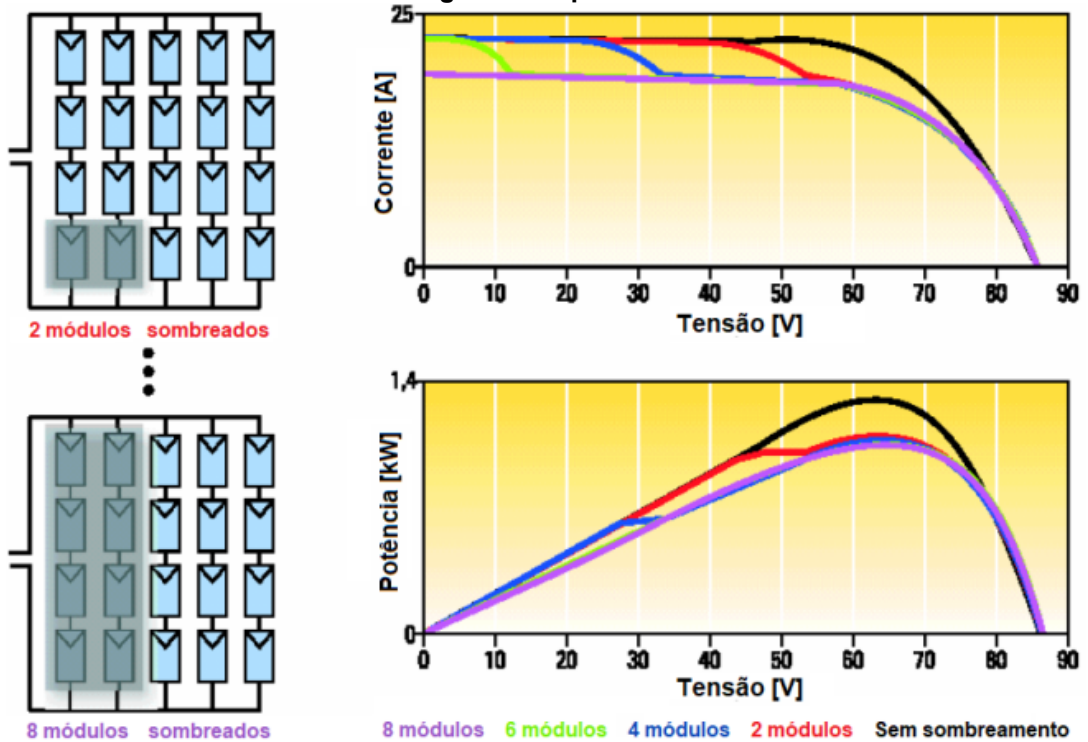
Para módulos conectados em série, quanto maior for a quantidade de módulos que sofrem sombreamento, há uma redução da tensão de entrada do inversor, e assim a potência diminui. Quando o sombreamento atinge módulos conectados em paralelo, a corrente é reduzida, levando a redução da potência do sistema (YANG, 2020).

Gráfico 17 – Curvas I-V e de potências para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em série



Fonte: DGS (2013).

Gráfico 18 – Curvas I-V e de potências para alguns casos de sombreamento de módulos ligados em paralelo



Fonte: DGS (2013).

2.10.5 Demais fatores de perda

Alguns dos aspectos adicionais que causam algum tipo de perda em um SFVCR e conseqüentemente, influenciam na redução da taxa de desempenho, estão brevemente descritos neste item.

- Descasamento de módulos FV (*mismatch*): quando os módulos são conectados em série, e um deles apresenta características de corrente e tensão inferior aos demais, e este módulo passa então a limitar o rendimento dos demais módulos da *string*. Estas diferenças podem ser causadas por sombreamentos, sujidade, que são fontes de perdas tratadas separadamente, e também por falhas em diodos de desvio e degradação dos módulos e células com o tempo de uso (PINHO E GALDINO, 2014);
- Sujidade: os efeitos de acúmulo de sujeiras sobre os módulos têm efeitos similares aos causados por sombreamento. Para que a ação da natureza, através da chuva, contribua para a manutenção das placas, recomenda-se que estas sejam instaladas com inclinação mínima de dez graus. Perdas por sujidade de até 10% já foram verificadas em regiões com muita poeira, e por esta razão, recomenda-se estabelecer períodos de tempo para que os módulos sejam limpos;
- Reflexão da irradiação pelo módulo FV: apesar dos módulos receberem um filme antirreflexivo, uma parcela da radiação que atinge o módulo é refletida por este, não sendo aproveitada no processo de geração fotovoltaica (PINHO e GALDINO, 2014);
- Cabeamento: os cabos usados no SFVCR, bem como os conectores entre módulos e o inversor, podem causar queda de tensão desde a placa até o ponto de conexão do inversor ao sistema elétrico da concessionária. A correta especificação, bem como o controle da qualidade destes materiais, podem reduzir este efeito a valores bem reduzidos (PINHO e GALDINO, 2014);
- Variação do espectro AM: variação do espectro solar em função da massa de ar. A massa de ar tem valores variáveis durante o dia,

devido aos movimentos relativos terra-sol, porém o módulo é especificado para um valor fixo de massa de ar (AM) de 1,5 (PINHO e GALDINO, 2014);

- Direção e inclinação dos módulos FV: Quando o SFVCR não é instalado nestas condições ótimas, ou seja, orientação para o norte geográfico (instalações no hemisfério sul), e inclinação igual a latitude do local de instalação seu desempenho será inferior (RUTHER, 2004);
- Degradação: redução da vida útil e capacidade de geração devido a: degradação induzida pelo potencial (*Potential Induced Degradation – PID*, ocasionando correntes de fuga), *browning* (partes do módulo de silício mudam a coloração para tons de marrom) e *snail trail* (degradação que lembra um caminho de lesma em células de c-Si) (TONOLO, 2019);
- Falha de componentes: como a taxa de desempenho de um sistema é calculo por períodos de um mês, ou um ano, é importante que eventuais defeitos em módulos, inversores e demais componentes sejam corrigidos o quanto antes, diminuindo o impacto destes fatores nas taxas a calcular (PINHO e GALDINO, 2014).

3 METODOLOGIA

Foi feita uma pesquisa descritiva, com o estudo de caso dos sistemas fotovoltaicos instalados na UTFPR – Campus Campo Mourão, e realizada uma pesquisa bibliográfica nos repositórios de teses, periódicos e congressos sobre sistemas fotovoltaicos.

Informações técnicas dos fabricantes dos painéis fotovoltaicos foram coletados, tais como coeficiente de temperatura de potência máxima (γ), o qual é expresso em [%/°C], temperatura NOCT (“*Nominal Operation Cell Temperature*”) e potência nominal do módulo.

O desenvolvimento deste trabalho faz parte de um projeto desenvolvido em parceria entre a Copel e UTFPR, dentro do Projeto integrante do P&D ANEEL/COPEL Distribuição – PD 2866-0464/2017 – “Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da Geração Distribuída por Fontes Incentivadas”, que consiste na construção de uma rede de Estações de Pesquisa em Energia Solar e coordenado pelo Laboratório de Energia Solar – Labens da UTFPR.

As estações solarimétricas medem a radiação solar, além de possuir painéis de geração de energia com módulos de diferentes tecnologias. As unidades instaladas nos campi da UTFPR fazem parte da rede avançada de estações do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – Inpe, rede SONDA – Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais, e a redes climatológicas do Estado do Paraná, como Simepar e Instituto Nacional de Meteorologia – INMET.

A configuração dos painéis utilizados na construção dos geradores possuem 4 tecnologias construtivas, que são silício monocristalino, silício policristalino, telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS), sendo esta configuração, com estas 4 tecnologias, inédita no estado do Paraná. No Brasil, existem outras plantas de geração que aplicam tecnologias de silício e filmes finos com objetivo de pesquisa, porém não foi encontrado outro conjunto de estações de pesquisa que abranjam diversas regiões de outros estados, em situação similar ao implantado no Paraná. Este conjunto permite a avaliação do comportamento dos painéis e análise de seus rendimentos, simultaneamente, sob diferentes condições climáticas, com a possibilidade de estabelecer relação entre os parâmetros de geração e grandezas climatológicas como velocidade do vento, temperatura ambiente e radiação solar.

Os painéis de avaliação instalados em Campo Mourão possuem as seguintes características:

- Silício Monocristalino: 14 módulos de 365 Wp cada, totalizando 5,11 kWp, utilizando dois inversores de 3 kWp;
- Silício Policristalino: 14 módulos de 335 Wp cada, totalizando 4,69 kWp, utilizando dois inversores de 3 kWp;
- Disselineto de Cobre, índio e gálio (CIGS): 12 módulos de 140 Wp cada, totalizando 1,68 kWp, utilizando um inversor de 1,5 kWp;
- Telureto de Cádmio: 18 módulos de 85 Wp cada, totalizando 1,53 kWp, utilizando um inversor de 1,5 kWp;

A estação solarimétrica instalada em Campo Mourão é do padrão SONDA do INPE (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Os sensores que serão utilizados para as estações SONDA a serem instalados nos campi da UTFPR são: anemômetro, para medição da direção e velocidade do vento; piranômetro de classe secundária, para medição das componentes global horizontal, difusa e inclinada na latitude; pireliômetro de primeira classe, para medição da radiação direta normal; pirgeômetro, para medição da radiação de onda longa; rastreador solar; termohigrômetro, para medição da temperatura e umidade relativa do ar; barômetro, para medição da pressão atmosférica; pluviômetro e sensor de radiação fotossinteticamente ativa (PAR). Ainda foi instalado um *datalogger* para coleta e armazenamento de dados e demais acessórios.

Os dados de geração de energia são obtidos da memória de massa dos inversores dos painéis fotovoltaicos, e através de um computador de supervisão (ST-One), que coleta informações dos inversores. Estas informações coletadas pelo ST-One são armazenadas e enviadas para um servidor *File Transfer Protocol* (FTP) em arquivos no formato CSV. Neste servidor, está sendo alimentado continuamente um banco de dados com informações a respeito de 174 grandezas, relativas aos inversores, painéis fotovoltaicos, radiações e outras informações climáticas, grandezas estas, descritas no Quadro 2.

Em paralelo à pesquisa bibliográfica, com a conclusão da instalação da estação solarimétrica, foi feita a coleta de informações no banco de dados, relativas a irradiação, energia gerada por cada uma das tecnologias de células fotovoltaicas

utilizadas e dados atmosféricos. O acesso aos dados foi feito utilizando rotinas de linguagem SQL.

Os dados de geração de energia e dados radiométricos foram coletados pelos equipamentos a uma taxa de 1 amostra a cada minuto, resultando em 1440 valores diários de potência média por minuto. Na mesma taxa de amostragem, foram obtidos dados de irradiação global média no plano horizontal, irradiação média no plano inclinado na latitude do local e irradiação média difusa. O período de análise foi de 12 meses, entre os meses de julho de 2020 a junho de 2021, com uma soma de 364 dias de análise. Desta forma, foram analisados 524.160 dados relativos à geração de energia, e 1.572.480 dados radiométricos.

Os dados climatológicos foram coletados a uma taxa de 1 amostra a cada 10 minutos, durante os 364 dias analisados, resultando em um total de 157.248 amostras relativas a temperatura ambiente, umidade relativa do ar e velocidade do vento.

A taxa de amostragem foi definida com o objetivo de limitar a quantidade de dados, sem interferir na qualidade final das análises, e também de não saturar o banco de dados inutilmente.

Quadro 2 – Grandezas armazenadas no banco de dados

• Carga percentual estimada do banco de baterias do inversor
• Corrente AC da rede
• Corrente CC gerada pelo painel fotovoltaico do inversor
• Corrente DC do painel - inversor
• Corrente de carga/descarga do banco de baterias (0,1 A) do inversor
• Corrente eficaz da saída auxiliar (0,1 A) do inversor
• Corrente eficaz injetada na rede elétrica do inversor
• Desvio padrão da velocidade do vento nas estações SONDA
• Desvio-padrão das radiações
• Energia gerada pelos módulos do inversor acumulada
• Energia injetada na rede CA acumulada pelo inversor
• Energia total transferida durante a vida do inversor
• Fator de potência no inversor
• Frequência da rede AC
• Horas de trabalho total do inversor
• Limite no despacho de energia do inversor
• Máximo, média e mínima das radiações
• Número de ciclos de carga e descarga do banco de baterias do inversor
• Potência da rede AC - inversor
• Potência média da saída auxiliar (W) do inversor
• Precipitação de chuva
• Pressão atmosférica
• Temperatura de onda longa, correspondente a temperatura do corpo do Pyrgeômetro CGR4
• Temperatura direta, correspondente a temperatura do corpo do Pireliômetro CHP1
• Temperatura do ar superficial em °C nas estações SONDA e EPE
• Temperatura do ar superficial em °C nas estações SONDA e EPE
• Temperatura média dos módulos de avaliação
• Tempo total de trabalho em horas durante a vida do inversor
• Tempo total do inversor injetando energia na rede (h)
• Tensão AC da rede
• Tensão CC gerada pelo painel fotovoltaico do inversor
• Tensão DC do painel - inversor
• Tensão de barramento DC - inversor
• Tensão eficaz da rede elétrica do inversor
• Umidade relativa do ar
• Velocidades máxima, média e mínima do vento nas estações SONDA

Fonte: Autoria Própria (2021).

De posse dos dados obtidos, foram calculados os índices de mérito dos sistemas – fator de capacidade, produtividade e taxa de desempenho. Ao longo destas análises, observou-se através dos gráficos resultantes, que as curvas geradas a partir dos dados de taxa de desempenho das tecnologias de CdTe e CIGS apresentavam um comportamento que poderia indicar uma correlação entre

elas e alguma grandeza analisada que variava ao longo do período de análise. Desta forma, analisando os dados climatológicos, e utilizando o teste de correlação de Pearson, avaliou-se a relação estatística entre as variáveis.

Ao longo do estudo, após um ano de operação, foi executada a limpeza dos painéis fotovoltaicos. Naquela ocasião, foram limpos metade dos módulos de silício monocristalino e também metade dos módulos de silício policristalino. Como cada uma destas tecnologias possuía dois inversores, um inversor de cada uma destas duas tecnologias, ficou conectado aos módulos ainda sujos, e o outro inversor, aos módulos que foram limpos. Cada um dos inversores ficou conectado à mesma quantidade de módulos, com as mesmas características, que passaram a diferir apenas na sujidade de cada conjunto. Esta ação permitiu uma análise comparativa entre painéis limpos e sujos ao longo de um ano de operação. Esta atividade permitiu definir qual seria um período recomendado entre ações de limpeza dos módulos, de forma a propiciar maior aproveitamento da planta geradora.

No próximo capítulo, serão registradas as conclusões desse estudo, gerando informações que podem contribuir para o dimensionamento e manutenção de sistemas de geração distribuída de tecnologia fotovoltaica na Mesorregião do Centro Ocidental Paranaense.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados encontrados nas análises de sujidades e dos índices de mérito calculados.

4.1 Análise da influência da sujidade na geração de energia

A fixação dos módulos sobre as estruturas ocorreu em 26 de setembro de 2019. Em 21 de outubro de 2020, foi efetuada a limpeza dos módulos. Esta ação tornou possível a análise dos dados coletados, para determinar, quantitativamente, a forma que a sujidade compromete a geração de energia, em cada uma das tecnologias utilizadas nos módulos de avaliação.

Nas tecnologias de m-Si e p-Si, em função de cada uma delas possuir dois painéis independentes, é possível comparar a resposta de cada ensaio realizado em um painel com a condição original, tendo em vista que cada painel tem as mesmas características que o outro da mesma tecnologia, e estão submetidos à mesmas condições climatológicas e radiométricas no período do ensaio.

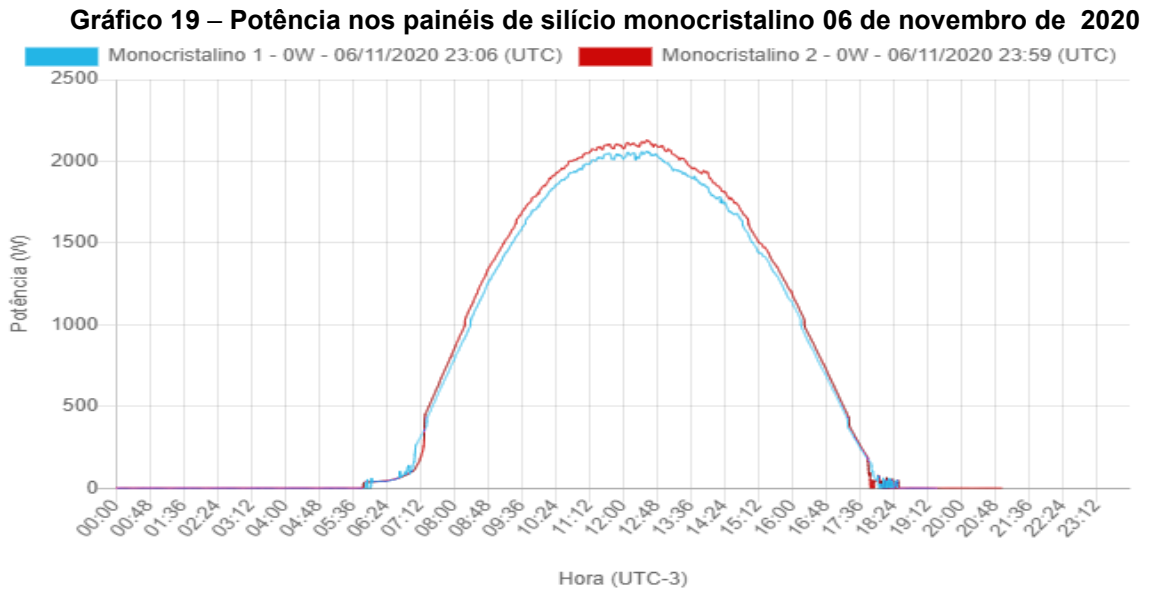
O experimento consistiu em limpar metade dos módulos das tecnologias silício monocristalino e silício policristalino. Em cada tecnologia, existem 14 módulos fotovoltaicos, sendo que 7 estão conectados em um inversor, e os outros 7 estão conectados em outro inversor. Isto torna possível avaliar simultaneamente a diferença de geração de energia fotovoltaica em painéis limpos e sujos.

Figura 15 – Painéis sendo limpos em 21 de outubro de 2020



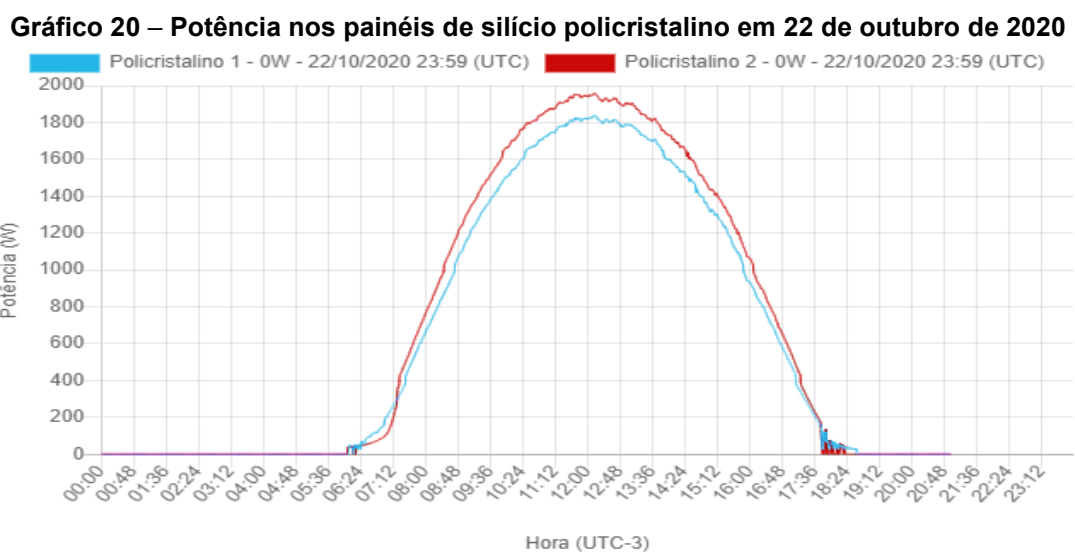
Fonte: Autoria Própria (2022).

Nos Gráficos 19 e 20, é possível verificar que as potências dos painéis que foram limpos, curva em vermelho, é maior do que a potências dos painéis sujos, curva em azul.



Fonte: <https://geracao.labens.ct.utfpr.edu.br/painelCampus/cm0/?data=2020-11-06>

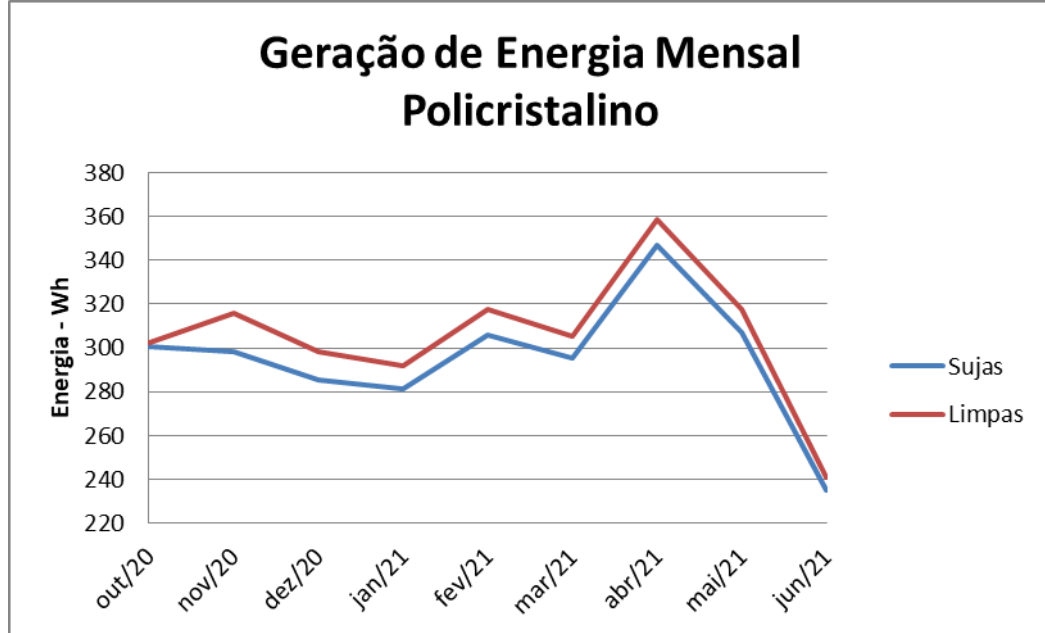
É possível observar nos Gráficos 19 e 20, que apesar da maior potência instalada nos painéis monocristalinos que nos painéis policristalinos, o efeito da limpeza dos módulos policristalinos foi mais expressivo.



Fonte: <https://geracao.labens.ct.utfpr.edu.br/painelCampus/cm0/?data=2020-11-06>

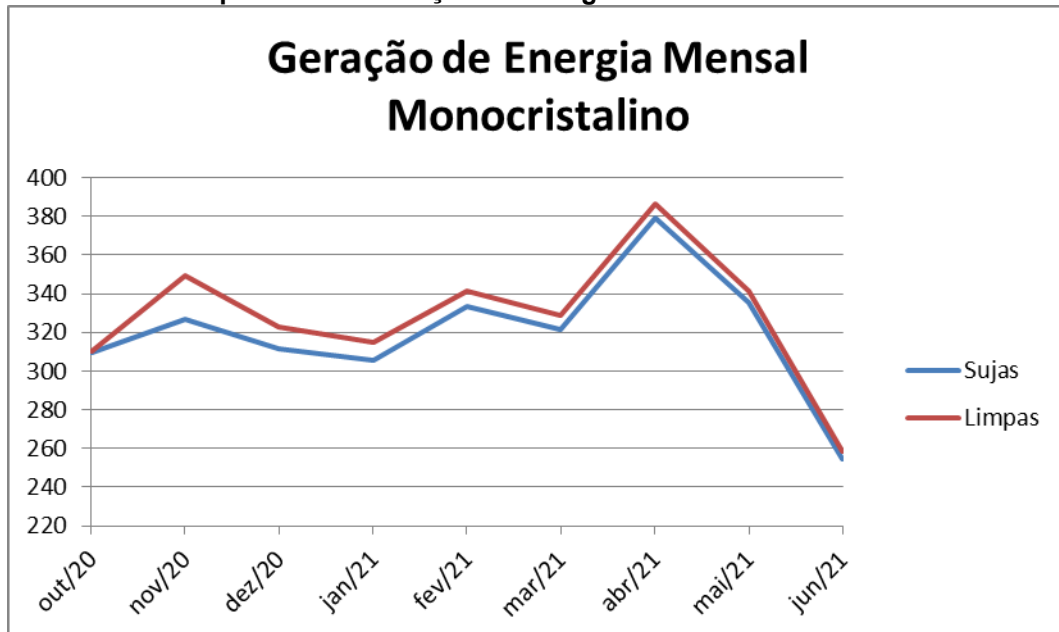
Através dos Gráficos 21 e 22, a seguir, é possível observar o impacto inicial da limpeza dos módulos, e também acompanhar ao longo dos meses a redução da diferença da geração entre módulos limpos e sujos.

Gráfico 21 – Comparativo da Geração de Energia - módulos de silício policristalino



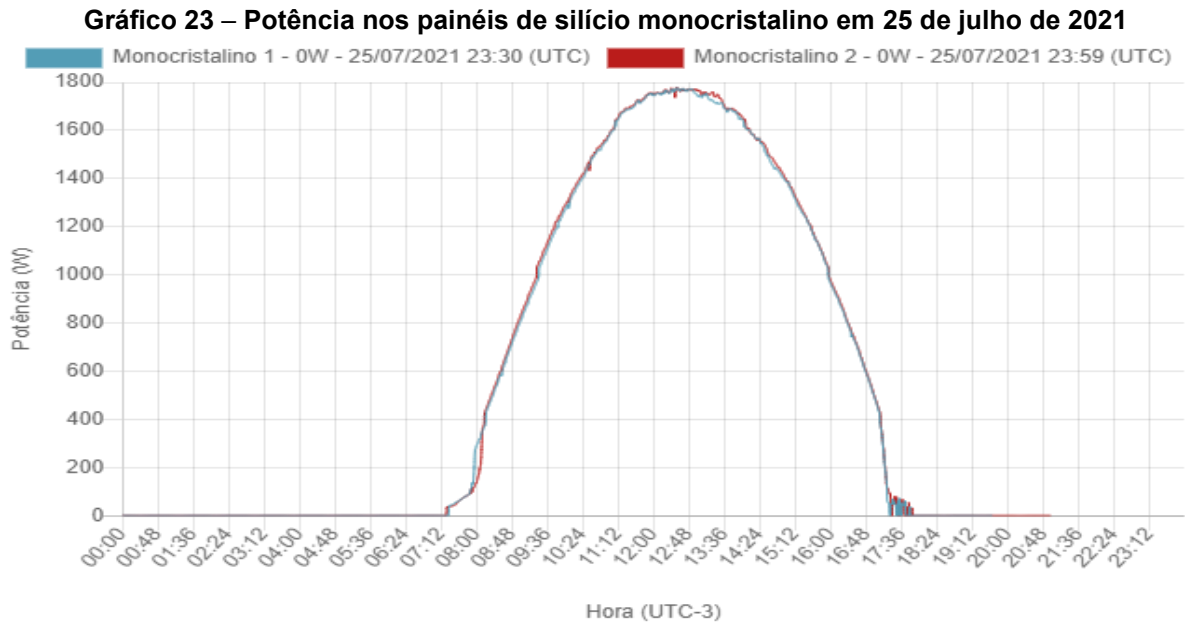
Fonte: Autoria Própria (2022).

Gráfico 22 – Comparativo da Geração de Energia - módulos de silício monocristalino



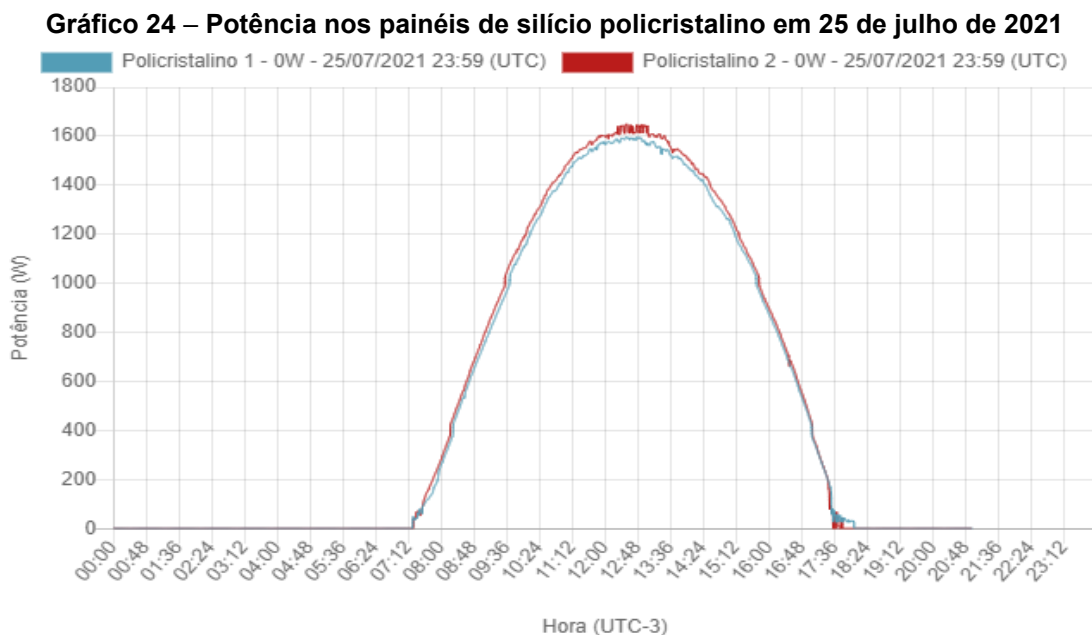
Fonte: Autoria Própria (2022).

Passados 8 meses desde a limpeza dos módulos, se observa no Gráfico 23 que a diferença nas curvas de potência entre os módulos limpos e módulos sujos é menor nos módulos da tecnologia monocristalina.



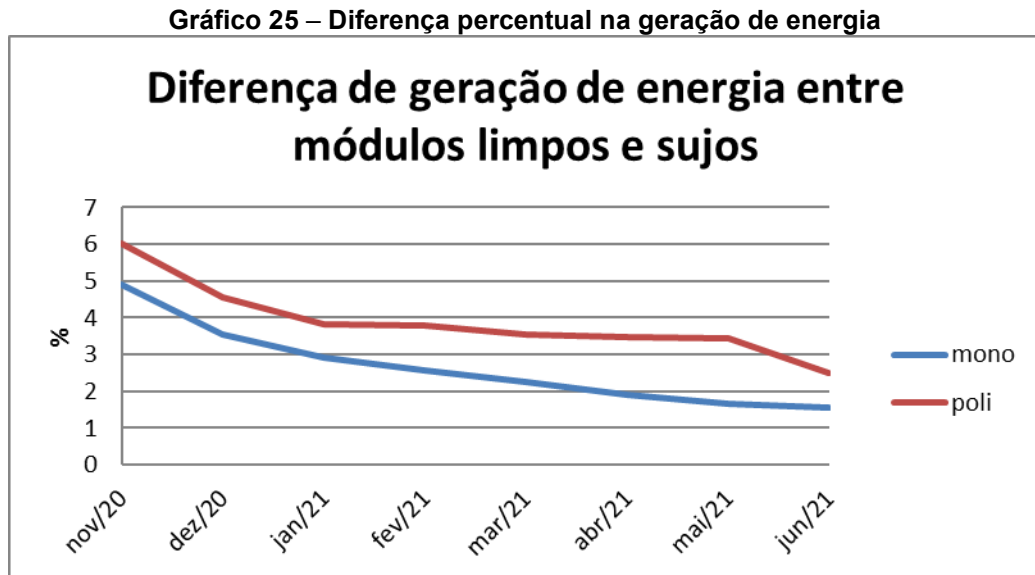
Fonte: <https://geracao.labens.ct.utfpr.edu.br/painelCampus/cm0/?data=2021-07-25>

Na tecnologia policristalina, representada no Gráfico 24, é possível perceber maior diferença na potência entre painéis limpos e sujos.



Fonte: <https://geracao.labens.ct.utfpr.edu.br/painelCampus/cm0/?data=2021-07-25>

No Gráfico 25, podemos analisar a evolução na redução da geração de energia ao longo dos meses, comparando os efeitos entre as duas tecnologias.



Fonte: Autoria Própria (2022).

Assim, tendo em vista os resultados encontrados, é possível verificar que, ao longo de 8 meses, os efeitos da limpeza foram reduzidos a aproximadamente 40% na tecnologia de silício policristalino, e a 32% na tecnologia de silício monocristalino.

Devido ao fato que nas outras duas tecnologias, CIGS e CdTe, não ser possível avaliar simultaneamente módulos limpos e sujos, sob as mesmas condições climatológicas e radiométricas, pois cada uma delas possui apenas 1 inversor, esta avaliação a respeito da sujidade contemplou apenas os módulos de silício monocristalino e policristalino.

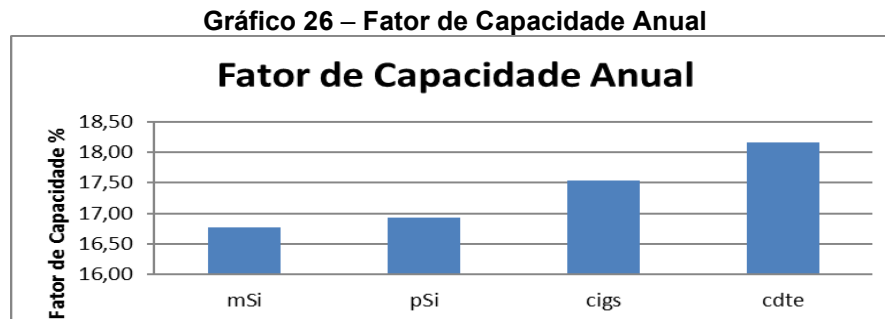
4.2 Índices de mérito

4.2.1 Fator de capacidade

Conforme já dito, o fator de capacidade (FC) de um sistema fotovoltaico avalia a relação entre a capacidade real de geração de energia e a capacidade de geração em condições ideais, caso operasse em potência nominal durante as 24 horas do dia.

Observou-se que o sistema que apresentou maior fator de capacidade anual foi o de tecnologia CdTe, com 18,16%. A tecnologia CIGS teve como resultado desta análise, um fator de capacidade de 17,53%. Já as tecnologias de silício, policristalino e monocristalino, tiveram 16,92% e 16,7%. Com esta análise, verificou-se que a tecnologia que teve o menor fator de capacidade foi a de maior potência em kWp instalada, a monocristalina. E na outra ponta, a que alcançou o maior fator de capacidade, foi a tecnologia com a menor potência instalada, que é a de CdTe.

O Gráfico 26 apresenta os fatores de capacidade anuais para cada uma das tecnologias.



Fonte: Autoria Própria (2022).

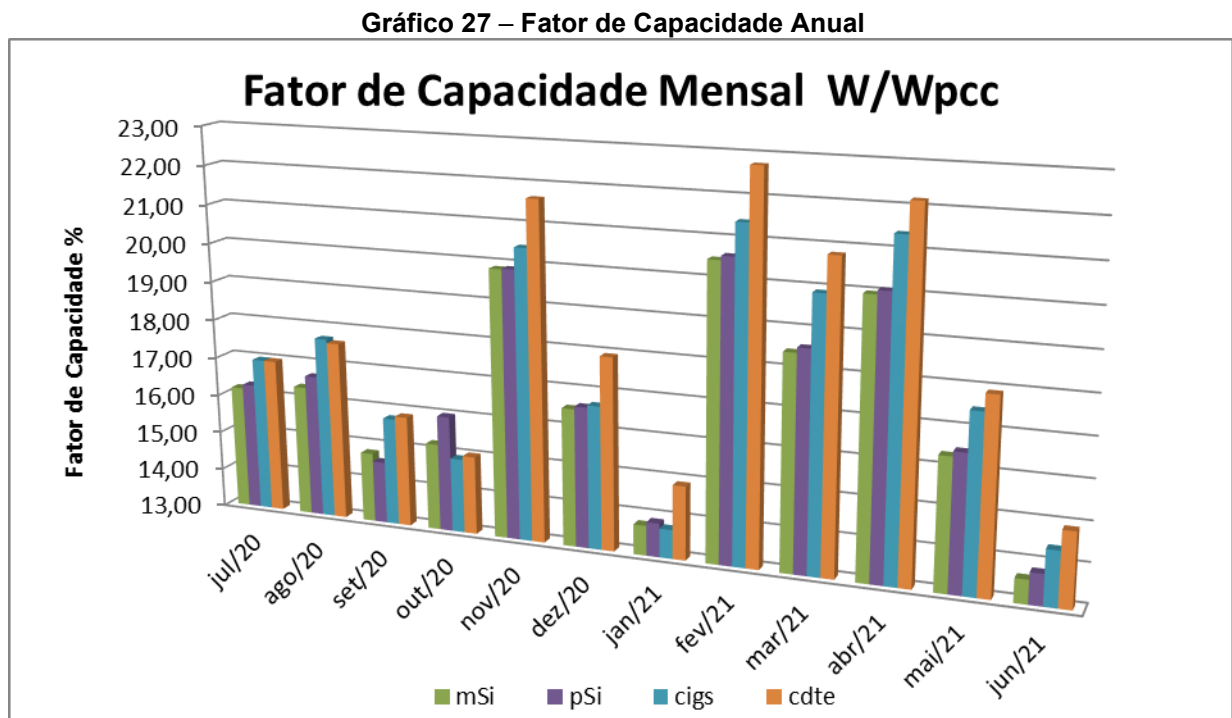
Ao analisar os fatores de capacidade mensal, cujos valores são apresentados na Tabela 8, a seguir, verifica-se que as tecnologias de filme fino, CdTe e CIGS, apresentaram maior fator de capacidade em todos os meses, com destaque CdTe que teve o melhor resultado neste quesito em 11 dos 12 meses.

Tabela 8 – Fator de capacidade
Fator de Capacidade Wh/(Wpcc.dia)

	ano	mês	número de dias	mSi	pSi	cigs	cdte
1	2020	jul/20	31	16,18	16,28	16,98	16,97
2	2020	ago/20	31	16,36	16,67	17,69	17,61
3	2020	set/20	30	14,80	14,59	15,77	15,86
4	2020	out/20	31	15,24	15,99	14,92	15,02
5	2020	nov/20	30	19,87	19,89	20,44	21,65
6	2020	dez/20	31	16,53	16,61	16,67	17,93
7	2021	jan/21	31	13,77	13,87	13,74	14,89
8	2021	fev/21	28	20,50	20,60	21,43	22,76
9	2021	mar/21	31	18,45	18,58	19,91	20,81
10	2021	abr/21	30	19,97	20,08	21,40	22,17
11	2021	mai/21	31	16,35	16,47	17,48	17,91
12	2021	jun/21	30	13,61	13,80	14,40	14,90
Fator de Capacidade Anual			365	16,77	16,92	17,53	18,16

Fonte: Autoria Própria (2022).

É possível observar no Gráfico 27 que nos meses de maior insolação, de novembro a abril, a tecnologia de maior fator de capacidade foi a de CdTe, e esta só teve FC menor em julho e agosto do que a tecnologia CIGS. Mesmo na análise mensal, verifica-se que em todo o período analisado, as tecnologias de filmes finos, CdTe e CIGS, obtiveram os maiores fatores de capacidade. Entre as tecnologias de silício, o silício policristalino obteve os maiores fatores em 11 dos 12 meses de análise.



Fonte: Autoria Própria (2022).

4.2.2 Produtividade

A avaliação do índice de mérito denominado produtividade, que relaciona a energia elétrica gerada, em kWh, em função da potência instalada, em kWp, resultou na Tabela 9.

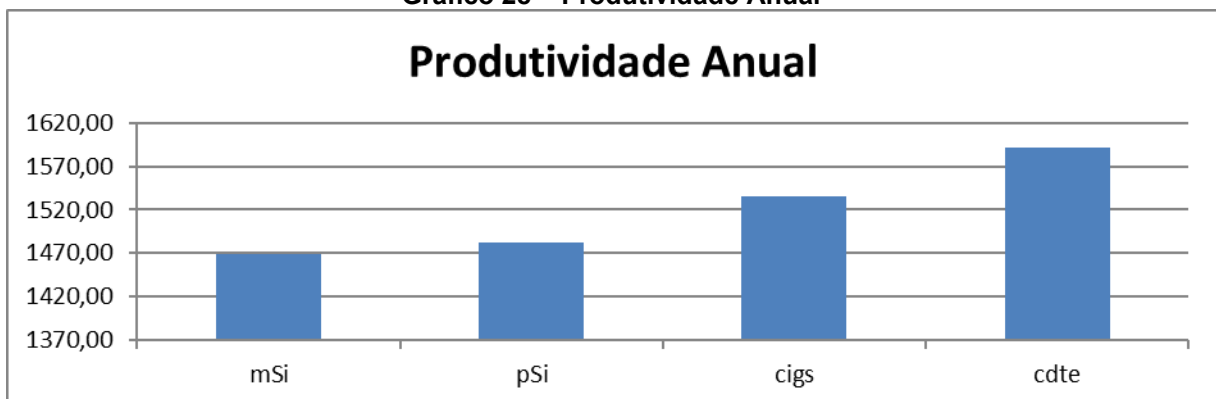
Tabela 9 – Produtividade
Produtividade(Wh/Wpcc)

	ano	mês	mSi	pSi	cigs	cdte
1	2020	jul/20	120,35	121,12	126,30	126,29
2	2020	ago/20	121,74	124,05	131,65	130,98
3	2020	set/20	106,53	105,08	113,57	114,17
4	2020	out/20	113,35	118,94	110,97	111,72
5	2020	nov/20	143,07	143,21	147,17	155,87
6	2020	dez/20	123,02	123,56	124,02	133,41
7	2021	jan/21	102,44	103,17	102,25	110,78
8	2021	fev/21	137,75	138,46	143,98	152,92
9	2021	mar/21	137,26	138,22	148,11	154,83
10	2021	abr/21	143,81	144,54	154,05	159,64
11	2021	mai/21	121,63	122,56	130,06	133,22
12	2021	jun/21	97,99	99,32	103,67	107,27
Produtividade Anual			1468,94	1482,24	1535,81	1591,11

Fonte: Autoria Própria (2022).

Da mesma forma que ocorreu na análise do fator de capacidade, a produtividade anual dos módulos de Cdte foi a maior entre as quatro, com 1591,11 kWh/kWp, seguida pelos módulos CIGS, com 1535,8 kWh/kWp. As tecnologias de silício policristalino e monocristalino, alcançaram respectivamente 1482,24 kWh/kWp e 1468,94 kWh/kWp. Novamente a tecnologia de silício monocristalino obteve o menor valor entre as quatro tecnologias avaliadas. Esta situação foi evidenciada através do Gráfico 28 que apresenta os resultados da produtividade anual de cada uma das tecnologias.

Gráfico 28 – Produtividade Anual

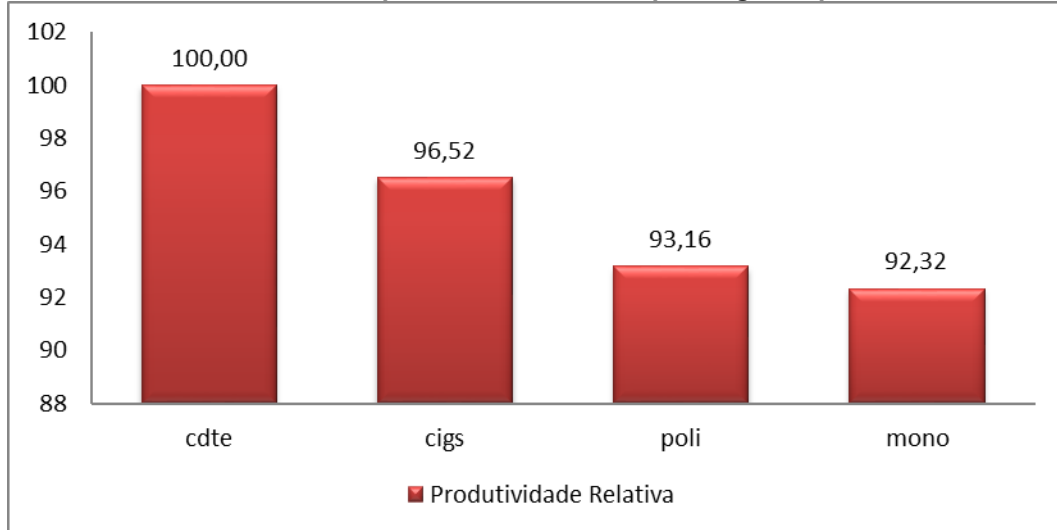


Fonte: Autoria Própria (2022).

Calculando a relação entre as produtividades das categorias mSi, pSi, CIGS e a produtividade da tecnologia Cdte, que foi a maior entre elas, verifica-se que o painel CIGS apresentou 96,5% da produtividade da tecnologia Cdte, o painel de

silício policristalino 93,16% e o silício monocristalino 92,32% da produtividade da tecnologia CdTe, conforme mostra o Gráfico 29.

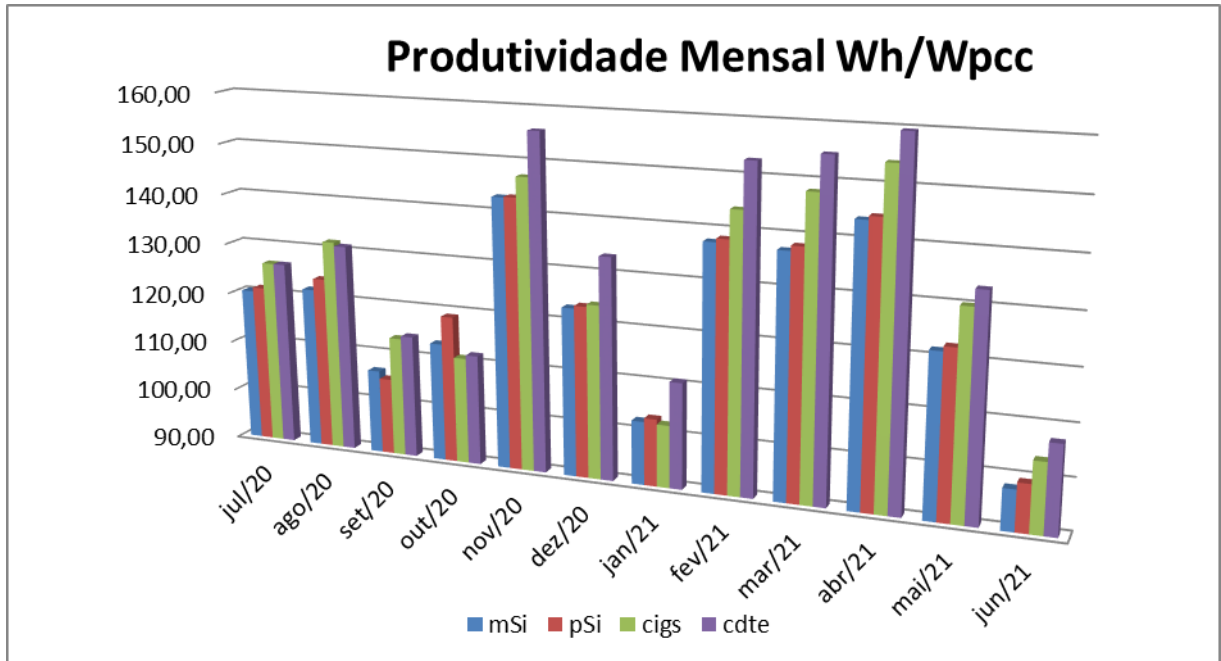
Gráfico 29 – Relação entre as produtividades mSi, pSi, Cigs e a produtividade CdTe



Fonte: Autoria Própria (2022).

O Gráfico 30 mostra que a tecnologia de maior produtividade foi a de CdTe, sendo superada apenas pela tecnologia CIGS, no mês de agosto. Mesmo na análise mensal, verifica-se que em todo o período analisado, as tecnologias de filmes finos, CdTe e CIGS, obtiveram as maiores produtividades. Entre as tecnologias de silício, o silício policristalino obteve os maiores fatores em 11 dos 12 meses de análise. A tecnologia com as piores produtividades foi a tecnologia monocristalina.

Gráfico 30 – Produtividade Mensal



Fonte: Autoria Própria (2022).

4.2.3 Produtividade de referência

A produtividade de referência, que é a energia que poderia ser produzida, sem perdas, sob a mesma irradiação, em condições STC, ou seja, radiação solar de 1000 W/m², massa de ar de AM 1,5, temperatura da célula de 25 °C e velocidade do vento de 1 m/s. A Tabela 10 apresenta os resultados relativos à produtividade de referência considerando a radiação total mensal e a radiação total anual.

Tabela 10 – Produtividade de referência

Ano	2020						2021					
mês	jul	ago	set	out	nov	dez	jan	fev	mar	abr	mai	jun
Produtividade de referência Mensal	154,29	153,05	155,48	153,86	180,83	155,01	128,88	181,34	183,43	190,97	160,34	128,78
Produtividade de referência Anual	1926,24											

Fonte: Autoria Própria (2022).

Observa-se ainda na Tabela 10, uma significativa redução na produtividade de referência nos meses de dezembro e janeiro, quando comparado com os meses adjacentes de novembro e fevereiro. Atribui-se esta redução a um período de grande

nebulosidade, sendo que em dezembro ocorreram 22 dias com umidade relativa do ar superior a 80%, e janeiro todos dias a umidade relativa ficou acima de 80%. Algo similar ocorreu no mês de junho, que teve 29 dias com umidade relativa superior a 80%.

4.2.4 Taxa de desempenho

Para análise da taxa de desempenho foram contabilizadas as irradiações no plano inclinado da latitude do local, no caso 24°, mensais e anuais, e estes valores são apresentados na Tabela 11. Observa-se na Tabela 11, que nos meses de setembro e outubro, há vários dias em que houve falha na operação de toda planta geradora, devido a chuvas, que provocaram o desligamento do disjuntor diferencial residual que protege a conexão dos inversores à rede elétrica da instituição. Devido a isto, deste ponto em diante, as análises devem desconsiderar os valores de taxa de desempenho dos meses indicados.

Os meses onde eram esperados os maiores valores de irradiação são os meses de verão, porém, devido a um grande número de dias chuvosos em dezembro e janeiro, estes meses apresentaram valores baixos de irradiação, quando comparado aos meses de fevereiro, março e abril.

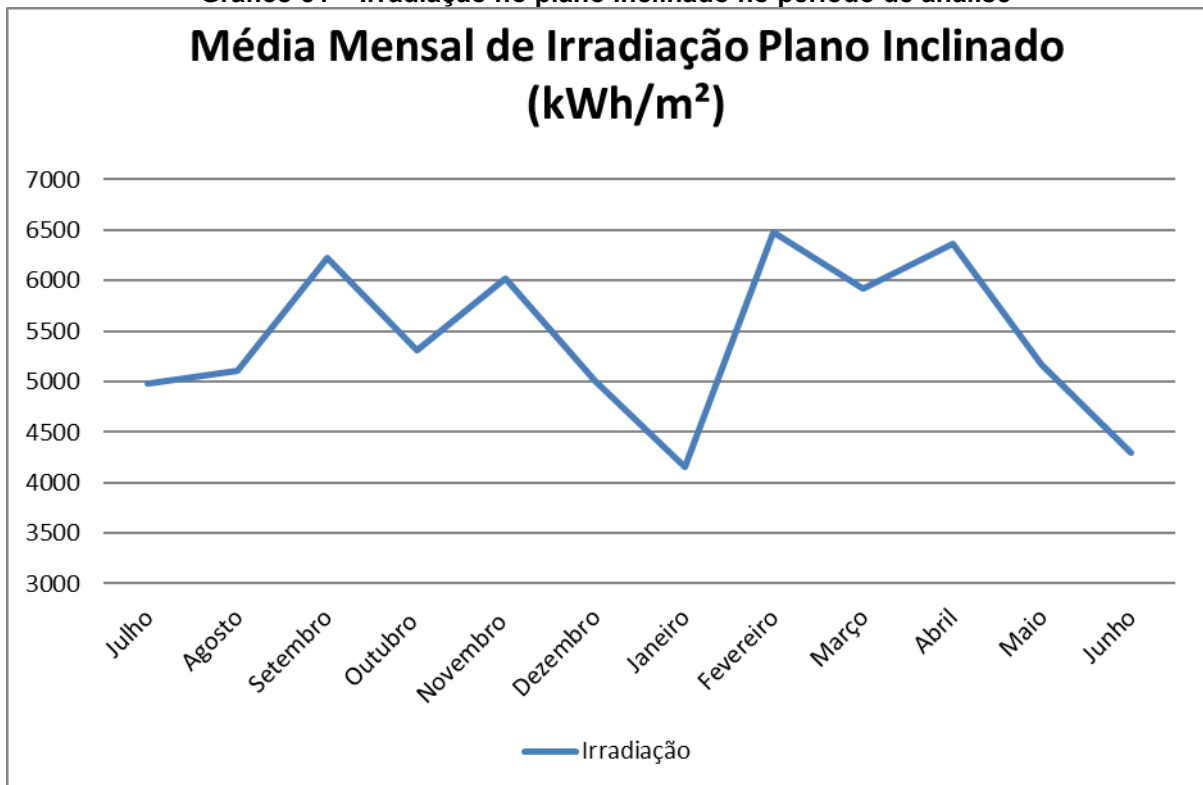
Tabela 11 – Irradiação no plano inclinado

Irradiação Total no plano inclinado												
	2020						2021					
	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho
1	6018	6881	6807	6735	7055	3945	6943	3745	4756	7614	6332	3643
2	6695	7039	6669	6450	7421	5739	5646	5692	5577	7603	6341	4658
3	6788	6727	6189	6131	5591	812	5623	4954	4944	7479	6528	6083
4	6507	6855	5154	6740	6171	2019	6666	6274	1448	7073	6613	6069
5	1219	6892	6125	6294	7683	1852	3504	7613	2653	7435	6540	5909
6	855	6826	6764	6611	7718	2931	6358	7995	3947	6145	1672	1592
7	5999	6799	6011	falha	7363	5738	3434	7699	5843	7464	6825	2382
8	699	6919	5775	falha	6510	6256	6325	7927	6750	6515	6334	2426
9	5184	6824	4865	3788	2461	6696	5041	6382	6493	7339	6621	5157
10	6259	6870	6760	7732	4397	7147	4627	7370	7796	7352	6672	1458
11	4757	6197	6904	7444	2729	6517	5793	5637	7815	6005	5323	5384
12	5534	103	6403	7238	5715	6479	4560	3372	7744	5356	656	6606
13	4438	Falha	5988	3779	6889	3538	6445	5637	7679	4921	6557	6419
14	6377	4992	4884	6043	7166	3852	5376	4036	7007	5436	3449	6401
15	6348	1484	5033	1462	5311	5113	5056	5507	5452	7193	5422	6075
16	3612	1056	6226	4459	6622	3598	2514	6348	6225	2969	5714	5920
17	6114	311	2978	6899	6944	3038	1145	7887	2835	4938	5927	4585
18	6009	750	falha	6373	925	5591	3415	8035	7321	6064	6730	1441
19	6138	393	falha	7043	5225	6279	832	7986	5700	7089	6731	650
20	6618	456	falha	7019	6847	4775	2219	7659	6762	6919	6223	4719
21	6292	4596	falha	6990	6932	5635	3300	7115	6642	7223	4844	707
22	6549	7296	6904	7518	7260	5674	2590	7402	5784	7196	2873	2400
23	6553	7456	7619	6138	7550	6313	4255	7438	7190	5494	6579	5449
24	6539	6450	7612	falha	7377	7366	4760	3921	7143	4597	6849	3976
25	1530	7051	7359	falha	6659	7499	3575	6161	5868	2918	6721	4624
26	2516	7245	7382	falha	5849	6786	4676	7517	5676	6804	4663	5592
27	3385	121	4517	7791	6281	5913	2978	7169	5855	7125	4495	4913
28	5285	7021	7612	7875	6680	5071	4783	6854	6857	6926	4473	689
29	1835	7134	falha	1123	5825	3713	2927	0	6613	6929	3823	6159
30	5787	7286	6934	1978	3676	5893	2094	0	3278	6847	636	6692
31	5846	7017	falha	6203	0	3233	1418	0	7775	0	1173	0
Htot Mensal	154287	153046	155476	153856	180830	155012	128880	181335	183427	190969	160337	128781
Média Diária Mensal	4977	5102	6219	5305	6028	5000	4157	6476	5917	6366	5172	4293
Htot Anual	1926236,74											
Média Mensal	5417,68											

Fonte: Autoria Própria (2022).

O Gráfico 31 apresenta a evolução da média mensal da irradiação no plano inclinado, e nele fica evidente a redução na irradiação dos meses de dezembro e janeiro, devido a muitos dias nublados ocorridos naquele ano.

Gráfico 31 – Irradiação no plano inclinado no período de análise



Fonte: Autoria Própria (2022).

A Tabela 12 apresenta os valores de taxa de desempenho mensal e também a taxa de desempenho anual de cada tecnologia. Para a elaboração desta tabela, foi calculada a relação entre a produtividade final (Y_f), mensal ou anual, e a produtividade de referência (Y_r). Este índice traduz, em valores percentuais, quanto da energia solar disponível na superfície do painel fotovoltaico será disponibilizado em forma de energia elétrica no ponto de conexão com a rede elétrica.

Tabela 12 – Taxa de desempenho mensal e anual

Taxa de Desempenho Mensal						
0	ano	Mês	mSi	pSi	cigs	cdte
1	2020	jul/20	0,78	0,79	0,82	0,82
2	2020	ago/20	0,80	0,81	0,86	0,86
3	2020	set/20	0,69	0,68	0,73	0,73
4	2020	out/20	0,74	0,77	0,72	0,73
5	2020	nov/20	0,79	0,79	0,81	0,86
6	2020	dez/20	0,79	0,80	0,80	0,86
7	2021	jan/21	0,79	0,80	0,79	0,86
8	2021	fev/21	0,76	0,76	0,79	0,84
9	2021	mar/21	0,75	0,75	0,81	0,84
10	2021	abr/21	0,75	0,76	0,81	0,84
11	2021	mai/21	0,76	0,76	0,81	0,83
12	2021	jun/21	0,76	0,77	0,81	0,83
Taxa de Desempenho Anual			0,76	0,77	0,80	0,83

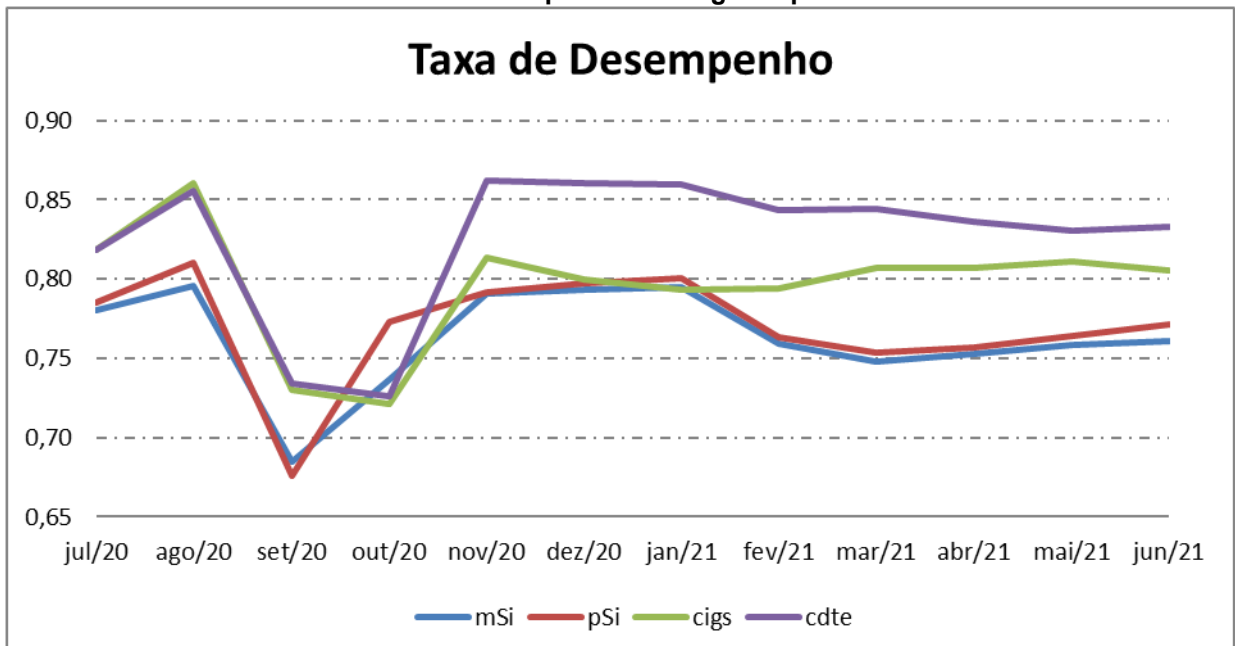
Fonte: Autoria Própria (2022).

Através do Gráfico 32, é possível observar a evolução da taxa de desempenho ao longo do período observado. É importante frisar que nos meses de setembro e outubro houve falhas na operação, portanto, estes dois meses não foram considerados nas análises.

Nota-se no Gráfico 32, que durante todos os meses de análise, o comportamento da taxa de desempenho foi similar comparando-se entre as tecnologias de silício mono e policristalino. Porém, as tecnologias de filme apresentam comportamentos particulares. A tecnologia CdTe, durante os meses de novembro a janeiro, não apresenta alterações significativas. Já a tecnologia CIGS mostra uma redução em sua taxa de desempenho no mês de dezembro, e em janeiro permaneceu com valores similares a dezembro.

A partir do mês de janeiro, as tecnologias de silício apresentam a mesma tendência de redução em suas taxas de desempenho. Já as tecnologias de filme fino mostram evolução dissonante, quando se compara a evolução de suas taxas de desempenho entre si.

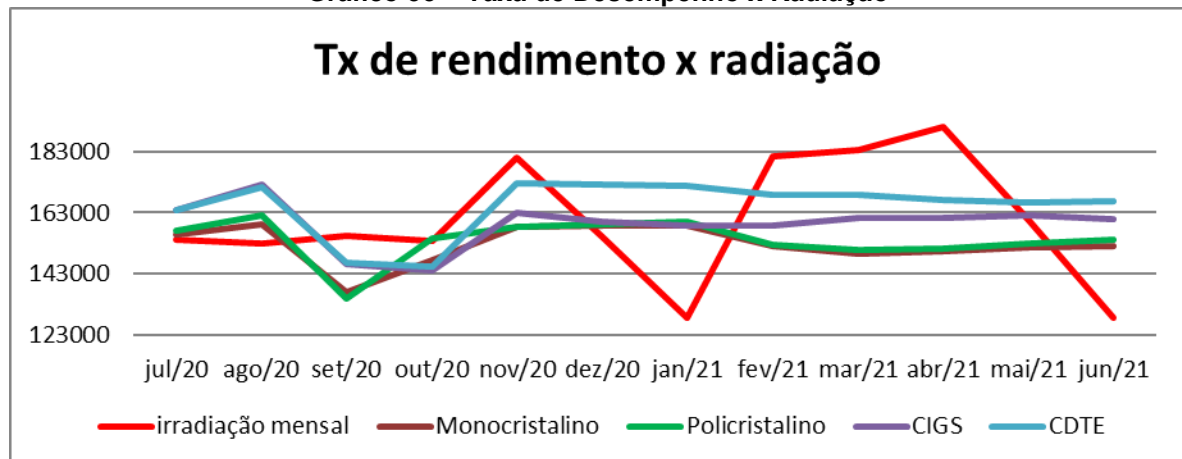
Gráfico 32 – Taxa de Desempenho ao longo do período de análise



Fonte: Autoria Própria (2022).

Esta dissonância entre as curvas das tecnologias de filmes finos, levou a construção do Gráfico 33, que mostra a evolução das taxas de desempenho e a curva de irradiação ao longo dos meses.

Gráfico 33 – Taxa de Desempenho x Radiação



Fonte: Autoria Própria (2022).

Através da análise do Gráfico 33, não é possível observar qualquer correlação entre as curvas, o que confirma o próprio conceito da taxa de rendimento, que elimina a influência da irradiação na análise deste fator de mérito.

Isto feito, iniciou-se a análise de outros fatores exógenos, que pudessem explicar esta situação, em especial, a temperatura ambiente, a umidade relativa e a

velocidade do vento. Entre estes fatores, no caso de CdTe, o que mereceu maior atenção foi a variação da temperatura ambiente ao longo do período, pois ao analisar usando o método de Pearson, que é um teste que mede a relação estatística entre duas variáveis contínuas, tanto a umidade quanto a velocidade do vento retornaram valores de coeficiente de correlação muito baixos, e a análise da temperatura retornou valores de coeficiente de correlação importantes, indicando haver relação entre as variáveis analisadas. Coeficientes de correlação acima de 0,7 indicam correlação forte, entre 0,5 a 0,7, correlação moderada e entre 0,3 e 0,5, correlação fraca, e abaixo de 0,3, a correlação é desprezível.

Neste sentido, foram quantificados o número de dias do mês com temperaturas médias diárias inferiores a 16°C, inferiores a 17°C, inferiores a 18°C, inferiores a 19°C, inferiores a 20°C e inferiores a 21°C, resultando na tabela 13 para a tecnologia CdTe.

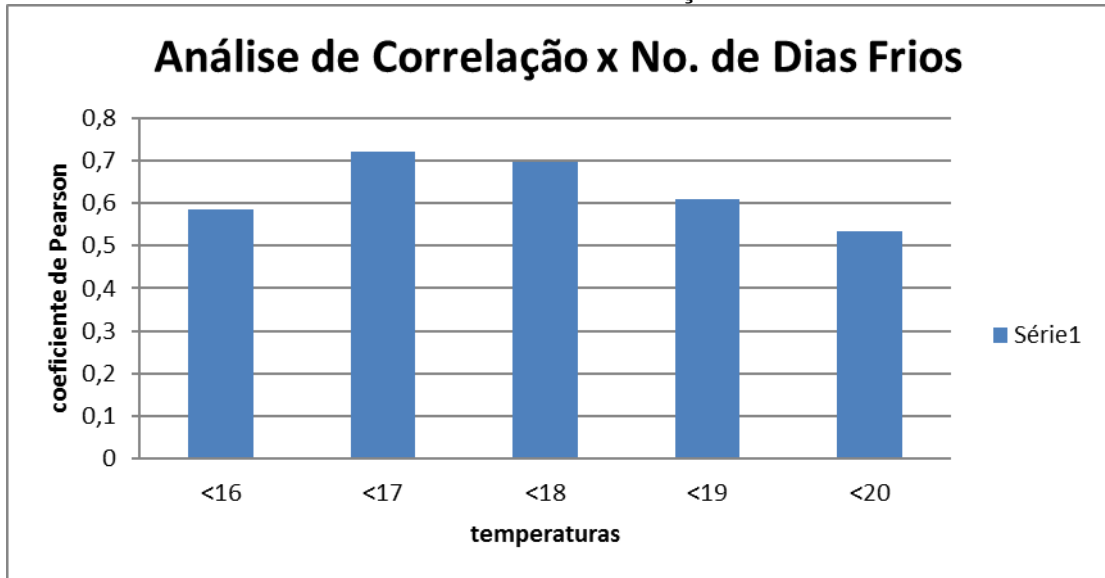
Tabela 13 – Análise de correlação de Pearson – temperatura – CdTe

Mês	Número de dias com temperaturas menores que				
	<16	<17	<18	<19	<20
julho	9	13	17	19	27
agosto	5	5	12	19	25
novembro	0	0	0	0	0
dezembro	0	0	0	0	0
janeiro	0	0	0	0	0
fevereiro	0	0	0	0	0
março	0	0	0	0	1
abril	0	0	4	4	9
maio	3	11	14	21	22
junho	13	15	19	27	27
Coeficiente Pearson	-0,5861	-0,72057	-0,69586	-0,60793	-0,53424

Fonte: Autoria Própria (2022).

O Gráfico 34, resultante da análise da Tabela 13, evidencia que para todas as amostras analisadas, os coeficientes de Pearson indicam correlação entre médias e fortes, com destaque para o número de dias com temperaturas menores que 17°C. Os resultados indicam uma correlação negativa, o que se traduz como: ao aumentar um valor, o outro será reduzido. Esta é a situação verificada, pois nos meses mais frios, com maior número de dias frios, a taxa de rendimento do painel Cdte diminui.

Gráfico 34 – Análise de índices de correlação de Pearson - CdTe



Fonte: Autoria Própria (2022).

A Tabela 14 apresenta a análise da relação entre o número de dias frios com o coeficiente de Pearson, para a tecnologia CIGS.

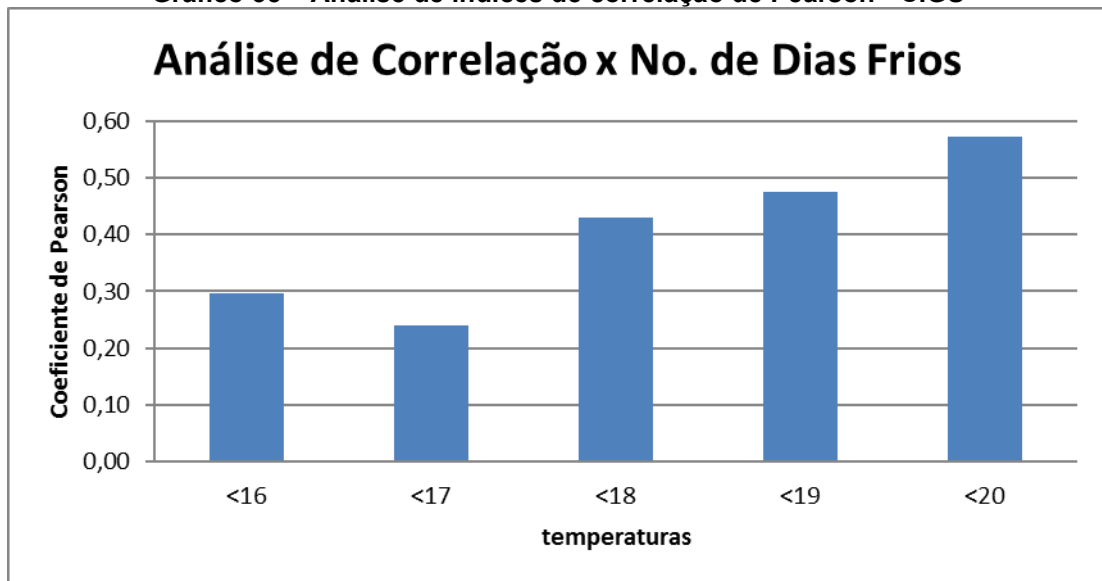
Tabela 14 – Análise de correlação de Pearson - temperatura - CIGS

Mês	Número de dias com temperaturas menores que				
	<16	<17	<18	<19	<20
julho	9	13	17	19	27
agosto	5	5	12	19	25
novembro	0	0	0	0	0
dezembro	0	0	0	0	0
janeiro	0	0	0	0	0
fevereiro	0	0	0	0	0
março	0	0	0	0	1
abril	0	0	4	4	9
maio	3	11	14	21	22
junho	13	15	19	27	27
Coeficiente Pearson	0,2963	0,239724	0,43066	0,47488	0,571408

Fonte: Autoria Própria (2022).

O Gráfico 35, resultante da análise da Tabela 14, evidencia que para as amostras analisadas, os coeficientes de Pearson indicam correlação média para temperaturas de 18, 19 e 20^o. C, e correlação fraca nas temperaturas de 16 e 17^o. C.

Gráfico 35 – Análise de índices de correlação de Pearson - CIGS



Fonte: Autoria Própria (2022).

Os resultados todos indicam uma correlação positiva, o que se traduz como: ao aumentar um valor, o outro também irá crescer. Esta é a situação verificada, pois nos meses mais frios, com maior número de dias frios, a taxa de rendimento do painel CIGS aumenta.

As taxas de rendimento da tecnologia CIGS apresentaram ainda uma correlação média com o número de dias com umidade superior a 80%, apresentando coeficiente de Pearson igual a -0,52647. Um maior número de dias nublados no mês causa uma redução na taxa de desempenho desta tecnologia.

Tabela 15 – Análise de Correlação de Pearson – Umidade - CIGS

cigs	número de dias	cigs	umidade - média
tx desempenho	com umidade>80%	tx desempenho	mensal
	14	0,818627414	82,67261538
0,860193078	9	0,860193078	75,46236871
0,813874053	6	0,813874053	66,09309343
0,800073774	22	0,800073774	87,45162219
0,79335212	31	0,79335212	93,11116188
0,79399638	15	0,79399638	82,28734803
0,80743669	9	0,80743669	81,85603198
0,806674201	16	0,806674201	78,46978444
0,811146471	17	0,811146471	86,97530609
0,805017875	29	0,805017875	93,22490595
Fator de correlação de Pearson		Fator de correlação de Pearson	
-0,526467754		-0,477930136	

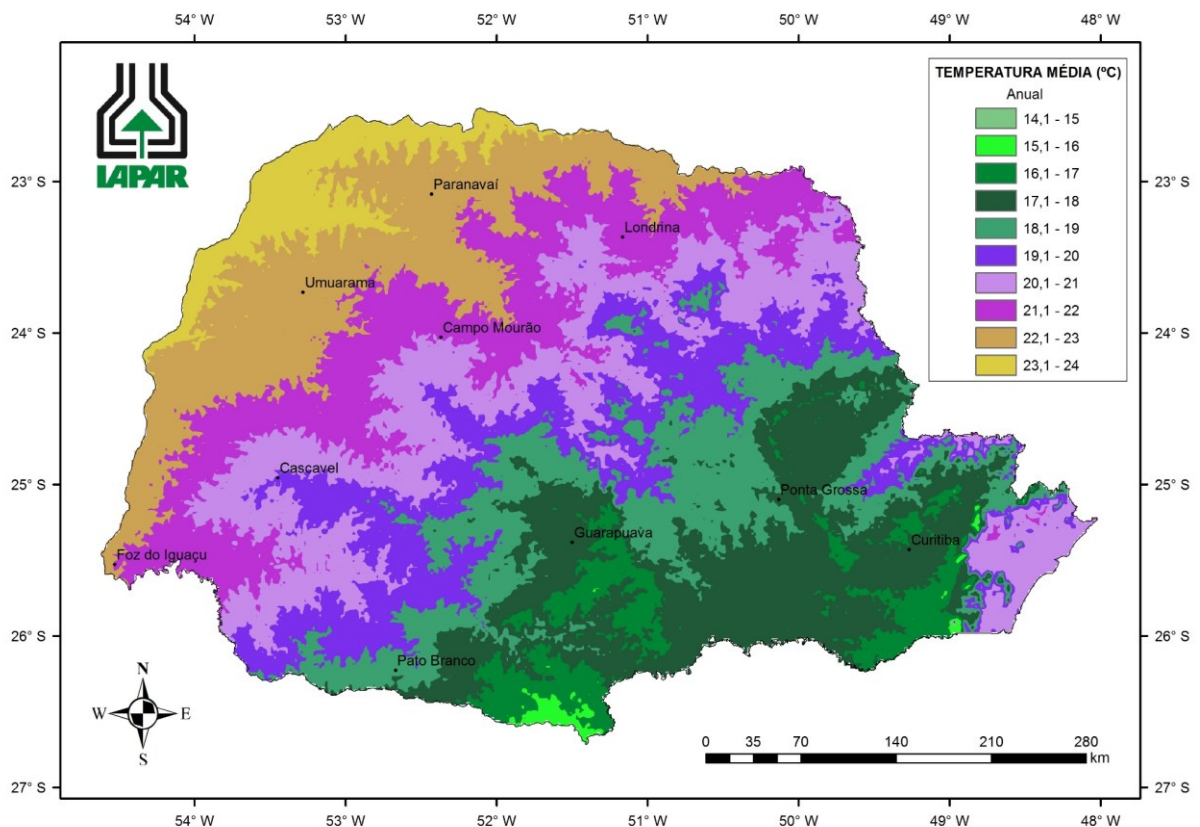
Fonte: Autoria Própria (2022).

Observou-se também uma correlação média, com coeficiente de Pearson igual a -0,4779, entre a média mensal da umidade relativa e a taxa de desempenho da tecnologia CIGS. Em nenhuma outra tecnologia foi observada esta correlação pois os fatores de correlação obtidos foram menores que 0,3. Estes dados são apresentados na Tabela 15.

As taxas de desempenho das tecnologias silício monocristalino e silício policristalino não apresentaram correlação com o número de dias frios, pois os fatores de correlação obtidos também foram menores que 0,3.

Estas correlações verificadas, podem auxiliar na escolha da tecnologia mais apropriada a ser aplicada em cada região do estado, levando em consideração a temperatura média de cada região. A Figura 16 mostra que nas regiões norte, noroeste, oeste e centro-oeste do Paraná as temperaturas médias são superiores a 20°C.

Figura 16 – Temperaturas médias anuais no estado do Paraná.

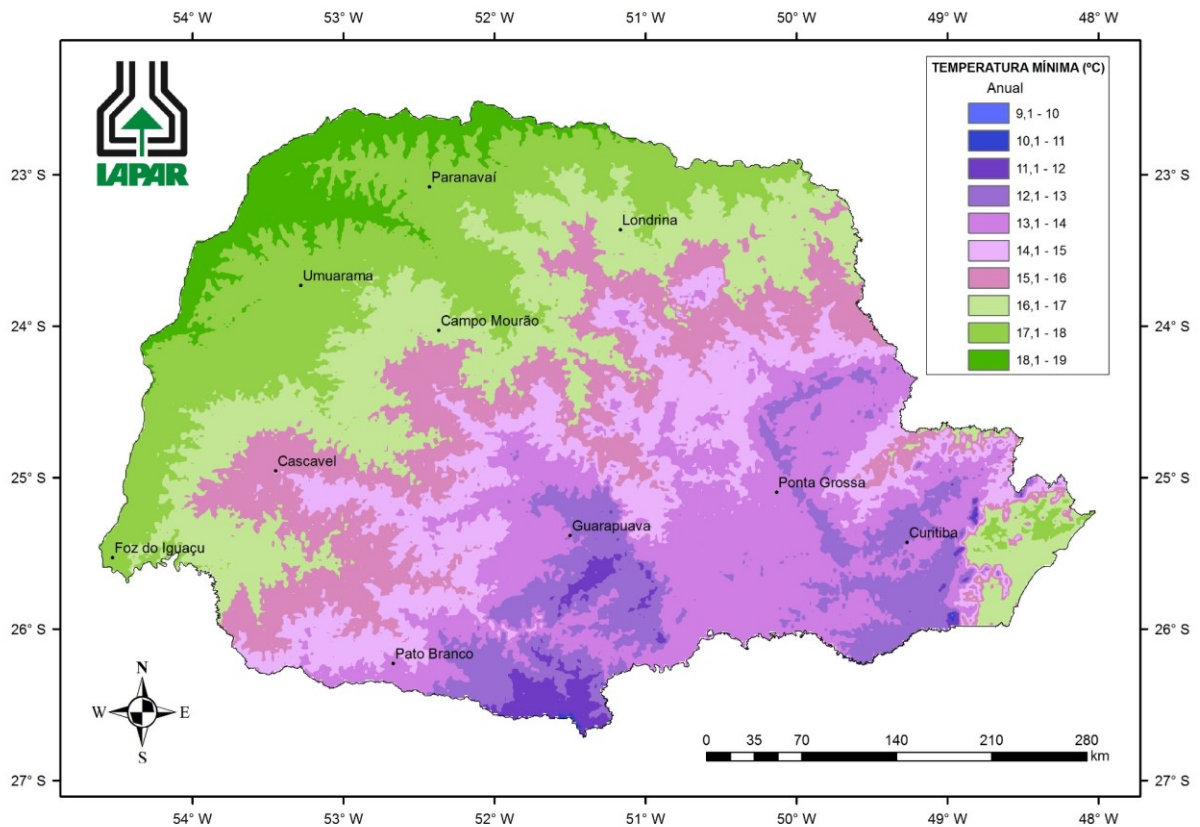


Fonte: <https://www.idrparana.pr.gov.br/Pagina/Atlas-Climatico>

Além das temperaturas médias, merece atenção também a análise das temperaturas mínimas, pois nesta condição, a tecnologia CdTe apresentou uma

redução em sua taxa de desempenho. A Figura 17 mostra que nas regiões norte, noroeste, oeste e centro-oeste do Paraná as temperaturas mínimas são superiores a 17°C, e nas regiões noroeste, próximo às margens do rio Paraná, as temperaturas mínimas são superiores a 18°C. Esta análise pode indicar que nestas regiões, a utilização da tecnologia CdTe pode apresentar melhores resultados na geração de energia, merecendo atenção quando da elaboração de projetos de geração.

Figura 17 – Temperaturas mínimas anuais no estado do Paraná.



Fonte: <https://www.idrparana.pr.gov.br/Pagina/Atlas-Climatico>

5 CONCLUSÃO

Este estudo analisou o desempenho de sistemas de geração fotovoltaicos instalados no campus Campo Mourão da Ufpr, dentro do projeto P&D ANEEL/COPEL Distribuição - PD 2866-0464/2017 - Metodologia para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da Geração Distribuída por Fontes Incentivadas, que implantou 6 estações de pesquisa distribuídas no estado do Paraná. Como resultado deste estudo, evidenciou-se que a tecnologia CdTe apresentou os melhores resultados nos índices de mérito calculados.

Na análise do fator de capacidade anual a tecnologia CdTe obteve índice de 18,16%. A tecnologia CIGS teve como resultado desta análise, um fator de capacidade de 17,53%. Já as tecnologias de silício, policristalino e monocristalino, tiveram 16,92% e 16,7%, respectivamente. Ao fazer a análise mensal dos fatores de capacidade, verificou-se que as tecnologias de filme fino, CdTe e CIGS, apresentaram os melhores resultados, com destaque CdTe que teve o melhor resultado em 11 dos 12 meses analisados.

As análises da produtividade também indicaram que as tecnologias de filme fino obtiveram os melhores resultados, com a tecnologia CdTe tendo a melhor classificação. Entre tecnologias de silício mono e policristalino, a que obteve os melhores resultados foi a tecnologia policristalino. Nota-se que, apesar da tecnologia silício monocristalino possuir a maior potência declarada pelo fabricante em kWp, esta foi a tecnologia com o pior índice de produtividade, resultando em uma produtividade de 92,32% da produtividade da tecnologia CdTe. Isto pode indicar que, ao serem implantados painéis geradores de mesma potência em kWp, a tecnologia de silício monocristalino iria produzir 7,68% a menos de energia que a tecnologia CdTe. Ao analisar esta situação nos meses de novembro a abril, meses em que a temperatura média ficou acima de 20° C, observa-se a produtividade da tecnologia silício monocristalino é aproximadamente 10% menor que a da tecnologia CdTe, que possui o menor coeficiente de temperatura declarado pelo fabricante entre as 4 tecnologias estudadas. Esta informação leva a concluir que em regiões onde as temperaturas médias acima dos 20° C são predominantes durante todo ano, a tecnologia CdTe pode ser a mais apropriada para estas condições.

Como uma das maneiras de precificar módulos fotovoltaicos é a relação entre o custo por potência em kWp, este resultado sinaliza que a tecnologia CdTe

pode apresentar vantagens econômicas, resultando em menor custo de investimento, pois com uma menor potência instalada, podemos obter os mesmos resultados em relação à produção de energia que a tecnologia de silício monocristalino.

Os resultados da taxa de desempenho, mesma forma verificada nos índices anteriores, indicaram que a tecnologia CdTe obteve o melhor índice, seguida pela tecnologia CIGS, e ficando novamente a tecnologia de silício monocristalino com os piores resultados. Durante a análise da taxa de desempenho, foi verificado que, para as tecnologias de filme fino, há uma correlação entre o número de dias frios e a taxa de desempenho destas tecnologias. Observou-se que as melhores taxas de desempenho das tecnologias ocorreram entre os meses de novembro a janeiro, com exceção da tecnologia CIGS, que repetiu sua melhor taxa registrada em novembro, no mês de maio. A partir do mês de janeiro, observou-se um aumento na taxa de desempenho da tecnologia CIGS, enquanto todas as outras mostraram redução nesta taxa. Ao aprofundar as análises neste tema, concluiu-se que, para a tecnologia CIGS há uma correlação positiva entre a taxa de desempenho e o número de dias frios, e também uma correlação, agora negativa, entre a umidade relativa e a taxa de desempenho desta tecnologia. Ao considerar a tecnologia CdTe, observou-se uma correlação negativa entre a taxa de desempenho e o número de dias frios, e não houve correlação entre taxa de desempenho e umidade relativa do ar. As tecnologias de silício monocristalino e policristalino não apresentaram correlação entre as taxas de desempenho e os fatores climáticos analisados. Neste trabalho, nenhuma das tecnologias apresentou correlação entre suas taxas de desempenho e a velocidade do vento. Observou-se neste trabalho que a taxa de desempenho da tecnologia CdTe diminuiu com o aumento de dias frios, enquanto a da tecnologia CIGS aumenta, quando analisada considerando a mesma variável. Por este motivo sugere-se um novo estudo para determinar qual a razão para este fato, pois a bibliografia indica que o aumento da temperatura provoca também aumento das perdas na geração de energia.

No estudo da sujidade, após 12 meses sem limpeza, verificou-se que no primeiro mês após a limpeza dos módulos houve um ganho na produção de energia de 6% na tecnologia de silício policristalino e de 4,9% na tecnologia de silício monocristalino. Os efeitos benéficos desta ação na geração de energia foram reduzidos em aproximadamente 25% já no segundo mês após a limpeza. Passados

8 meses, os efeitos da limpeza foram reduzidos em aproximadamente 60% na tecnologia de silício policristalino e em 68% na tecnologia de silício monocristalino. Para determinar a periodicidade ótima para efetuar a limpeza, é necessário avaliar qual será o custo para tal procedimento, e relacioná-lo ao valor da energia que será gerada a mais, como resultado do procedimento de limpeza. O custo para a limpeza é relacionado às dificuldades em acessar o local de instalação dos módulos, e desta forma, o período ótimo procurado dependerá diretamente destes custos, que serão específicos para cada planta geradora. Estes intervalos entre limpezas influenciam diretamente nos custos de manutenção dos sistemas. Indica-se como novo estudo, a análise da viabilidade de desenvolvimento de sistema automático de limpeza através de aspersão de água, que pode trazer como efeito secundário, uma redução da temperatura dos módulos, aumentando a geração de energia.

Este conjunto de análises pode contribuir para a redução dos custos implantação, maximizar os investimentos em manutenção com o aumento da eficiência na geração de energia, reduzindo assim o tempo de retorno do investimento, contribuindo para a disseminação desta modalidade de geração de energia.

REFERÊNCIAS

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL,2016). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist> . Acesso em: 07 jun. 2021.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL, 2015). **Geração distribuída**. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inherit%20Redirect=false . Acesso em: 07 jun. 2021.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL,2019). **Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública**. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877. Acesso em: 07/06/2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 11704: Sistemas Fotovoltaicos - Classificação**. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisas Energéticas, 2012. Disponível em: https://www.vario.com.br/VarioECP/arquivos/Downloads/NT_EnergiaSolar_2012_EPE.pdf. Acesso em: 02 jul. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional, 2016**. Disponível em: https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2016_Web.pdf. Acesso em: 02 jul. 2019.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanco energético nacional, 2020** Disponível em:https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf Acesso em: fevereiro. 2021.

CANTOR, G. A. R. **Influência dos fatores climáticos no desempenho de módulos fotovoltaicos em regiões de clima tropical**. 2017. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Universidade Federal da Paraíba, 2017.

CREMASCO, N. P. **Estudo dos fatores que reduzem o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes tecnologias no estado do Paraná**. 197 f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2021.

DGS. **Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers**. 2. ed. London: Earthscan, 2008.

LEVA, F. et al. **Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico**. Faculdade de Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Uberlândia. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/pdf/agrener/n5v2/084.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2019.

MARION, B., et al. Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: **IEEE Photovoltaics specialists conference and exhibition, 31**. 2005, Springfield. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/1488451>. Acesso em: 22 set. 2018.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf. Acesso em: 02 jul. 2019.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, 2014. Disponível em: <https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>. Acesso em: 02 jul. 2019.

PRADO, P. F. A. **Reciclagem de painéis fotovoltaicos e recuperação de metais**. 2018. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018

REBECHI, S. **O potencial da geração solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição urbano**: estudo de caso para um alimentador com pico de carga diurno. Florianópolis, 2008. Disponível em: https://fotovoltaica.ufsc.br/Dissertacoes/Dissertacao_Samuel_Hilario_Rebechi.pdf. Acesso em: 05 ago. 2019.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004. Disponível em: <https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>. Acesso em: 31 set. 2021.

SECRETARIA DE AVALIAÇÃO, PLANEJAMENTO, ENERGIA E LOTERIA, (SECAP,2019). **Visão da SECAP sobre o setor de energia**: O caso da Micro e Minigeração Distribuída, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/centrais-de-conteudos/publicacoes/analises-e-estudos/arquivos/2019/visao-da-secap-sobre-o-setor-de-energia-o-caso-da-micro-e-minigeracao-distribuida> . Acesso em 07/06/2021.

SILVEIRA, C. O. **Análise do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica com diferentes tecnologias no Estado do Paraná**. Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, 2020. Disponível em: <http://www.utfpr.edu.br/cursos/coordenacoes/stricto-ensu/ppgsect/defesas/mestrado-camila-de-oliveira-silveira>. Acesso em: 02 out. 2020.

SISGD – **ANEEL** (2021). Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTlIMjItN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 02 ago. 2021.

SOUZA, M. B. **Implantação de estações solarimétricas no Estado do Paraná – Estimativa e análise das componentes da radiação solar**. Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, 2020. Disponível em: <http://www.utfpr.edu.br/>

cursos/coordenacoes/stricto-ensu/ppgsect/defesas/mestrado-muriele-bester-de-souza. Acesso em: 02 out. 2020.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná**. Tese de doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Paraná – PUCPR, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas, 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/275828862_estudo_do_potencial_de_geracao_de_energia_eletrica_atraves_de_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_rede_no_estado_do_parana/link/55477b830cf2b0cf7acd06df/download. Acesso em: 02 jul. 2019.

URBANETZ JUNIOR, J. et al. Acompanhamento e análise de três anos de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da UTFPR. **Revista SODEBRAS**, v. 10, p. 41-45, 2015. <https://drive.google.com/file/d/0B9uCAMDD9bvbTGIEOUNjX3MwV2c/view>. Acesso em: 02 jul. 2019.

URBANETZ JUNIOR, J. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas**: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade. 2010. 189 p. Tese de Doutorado em Engenharia Civil – UFSC, Florianópolis – SC, 2010. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/94284>. Acesso em: 02 out. 2020.

WILSON, G. M. et al. 2020. The 2020 Photovoltaic Technologies Roadmap. **J Phys D: Appl Phys** 53 (49): 493001. <https://doi.org/doi:10.1088/1361-6463/ab9c6a>. Acesso em: 21 mar. 2022.

YANG, R. L. **Estimação da taxa de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com diferentes tecnologias no estado do Paraná**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

ZILLES, R. et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. (Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica.