



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

**IMPACTO DO CLIMA NA PRODUÇÃO DE
ENERGIA FOTOVOLTAICA NA REGIÃO
NORDESTE DO BRASIL**

por

NÍCOLAS MATHEUS DA FONSECA TINOCO DE SOUZA ARAÚJO

JOÃO PESSOA - PB
AGOSTO, 2024

NÍCOLAS MATHEUS DA FONSECA TINOCO DE SOUZA ARAÚJO

**IMPACTO DO CLIMA NA PRODUÇÃO DE
ENERGIA FOTOVOLTAICA NA REGIÃO
NORDESTE DO BRASIL**

Tese apresentada ao curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal da Paraíba em cumprimento às exigências para obtenção do Grau de Doutor.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Abrahão

JOÃO PESSOA - PB

AGOSTO, 2024

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

A663i Araújo, Nicolas Matheus da Fonseca Tinoco de
Souza.

Impacto do clima na produção de energia fotovoltaica
na região Nordeste de Brasil / Nicolas Matheus da
Fonseca Tinoco de Souza Araújo. - João Pessoa, 2024.
169 f. : il.

Orientação: Raphael Abrahão.
Tese (Doutorado) - UFPB/CT/PPGEM.

1. Energia solar. 2. Produção PV. 3. Projeções
climáticas. 4. Modelos climáticos. I. Abrahão, Raphael.
II. Título.

UFPB/BC

CDU 502.21:523.9(043)

IMPACTO DO CLIMA NA PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

por

NÍCOLAS MATHEUS DA FONSECA TINOCO DE SOUZA ARAÚJO

Tese aprovada em 27 de agosto de 2024



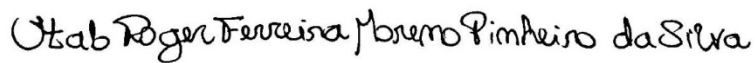
Prof. Dr. Raphael Abrahão
Orientador – UFPB



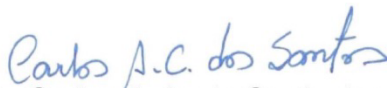
Prof. Dr. Abel Cavalcante Lima Filho
Examinador Interno – UFPB



Profa. Dra. Monica Carvalho
Examinador Interno – UFPB



Prof. Dr. Italo Roger Ferreira Moreno Pinheiro Da Silva
Examinador Externo – UFPB



Prof. Dr. Carlos Antonio Costa dos Santos
Examinador Externo – UFCG

DEDICATÓRIA

Eu dedico este trabalho a todos aqueles que ajudam a fazer um mundo melhor para os desconhecidos, mas que nunca receberam o devido reconhecimento.

AGRADECIMENTOS

A Deus. A ele toda honra e toda glória!

A minha esposa, **Lílyan Manásseias Romeiro Dantas Araújo**, a qual tem sido minha fonte de forças sempre que preciso. Àquela que segue o prometido “na alegria e na tristeza, na saúde e na doença, na riqueza e na pobreza”.

Às duas pessoas mais importantes da minha vida: meus pais, **Sérgio Roberto de Araújo e Juraneide da Fonseca Tinoco de Souza Araújo**, os quais, juntos, sempre me mostraram a importância dos estudos e da perseverança na vida, além de propiciar todos os possíveis e impossíveis meios para que eu pudesse estudar e viver da melhor forma.

Aos meus irmãos, **Nickson Sérgio da Fonseca Tinoco de Souza Araújo e Nilberth Roberto da Fonseca Tinoco de Souza Araújo**, os quais me deram todo tipo de apoio sempre que necessitei. E que sei que juntos superaremos todo e qualquer desafio, seja ele imposto pelo mundo, seja ele imposto por nós mesmos.

Aos meus avôs (**Diniz Araújo e Jurandir Fonseca**) e às minhas avós (**Mirtô Tinoco e Maria das Neves - Sassá**) por terem propiciado um ambiente ímpar aos meus pais e, portanto, a mim.

Ao professor Dr. **Raphael Abrahão** por me ter me aceitado como orientando. Ele que acreditou naquele rapaz que não ainda conhecia e não mediu esforços para me orientar a dar continuidade a uma nova empreitada acadêmica. Ele que teve paciência e sempre agiu e ensinou com sabedoria.

A todos os colegas do Grupo Climático com quem tive a oportunidade de conviver e aprender. Grato em especial aos colegas que cooperaram com a elaboração de artigos científicos **Paula Rose de Araújo Santos, Susane Eterna Leite Medeiros e Julliana Larise Mendonça Freire**.

E, por fim, ao Programa de PPGEM-UFPB, o qual possibilitou a realização de mais essa conquista.

Thank you so much!

“Everything should become as simple as possible, but not simplified”.

Albert Einstein.

Araújo, N. M. T. S. **Impacto do clima na produção de energia fotovoltaica na região nordeste do Brasil**. 2024. 169 p. Tese de Doutorado em Engenharia Mecânica (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa-PB, 2024.

Resumo

As alterações climáticas podem afetar diretamente as variáveis meteorológicas e indiretamente diversos fatores que a estas estão relacionados, como por exemplo a geração de energia. Nesta linha, este trabalho abordou diversos aspectos da produção científica e dos impactos do clima na energia fotovoltaica, explorando desde a evolução do campo até as metodologias de estimativa e os efeitos regionais no Nordeste brasileiro. A tese foi dividida em capítulos-artigo, com estudos individualizados para atingir o objetivo geral, que foi avaliar o impacto do clima na produção de energia fotovoltaica na região Nordeste do Brasil, visando determinar subsídios para embasar decisões estratégicas para o setor de infraestrutura energética da região. Realizaram-se revisões na área de estudo, analisando os trabalhos de forma quantitativa e qualitativa, identificando as principais características e gargalos existentes. Analisou-se a variabilidade e sensibilidade dos modelos de estimativa do potencial de produção fotovoltaica com base em variáveis meteorológicas, evidenciando discrepâncias significativas nas estimativas de produção, influenciadas pelos parâmetros climáticos aplicados, ressaltando a importância de escolher modelos adequados e considerar a variabilidade climática nas análises. Observou-se ainda, no Nordeste do Brasil, uma tendência de aumento na irradiância solar, mas com um impacto líquido negativo no potencial de produção de energia fotovoltaica, superando 2,5%, devido ao aumento da temperatura. Em conclusão, evidenciou-se que, embora o campo da produção de energia fotovoltaica tenha avançado consideravelmente, ainda há desafios e incertezas significativas, especialmente no que diz respeito à adaptação às mudanças climáticas.

Palavras-chave: Produção PV; Projeções climáticas; Modelos climáticos; Energia solar.

Araújo, N. M. T. S. **Impact of climate on photovoltaic energy production in the northeast region of Brazil**. 2024. 169 p . Doctor's Thesis in Mechanical Engineering (Post-Graduation Program in Mechanical Engineering) - Federal University of Paraíba, João Pessoa-PB, 2024.

Abstract

Climate change can directly affect meteorological variables and indirectly impact various related factors, such as energy generation. In this context, this work addressed various aspects of scientific production and the impacts of climate on photovoltaic energy, exploring the evolution of the field, estimation methodologies, and regional effects in Northeastern Brazil. The thesis was divided into article-chapters, with individual studies aimed at achieving the overall objective, which was to assess the impact of climate on photovoltaic energy production in the Northeastern region of Brazil, with the aim of providing data to support strategic decisions for the region's energy infrastructure sector. Reviews of the study area were conducted, analyzing the work both quantitatively and qualitatively, identifying the main characteristics and existing bottlenecks. The variability and sensitivity of models estimating photovoltaic production potential based on meteorological variables were analyzed, highlighting significant discrepancies in production estimates influenced by the applied climatic parameters, underscoring the importance of choosing appropriate models and considering climatic variability in the analyses. Additionally, in Northeastern Brazil, there was a trend of increasing solar irradiance, but with a net negative impact on photovoltaic energy production potential, exceeding 2.5%, due to rising temperatures. In conclusion, it was evidenced that although the field of photovoltaic energy production has advanced considerably, there are still significant challenges and uncertainties, especially regarding adaptation to climate change.

Keywords: PV Production; Climate Projections; Climate Models; Solar Energy.

Lista de Figuras

Figura 2.1. Fluxograma PRISMA do estudo na revisão bibliométrica e razões para exclusões.....	33
Figura 2.2. Estrutura e dados da análise de co-palavra com SciMAT. (a) Diagrama estratégico, (b) Rede temática. (c) Evolução temática.	35
Figura 2.3. Artigos publicados sobre o tema CC-PVP por ano e o quantitativo acumulado.	36
Figura 2.4. Idiomas utilizados nos artigos sobre CC-PVP.	37
Figura 2.5. Divisão dos artigos por áreas de pesquisa sobre CC-PVP. (Durante esta construção, os trabalhos ditos como interdisciplinares, conforme divisão estabelecida pelas bases WoS e Sco, puderam ser enquadrados em mais de uma área de pesquisa).	38
Figura 2.6. Principais instituições de origem dos trabalhos publicados sobre CC-PVP.	39
Figura 2.7. Os autores com dois ou mais artigos publicados sobre CC-PVP.....	39
Figura 2.8. Correlação entre os autores mais prolíficos na área de CC-PVP. As linhas indicam trabalho conjunto.	40
Figura 2.9. Bases científicas que tiveram publicados dois ou mais trabalhos sobre CC-PVP.....	41
Figura 2.10. Países dos pesquisadores de desenvolvimento dos estudos sobre CC-PVP e seus quantitativos. (A construção se deu a partir da nacionalidade de todos os autores de cada trabalho, e não apenas do primeiro (principal) autor. Assim, um único trabalho pode ter sido atribuído a mais de um país).....	41
Figura 2.11. Continuidade de palavras-chave dos trabalhos analisados sobre CC-PVP entre intervalos contíguos.	42
Figura 2.12. Evolução temática por diferentes medidas de qualidade: (a) número de documentos, (b) índice h de todos os autores, e (c) número de citações.	44

Figura 2.13. Dados bibliométricos do período de 2005 a 2015. (a) Diagrama estratégico, e (b) rede de clusters do tema “PV power”.	45
Figura 2.14. Dados bibliométricos do período de 2016 a 2018. (a) Diagrama estratégico, e (b) rede de clusters do tema “PV cell”.	46
Figura 2.15. Dados bibliométricos do período de 2019 a 2021. (a) Diagrama estratégico, (b) rede de clusters do tema “Energy”, e (c) rede de clusters do tema “Forecasting”.....	47
Figura 3.1. Resumo descritivo do procedimento metodológico empregado.	56
Figura 3.2. Descrição e refino da busca das referências bibliográficas utilizadas no estudo.	58
Figura 4.1. Valores médios mensais de Tcell para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.	107
Figura 4.2. Valores médios mensais de ftemp para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.	108
Figura 4.3. Valores médios mensais de PVP para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.	108
Figura 4.4. Valores médios anual de PVP para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.	109
Figura 4.5. Condições para avaliar a sensibilidade dos parâmetros à variação da temperatura média do ar em cada modelo de cálculo de produção de PV.	112
Figura 4.6. Condições para avaliar a sensibilidade dos parâmetros à variação da irradiância solar em cada modelo de cálculo de produção de PV.	115
Figura 5.1. Mapa do Nordeste do Brasil delineando as áreas abrangidas neste estudo. ..	133

Figura 5.2. Mudanças projetadas para o (a) futuro próximo (2021-2050) e (b) futuro a longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, no ciclo anual da média mensal de T_a sobre diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho). 135

Figura 5.3. Mudanças projetadas para o (a) futuro próximo (2021-2050) e (b) futuro a longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, no ciclo anual da média mensal de G_{tot} sobre diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho). 137

Figura 5.4. Mudanças projetadas para o (a) futuro próximo (2021-2050) e (b) futuro em longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, no ciclo anual da média mensal de P_{pv} sobre diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho). 140

Figura 5.5. Variação percentual anual em P_{pv} para o A) futuro próximo (2021-2050) e B) futuro a longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, para diferentes áreas do Nordeste do Brasil nos cenários SSP2-4.5 (em azul) e SSP5-8.5 (em vermelho). A linha tracejada mostra a tendência linear de melhor ajuste. 142

Figura 5.6. Variação percentual no potencial de produção fotovoltaica sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho) para o (a) o futuro próximo (2021-2050) e (b) o futuro a longo prazo (2071-2100) em diferentes áreas do Nordeste do Brasil. 143

Figura 5.7. Mudanças projetadas no potencial de produção fotovoltaica pela variação isolada de G_{tot} (ΔG_{tot}) para (a) o futuro próximo (2021-2050) e (b) o futuro a longo prazo (2071-2100) sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, ambos em comparação com o período histórico (1980-2014) para diferentes áreas do Nordeste do Brasil. 144

Figura 5.8. Mudanças projetadas no potencial de produção fotovoltaica pela variação isolada de T_a (ΔT_a) para (a) o futuro próximo (2021-2050) e (b) o futuro a longo prazo (2071-2100) sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, ambos em comparação com o período histórico (1980-2014) para diferentes áreas do Nordeste do Brasil. 145

Figura 5.9. Contribuições fracionárias de G_{tot} (em barras sólidas) e T_a (em barras listradas) para a mudança na produção de PV para diferentes áreas do Nordeste do Brasil

sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho) para o (a) futuro próximo e (b) futuro a longo prazo.....	147
---	-----

Lista de tabelas

Tabela 2.1. Strings de pesquisa utilizada para buscar artigos para a revisão.	30
Tabela 2.2. Indicadores de produção e critérios de inclusão adotados nesse estudo.....	35
Tabela 2.3. Os seis artigos mais citados de acordo com as bases Web of Science e Scopus sobre CC-PVP.....	42
Tabela 2.4. Desempenho dos temas no período de 2005 a 2015.....	45
Tabela 2.5. Desempenho dos temas no período de 2016 a 2018.....	46
Tabela 2.6. Desempenho dos temas no período de 2019 a 2021.....	48
Tabela 3.1. Modelos climáticos utilizados por trabalhos que analisaram a China ou todo o globo.	62
Tabela 3.2. Modelos climáticos utilizados por trabalhos que analisaram um país, uma região ou toda a Europa.	63
Tabela 3.3. Modelos climáticos utilizados por trabalhos que analisaram uma região ou toda a África.	64
Tabela 3.4. Cenários de emissões utilizados na previsão de produção PV.	67
Tabela 3.5. Base de dados utilizadas nos estudos de ICC-Ppv.	69
Tabela 3.6. Períodos de referência e projetados analisados nos trabalhos.	75
Tabela 3.7. Equações utilizadas para considerar o impacto das variáveis meteorológicas na PPV.....	80
Tabela 3.8. Impactos devido às mudanças climáticas na produção fotovoltaica.....	81
Tabela 4.1. Modelos utilizados para considerar o impacto das variáveis meteorológicas na produção PV.	103
Tabela 4.2. Modelos efetivamente comparados.	104
Tabela 4.3. Características do módulo solar fotovoltaico.....	105

Tabela 4.4. Condições para análise das sensibilidades dos modelos comparados.	106
Tabela 4.5. Diferença relativa média entre os modelos de cálculo de produção de PV comparados dois a dois na variável Tcell.	109
Tabela 4.6. Diferença relativa média entre os modelos de cálculo de produção de PV comparados dois a dois na variável ftemp.	110
Tabela 4.7. Diferença relativa média entre os modelos de cálculo de produção de PV comparados dois a dois na PVP.	111
Tabela 4.8. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C2 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.	113
Tabela 4.9. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C3 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.	113
Tabela 4.10. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C4 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.	116
Tabela 4.11. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C5 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.	116
Tabela 5.1. Áreas do Nordeste do Brasil incluídas no estudo.	133
Tabela 5.2. Flutuações anuais de Gtot e Ta para períodos futuros sob ambas as projeções de mudança climática em diferentes áreas do Nordeste do Brasil.	138
Tabela 5.3. Tendências de longo prazo de Gtot e Ta para períodos futuros sob ambos os cenários de mudança climática em diferentes áreas do Nordeste do Brasil.	139

Lista de abreviações e acrônimos

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOGCM	Modelos globais acoplados atmosfera-oceano (em inglês <i>Global Coupled Atmosphere-Ocean Models</i>)
CC	Mudanças climáticas, em inglês <i>Climate Changes</i>
CIT	Técnicas de imagem em nuvem, em inglês <i>cloud imaging techniques</i>
CMIP3	Projeto de Intercomparação de Modelos Acoplados Fase 3, em inglês <i>Coupled Model Intercomparison Project Phase 3</i>
CMIP5	Projeto de Intercomparação de Modelos Acoplados Fase 5, em inglês <i>Coupled Model Intercomparison Project Phase 5</i>
CMIP6	Projeto de Intercomparação de Modelos Acoplados Fase 6, em inglês <i>Coupled Model Intercomparison Project Phase 6</i>
CORDEX	Experimento Coordenado de Redução Climática Regional, em inglês <i>Coordinated Regional Climate Reduction Experiment</i>
CSP	Energia solar concentrada, inglês <i>Concentrated Solar Power</i>
CVC	Variabilidade e mudanças climáticas, em inglês <i>climate variability and change</i>
DP	Desvio padrão
DTR	Faixa de temperatura diurna, em inglês <i>Diurnal Temperature Range</i>
ECMWF	Centro Europeu de Previsão Meteorológica de Médio Prazo, em inglês <i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
ESM	Modelos de Sistema Terrestre, em inglês <i>Earth System Models</i>
EUA	Estados Unidos da América
GCM	Modelo climático global, em inglês <i>Global Climate Model</i>
GHGs	Gases de efeito estufa, em inglês <i>Greenhouse Gases</i>
GMT	Temperatura Média Global, em inglês <i>Global Mean Temperature</i>
GWL	Níveis de aquecimento global, em inglês <i>Global Warming Levels</i> acima
HSI	Melhoria de alta velocidade
ICC	Impactos das mudanças climáticas, em inglês <i>Impacts of Climate Change</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, em inglês <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>

INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas, em inglês <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
IV	Variabilidade interna, em inglês <i>Internal Variability</i>
JCR	Relatório de citações de periódicos. em inglês <i>Journal Citation Reports</i>
KGE	Eficiência de Kling-Gupta, em inglês <i>Kling-Gupta Efficiency</i>
LSI	Melhoria de baixa velocidade
MLT	Técnicas de aprendizado de máquina, em inglês <i>Machine Learning Techniques</i>
NEB	Nordeste do Brasil
NOAA	Administração Nacional Oceânica e Atmosférica, em inglês <i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
OMM	Organização Meteorológica Mundial
OTH	Outros, em inglês <i>others</i>
PGW	Técnica de pseudo-aquecimento-global, em inglês <i>pseudo-global-warming</i>
PI	Nível pré-industrial
PT	Técnica física
PV	Fotovoltaico ou fotovoltaica, em inglês <i>Photovoltaic</i>
RCM	Modelo climático regional, em inglês <i>Regional Climate Model</i>
RCP	Caminhos de concentração representativa, em inglês <i>Representative Concentration Pathway</i>
RE	Artigos de revisão
rMBE	Erro de viés médio relativo, em inglês <i>relative Mean Bias Error</i>
SA	Abordagens Estatísticas, em inglês <i>Statistical Approaches</i>
SCA	Análise de cluster passo a passo, em inglês <i>Stepwise Cluster Analysis</i>
Sco	Scopus
SIN	Sistema Interligado Nacional
SRES	Relatório Especial sobre Cenários de Emissões, em inglês <i>Special Report on Emissions Scenarios</i>
SSI	Injeção de Sulfato Estratosférico, em inglês <i>Stratospheric Sulfate Injection</i>
SSP	Cenários Socioeconômicos Compartilhados, em inglês <i>Shared Socioeconomic Paths</i>
ST	Referência padrão

STC	condições de teste padrão, em inglês <i>Standard Test Conditions</i>
TI	Título
TIR	Taxa interna de retorno
TS	Tópico
WoS	Web of Science
WRF	Pesquisa e previsão meteorológica

Lista de símbolos

c_1	Valor constante [°C]
c_2	Valor constante []
c_3	Valor constante [°C·m²/W]
c_4	Valor constante [°C·s/m]
c_5	Valor constante [°C/%]
DD	Duração média mensal do dia [h]
$DRMS$	Diferença relativa média de sensibilidade [%]
$DRMV$	Diferença relativa média na variabilidade [%]
DSL	Duração média mensal da luz do sol [h]
DTR	Faixa de temperatura diurna, em inglês <i>Diurnal Temperature Range</i> [°C]
FF	Fator de preenchimento []
f_{clear}	Fração de tempo de céu claro []
G	Irradiância solar [W/m²]
$\bar{G}$	Irradiância média de superfície horizontal diária [W/m²]
$\bar{G}_{clear}$	Irradiância solar média com céu sem nuvens [W/m²]
G_{tot}	Irradiância solar total [W/m²]
I_{sc}	Corrente de curto-circuito [A]
n	Dia do ano []
N	Duração média mensal [h]
P_{pv}	Potencial de produção fotovoltaica [W/m²]
PVP	Produção de energia fotovoltaica [Wh]
PVP_{anual}	Produção de energia fotovoltaica anual [Wh]
R_h	Umidade relativa do ar [%]
S	Fração da luz solar []
t_{24h}	Duração do dia [=24h]
T	Temperatura [°C]
$\bar{T}$	Temperatura média diária [°C]
T_a	Temperatura ambiente [°C]
T_{cell}	Temperatura da célula [°C]
T_{dia}	Temperatura diurna média [°C]

T_{NOCT}	Temperatura nominal da célula operacional [= 45,5 °C]
T_{ref}	Temperatura de referência [= 25 °C]
t_{sol}	Duração do dia com raios solares [h]
V_{oc}	Voltagem de circuito aberto [V]
W	Velocidade do vento superficial [m/s]
X_{mod}^{sc}	Modelo “bruto” de previsões
X_{sc}^{cor}	Série temporal ajustada final
$\overline{X_{mod}^{con}}$	Média dos dados modelados
$\overline{X_{obs}^{con}}$	Média dos dados observados
η_{cell}	Eficiência das células fotovoltaicas [%]
η_{ref}	Eficiência de referência [%]
σ_{mod}^{con}	Desvios padrão dos dados modelados []
σ_{obs}^{con}	Desvios padrão dos dados observados []
$\emptyset$	Latitude do local [°]
β	Coeficiente de temperatura [°C ⁻¹]
γ	Coeficiente de irradiância solar [m ² /W]
δ	Declinação do sol [°]

Sumário

RESUMO.....	VII
ABSTRACT	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE TABELAS.....	XIII
LISTA DE ABREVIACÕES E ACRÔNIMOS	XV
LISTA DE SÍMBOLOS	XVIII
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO GERAL	23
1.1. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	24
1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	25
1.3. OBJETIVOS	25
1.3.1. OBJETIVO GERAL	25
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
CAPÍTULO 2 – ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA DOS IMPACTOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	27
RESUMO.....	27
2.1. INTRODUÇÃO.....	27
2.1.1. JUSTIFICATIVA E OBJETIVOS	28
2.1.2. QUESTÃO DA PESQUISA	30
2.1.3. IDENTIFICAÇÃO DE ESTUDOS RELEVANTES	30
2.2. METODOLOGIA	31
2.2.1. ESCOPO DA PESQUISA	31
2.2.2. PROCESSO DE SELEÇÃO DOS ESTUDOS	32
2.2.3. TRATAMENTO DOS DADOS	33
2.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	36
2.3.1. ANÁLISE DA PERFORMANCE BIBLIOMÉTRICA	36

2.3.2. DESENVOLVIMENTO ESTRUTURAL E TEMÁTICO	42
2.4. CONCLUSÃO	48
2.5. REFERÊNCIAS.....	50

CAPÍTULO 3 – IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA SOB A PERSPECTIVA DE MODELOS CLIMÁTICOS: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA

RESUMO.....	53
3.1. INTRODUÇÃO.....	53
3.2. METODOLOGIA	56
3.3. CARACTERÍSTICAS DOS ESTUDOS DA REVISÃO SISTEMÁTICA.....	59
3.3.1. PRINCIPAIS TRABALHOS.....	59
3.3.2. MODELOS CLIMÁTICOS UTILIZADOS.....	60
3.3.2.1. ANÁLISE DE TODO O GLOBO.....	61
3.3.2.2. CONTINENTE EUROPEU	65
3.3.2.3. CONTINENTE AFRICANO.....	66
3.3.3. CENÁRIOS DE EMISSÕES UTILIZADOS.....	66
3.3.4. BASES DE DADOS UTILIZADAS	67
3.3.5. MÉTODOS DE EXTRAÇÃO DE DADOS.....	69
3.3.6. METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA CORREÇÃO DE VIÉS	71
3.3.7. METODOLOGIAS UTILIZADAS PARA QUANTIFICAÇÃO DE INCERTEZAS.....	74
3.3.8. PERÍODOS DE SIMULAÇÕES UTILIZADOS.....	75
3.3.9. METODOLOGIAS UTILIZADAS NA PREVISÃO DE PRODUÇÃO PV.....	75
3.3.10. PADRÕES NOS IMPACTOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA PRODUÇÃO PV.....	80
3.3.10.1. ANÁLISE DE TODO O GLOBO.....	80
3.3.10.2. CONTINENTE EUROPEU	83
3.3.10.3. CONTINENTE AFRICANO.....	84
3.3.11. LIMITAÇÕES.....	84
3.4. CONCLUSÕES.....	87
3.5. REFERÊNCIAS.....	88

CAPÍTULO 4 – VARIABILIDADE E SENSIBILIDADE DOS MODELOS UTILIZADOS PARA ESTIMAR O POTENCIAL DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

RESUMO.....	98
4.1. INTRODUÇÃO.....	99
4.2. METODOLOGIA	104
4.2.1. DETERMINAÇÃO DOS MODELOS.....	104
4.2.2. DADOS METEOROLÓGICOS	104
4.2.3. CÁLCULO DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA (PVP).....	105
4.2.4. ANÁLISE DE VARIABILIDADE	106
4.2.5. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	106
4.3. RESULTADOS	107
4.3.1. VARIABILIDADE DOS MODELOS	107
4.3.2. ANÁLISE DA SENSIBILIDADE.....	111
4.4. DISCUSSÃO	116
4.5. CONCLUSÕES.....	120
4.6. REFERÊNCIAS.....	121

CAPÍTULO 5 – IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO POTENCIAL DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO NORDESTE DO BRASIL: UMA PERSPECTIVA BASEADA EM MODELOS CMIP6.....125

RESUMO.....	125
5.1. INTRODUÇÃO.....	126
5.2. METODOLOGIA	128
5.2.1. DADOS CLIMÁTICOS E CENÁRIOS DO CMIP6	128
5.2.2. AJUSTE DE TEMPERATURA	129
5.2.3. ANÁLISE DE TENDÊNCIAS – MÉTODO DE MANN-KENDALL.....	130
5.2.4. QUANTIFICAÇÃO DAS MUDANÇAS EM Ta E Gtot.....	130
5.2.5. POTENCIAL DE ENERGIA FOTOVOLTAICA.....	130
5.2.5.1. ESTIMATIVA DAS CONTRIBUIÇÕES DE Ta E Gtot	132
5.2.6. ÁREAS ESTUDADAS	132
5.3. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	133
5.3.1. PADRÕES CLIMÁTICOS E TENDÊNCIAS REGISTRADAS DE ELEMENTOS ATMOSFÉRICOS ..	133
5.3.2. MUDANÇAS CLIMÁTICAS FUTURAS	134
5.3.2.1. ANÁLISES DE MUDANÇAS EM Ta E Gtot.....	134
5.3.3. MUDANÇAS FUTURAS NO Ppv	139
5.3.3.1. CONTRIBUIÇÕES DA TEMPERATURA E DA IRRADIÂNCIA	144
5.4. CONCLUSÕES.....	146

5.5. REFERÊNCIAS.....	148
<u>CAPÍTULO 6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS</u>	<u>152</u>
<u>REFERÊNCIAS DE TODA A TESE</u>	<u>155</u>

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO GERAL

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (em inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*; IPCC, 2021), as temperaturas globais médias estão aumentando devido às maiores concentrações de gases do efeito estufa (em inglês *greenhouse gases*; GHGs) na atmosfera como uma consequência de ações antropogênicas, tais como a queima de combustíveis fósseis e um crescimento acelerado da densidade urbana (DA GUARDA et al., 2020).

Dado este cenário, a energia renovável preenche a lacuna entre as ciências do clima e da energia, desempenhando um papel muito importante nas estratégias de descarbonização e mitigação dos efeitos adversos das mudanças climáticas (BUSH, 2020) e suas possíveis consequências nas sociedades e no meio ambiente (IPCC, 2021). Em parte, isso se deve ao papel fundamental desempenhado pelas energias renováveis nas estratégias de mitigação destinadas a reduzir as mudanças climáticas.

No campo das energias alternativas, a geração fotovoltaica (em inglês *photovoltaic*; PV) – caracterizada por converter diretamente radiação solar em eletricidade – tem grande potencial de desenvolvimento e, em última análise, pode competir com fontes de energia convencionais, tais como petróleo, carvão mineral e gás natural (YANG et al., 2019). São características importantes da tecnologia fotovoltaica a redução do custo no longo prazo, a melhoria da eficiência (POLMAN et al., 2016), a fácil implantação, a modularidade, a baixa manutenção e uma rápida curva de aprendizado (BAURZHAN; JENKINS, 2016). Assim, projetos baseados em sistemas solares fotovoltaicos têm o potencial de contribuir para a mitigação das mudanças climáticas (FERON et al., 2021). No entanto, a sensibilidade ao tempo atmosférico e à variabilidade climática futura é uma fonte de incerteza que pode complicar o planejamento energético e comprometer os investimentos neste setor de energia (FERON et al., 2021; CRAIG et al., 2019).

Assim, ao considerar a instalação de uma usina PV, é importante não apenas avaliar os recursos renováveis presentes, mas também suas possíveis mudanças no futuro, especialmente se a operação e o investimento de longo prazo são planejados (PEREZ et al., 2019). Em geral, as projeções de mudanças climáticas são necessárias para políticas de energia e adaptação no longo prazo e para o desenvolvimento de estratégias de redução de GHGs (CISCAR e DOWLING, 2014).

A aplicação de modelos climáticos é a principal ferramenta utilizada para se projetar cenários de mudanças climáticas. Esses modelos são baseados nas leis da física e equações matemáticas a fim de compreender os mecanismos do sistema superfície-atmosfera (CARBON BRIEF, 2021). O primeiro modelo climático foi desenvolvido no final dos anos 1960 em Princeton-EUA, no Laboratório de Dinâmica de Fluidos Geofísicos da Administração Nacional Oceânica e Atmosférica (em inglês *National Oceanic and Atmospheric Administration*; NOAA, 2017). O modelo relacionava os processos oceânicos e atmosféricos que influenciam no clima, além da relação entre os elementos naturais (NOAA, 2017).

1.1. Formulação do problema

Apesar de haver diversos trabalhos que estudaram os impactos das mudanças climáticas nas variáveis meteorológicas – tais como Wachsmuth et al. (2013), Burnett et al. (2014), Ohunakin et al. (2015), Huber et al. (2016), Fant et al. (2016), Gil et al. (2018), De Jong et al. (2019), Craig et al. (2019), Lawin et al. (2019), Soares et al. (2019), Tang et al. (2019^a, 2019b) –, eles não se aprofundaram no impacto destas mudanças na produção de energia fotovoltaica.

Alguns trabalhos buscaram revisar a literatura relacionada à avaliação do impacto das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica. Antonanzas et al. (2016) destacaram estudos recentes sobre previsão de energia solar. No entanto, os modelos de previsão de energia fotovoltaica não foram amplamente explorados em seu estudo. Gandoman et al. (2016) revisaram a literatura sobre previsão de curto prazo da produção de energia solar fotovoltaica com base na influência da cobertura de nuvens. Wan et al. (2015) analisaram diferentes técnicas de previsão energia fotovoltaica e irradiação solar, mas não revisaram de forma detalhada os estudos que utilizaram modelos climáticos. Por outro lado, Raza et al. (2016) enfatizaram diferentes métodos de previsão de energia fotovoltaica, mas não abordaram os modelos climáticos.

Diante disso, é possível observar que há lacunas na literatura no âmbito do uso de modelos climáticos para avaliar os impactos das mudanças climáticas na produção de energia PV, especificamente, no Nordeste do Brasil. Esse déficit merece ser saneado tendo em vista o grande potencial da energia fotovoltaica e a alta penetração das energias renováveis nesta região (BRASIL, 2021).

1.2. Estrutura do trabalho

A presente tese está estruturada da seguinte forma:

- Capítulo 1: Apresenta a forma como está organizado o trabalho, com a introdução, formulação do problema, estrutura e os objetivos;
- Capítulo 2: Traz o artigo de revisão intitulado “Impactos das mudanças climáticas no potencial de produção de energia fotovoltaica: uma análise bibliométrica”;
- Capítulo 3: Traz o artigo de revisão intitulado “Impacto das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica sob a ótica dos modelos climáticos: uma revisão sistemática”;
- Capítulo 4: Traz o artigo intitulado “Variabilidade e sensibilidade dos modelos utilizados para estimar a produção fotovoltaica”;
- Capítulo 5: Traz o artigo intitulado “Impacto das mudanças climáticas no potencial de energia fotovoltaica no Nordeste do Brasil: uma perspectiva baseada em modelos CMIP6”;
- Capítulo 6: Neste capítulo encontram-se as considerações finais, destacando os principais pontos de todos os capítulos anteriormente apresentados, assim como a confluência entre esses pontos;
- Por fim, as referências de toda a tese.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo Geral

O objetivo geral do trabalho foi avaliar o impacto do clima na produção de energia fotovoltaica na região Nordeste do Brasil, visando determinar subsídios para embasar decisões estratégicas para o setor de infraestrutura energética da região.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Quantificar, por meio de uma revisão bibliométrica, os principais trabalhos acerca do impacto das mudanças climáticas na energia fotovoltaica;
- Avaliar, por meio de uma revisão sistemática, os principais trabalhos acerca do impacto das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica sob a ótica das simulações utilizando modelos climáticos;
- Analisar a sensibilidade e a variabilidade dos métodos utilizados para estimar a produção PV, a partir de mudanças nas variáveis meteorológicas;

- Analisar e quantificar os impactos que alterações nas variáveis meteorológicas podem causar na produção de energia PV no Nordeste do Brasil, a partir da análise comparativa entre dois períodos futuros e um de referência, utilizando-se de modelos climáticos.

CAPÍTULO 2 – ANÁLISE BIBLIOMÉTRICA DOS IMPACTOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA PRODUÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Resumo

As maiores concentrações de gases de efeito estufa, resultantes de ações antrópicas associadas à geração de energia, são uma das causas das alterações climáticas. Diante disso, diversos esforços têm sido empreendidos na busca por alternativas mais sustentáveis, e a tecnologia fotovoltaica (PV) tem se destacado dentre as diversas possibilidades. No entanto, a geração fotovoltaica é altamente sensível à variabilidade climática futura, o que é uma fonte de incerteza que pode complicar o planejamento energético e comprometer a viabilidade dos sistemas. Este tema tem recebido atenção da comunidade acadêmica, mas foram encontrados alguns desafios para mapear e identificar a literatura relevante. Portanto, este estudo foi realizado para analisar e identificar aspectos relevantes da produção científica internacional focada nos impactos das mudanças climáticas na produção fotovoltaica (CC-PVP) por meio de técnicas bibliométricas. Para tanto, foram recuperados e analisados 3.900 artigos das bases de dados Web of Science e Scopus, publicados entre 1960 e 2021, por meio de abordagem bibliométrica, utilizando a ferramenta SciMAT v1.1.04. Dentre os resultados obtidos, vale destacar que o campo de pesquisa do CC-PVP possui maturidade moderada e está concentrado nas áreas de energia, combustíveis e tecnologia, além de ciências ambientais e meteorologia. Concluiu-se que os temas principais giram em torno da energia global, da previsão da produção de energia fotovoltaica e do consumo de energia elétrica, especialmente no que diz respeito às alterações climáticas. Além disso, constatou-se que investigadores da China, América do Norte e Austrália contribuem significativamente para esta área em comparação com investigadores de outros países.

Palavras-chave: mapeamento científico; efeito estufa; energia renovável; geração de energia; previsão.

2.1. Introdução

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (em inglês *Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC) (2021), as temperaturas médias globais estão aumentando devido às maiores concentrações de GHGs na atmosfera, devido às atividades humanas, como a combustão de combustíveis fósseis e o rápido crescimento

da população urbana (DA GUARDA et al., 2020). Tem havido um aumento nas discussões sobre as causas e efeitos desta tendência, particularmente ligadas à procura de energia e às questões de consumo. Essas discussões têm atraído cada vez mais atenção nos debates globais. Existem várias soluções para diminuir as emissões de gases com efeito de estufa e, ao mesmo tempo, satisfazer as necessidades energéticas da sociedade (PÉREZ et al., 2019). Além disso, deve também considerar-se que as alterações climáticas poderão aumentar a procura futura de energia (VAN RUIJVEN et al., 2019).

Perante este cenário, as energias renováveis preenchem a lacuna entre as ciências do clima e da energia, desempenhando um papel muito importante nas estratégias de descarbonização e mitigação dos efeitos adversos das alterações climáticas (BUSH, 2020) e das suas possíveis consequências nas sociedades e no ambiente (IPCC, 2021). A redução no custo do sistema de produção de energia PV e a melhoria na eficiência da produção de energia (POLMAN et al., 2016) – aliada à fácil implementação, modularidade, baixa manutenção e, principalmente, uma curva de aprendizado rápida – tem sido responsável para um aumento no número de painéis instalados (BAURZHAN; JENKINS, 2016). Consequentemente, iniciativas que utilizam sistemas solares fotovoltaicos possuem a capacidade de ajudar na mitigação das mudanças climáticas (FERON et al., 2017). No entanto, a suscetibilidade às condições atmosféricas e às variações potenciais no clima futuro representa incerteza, complicando potencialmente o planeamento energético e prejudicando os investimentos neste setor (FERON et al., 2020; CRAIG et al., 2019).

Portanto, ao contemplar a criação de uma central fotovoltaica, é vital avaliar não apenas os atuais recursos renováveis, mas também as ramificações das mudanças climáticas (em inglês *climate changes*, CC) na produção fotovoltaica (PVP), especialmente em casos de uso de longo prazo e compromisso financeiro (PÉREZ et al., 2019).

2.1.1. Justificativa e objetivos

A pesquisa descrita neste estudo tem como foco a análise dos impactos do CC no P_{pv} . Este estudo utiliza uma metodologia bibliométrica aplicada à literatura disponível nas bases de dados Web of Science (WoS) e Scopus (Sco).

Esse tipo de estudo utiliza conceitos científicos e elementos técnicos para mensurar os aspectos da produção científica de uma determinada área do conhecimento, com base em instrumentos estatísticos que possibilitem uma melhor análise das “publicações científicas”, conforme apresentado na literatura sobre indicadores bibliométricos (TODESCHINI, BACCINI, 2016), uma combinação de mapeamento científico e análise de

citações (NOYONS, MOED, 1999), medição de pesquisas acadêmicas (ANDRÉS, 2009), mecanismos usados para medir o registro de informações e a disseminação de conhecimento (VANTI, 2002) e indicadores cienciométricos (SPINAK, 1998).

Esta pesquisa contém um elemento original e exploratório. Tanto quanto é do conhecimento dos autores, não existem na literatura estudos com características semelhantes, centrando-se especificamente na revisão bibliométrica de documentos relativos aos impactos das alterações climáticas no potencial de produção de energia fotovoltaica. A investigação aprofunda a análise da sua própria atuação ao mesmo tempo que realiza um mapeamento científico (LÓPEZ-BELMONTE et al., 2020) de trabalhos associados a este domínio. O estudo combina um foco único na influência das mudanças climáticas na energia fotovoltaica e um mapeamento científico abrangente, tornando-o distinto dentro do campo. Este estudo identifica temas emergentes e redes colaborativas. Avalia a evolução da produção científica e seu grau de maturidade (MORENO-GUERRERO et al., 2020). Além disso, define as instituições que concentram o maior número de publicações e as redes ou grupos de pesquisa mais ativos. Além disso, sintetiza os títulos dos periódicos comumente utilizados para publicação, lista os autores mais produtivos e identifica os autores mais citados. Esses achados podem demonstrar a relevância desses autores dentro do tema (TODESCHINI, BACCINI, 2016). Assim, este estudo visa atrair o interesse dos investigadores neste conceito, oferecendo uma visão abrangente da importância do CC-PVP, das suas trajetórias de investigação associadas e das potenciais tendências futuras que abrange.

Este estudo seguiu as diretrizes processuais delineadas em pesquisas anteriores [EMODI et al., 2019; MARÍN-MARÍN et al., 2021), com o objetivo de empregar um modelo de estudo estabelecido, endossado, comparado e validado pela comunidade científica. Assim, este estudo teve como objetivo atingir os seguintes objetivos:

- Estabelecer a importância do CC-PVP;
- Apresentar a evolução do CC-PVP em artigos científicos;
- Determinar as abordagens mais relevantes do CC-PVP em artigos científicos; e
- Determinar os autores das pesquisas mais relevantes sobre CC-PVP em artigos científicos.

2.1.2. Questão da pesquisa

Esta revisão é motivada pela pergunta: “Quais são as características, âmbito e entidades envolvidas na investigação relativa aos impactos das alterações climáticas no potencial de produção fotovoltaica?”

2.1.3. Identificação de estudos relevantes

Neste tipo de pesquisa, um procedimento minucioso deve ser seguido para evitar vieses. Para tanto, foram seguidas diretrizes estabelecidas em outros estudos (EMODI et al., 2019; MARÍN-MARÍN et al., 2021), a fim de realizar todas as ações necessárias de forma otimizada. Concretamente, esta pesquisa conduziu os procedimentos subsequentes (MONTERO-DÍAZ et al., 2018): (i) seleção das bases de dados dos estudos (WoS e Sco); (ii) delineamento do conceito focal de análise (CC-PVP); e (iii) formulação da equação de busca abrangendo todos os termos vinculados ao construto primário (Tabela 2.1). A seleção destas bases de dados baseou-se na sua cobertura abrangente de campos relacionados com a energia e a meteorologia. A sua inclusão foi particularmente influenciada pelo seu reconhecimento como repositórios de prestígio que hospedam publicações listadas no Relatório de citações de periódicos (em inglês *Journal Citation Reports*, JCR) (ZHU; LIU, 2020). Estas bases de dados foram escolhidas pelo seu amplo alcance em múltiplas disciplinas ligadas à energia e à meteorologia, alinhando-se com a amplitude e o prestígio necessários para este estudo. Portanto, WoS e Sco são postulados como bases de dados relevantes para recuperação de documentos pertinentes ao estado da arte examinado neste estudo.

Tabela 2.1. Strings de pesquisa utilizada para buscar artigos para a revisão.

String de pesquisa		Web of Science (1965–2021)	Scopus (1960–2021)
Título	Título-Resumo-Palavra-chave		
Photovoltaic OR PV	impact AND power * AND (weather * change * OR climat* change* OR global warming)	243	235
Photovoltaic OR PV	impact AND *lectric* AND (weather * change * OR climat * change * OR global warming)	187	201
Photovoltaic OR PV	impact AND energy * AND (weather * change * OR climat * change * OR global warming)	327	289
Photovoltaic OR PV	? ffect * AND power * AND (weather * change * OR climat * change * OR global warming)	421	454
Photovoltaic OR PV	? ffect * AND *lectric * AND (weather * change * OR climat * change* OR global warming)	261	337
Photovoltaic OR PV	? ffect * AND energy * AND (weather * change * OR climat * change * OR global warming)	470	475
	Subtotal	1909	1991
	Total	3900	

Legenda: O asterisco (*) representa qualquer grupo de caracteres, incluindo nenhum caractere. O ponto de interrogação (?) representa qualquer caractere único.

A pesquisa bibliográfica teve como objetivo utilizar a bibliometria na identificação de literatura revisada por pares sobre evidências de CC-PVP. A consulta de pesquisa incorpora termos considerados relevantes pelos autores, abrangendo variabilidade, mudanças climáticas, impactos e produção de energia em relação à tecnologia fotovoltaica. A pesquisa preliminar foi implementada em 11 de dezembro de 2021, nas referidas plataformas, que são bases de dados de prestígio mundial (ZHU; LIU, 2020) com registros desde 1965 (para WoS) e 1960 (para Sco) até à presente data. Embora a limitação do ano de publicação seja utilizada por alguns autores (EMODI et al., 2019), ela não foi adotada neste estudo porque o objetivo era identificar todo o histórico dos artigos dentro da temática analisada.

Os critérios de pesquisa descritos na Tabela 2.1 foram empregados nas bases de dados WoS e Sco, resultando em artigos de 1909 e 1991 recuperados, respectivamente. A descrição exata das *strings* utilizadas em cada banco de dados é mostrada nas Tabelas S1 e S2 do Arquivo Suplementar S1.

2.2. Metodologia

2.2.1. Escopo da pesquisa

A metodologia de pesquisa utilizada neste estudo foi bibliométrica (MORENO-GUERRERO et al., 2020). Esta abordagem foi selecionada devido à sua capacidade de quantificar e analisar com precisão as publicações indexadas nas duas bases de dados em exame (CARMONA-SERRANO et al., 2021). Nesse contexto, o desenho da pesquisa de desenvolvimento permite a busca, registro, análise e previsão de documentos que giram em torno de um tema (CARMONA-SERRANO et al., 2021).

Além disso, foi realizada uma análise de co-palavras (HERRERA-VIDEIRA et al., 2020). Neste tipo de análise, o foco está em examinar as palavras-chave dentro da infinidade de literatura documentada. Particularmente, esse exame permite estabelecer conexões entre os temas investigados em diversas publicações relativas ao construto em análise. Além disso, a análise de co-palavras permite prever os temas que em breve poderão se apresentar como potencialmente relevantes. Essa análise também envolve a criação de mapas com nós que indicam conquistas, posições dentro de domínios linguísticos específicos e a evolução de um assunto. Da mesma forma, outro indicador, o índice h, foi levado em consideração para as análises do presente estudo (LÓPEZ-ROBLES et al., 2019).

A revisão foi conduzida seguindo cinco etapas principais: (i) definição do escopo, (ii) identificação da questão de pesquisa, (iii) identificação dos estudos relevantes, (iv) seleção do estudo e (v) tratamento dos dados.

2.2.2. Processo de seleção dos estudos

O processo de seleção deste estudo é semelhante ao utilizado por Emodi et al. (2019) e por Marín-Marín et al. (2021). Inicialmente, foram removidos artigos duplicados e irrelevantes. Nos filtros das respectivas bases de dados foram mantidos apenas artigos, artigos de conferências e artigos de revisão, conforme realizado por Marín-Marín et al. (2021). Cada artigo passou por revisão independente, aplicando-se os critérios de seleção aos títulos e resumos. A seleção inicial foi abrangente, visando abranger toda a literatura pertinente à influência do CC sobre o PVP.

A seleção utilizou critérios (descritos na Tabela S3 do Arquivo Suplementar S1) para filtrar uma gama diversificada de artigos com base em seus títulos e resumos, restringindo o foco a estudos que abordam especificamente os efeitos das mudanças climáticas nos sistemas energéticos que utilizam tecnologia fotovoltaica, seja no passado, presente ou futuro. Como os artigos foram tratados separadamente de acordo com sua base de dados de origem, foi necessária uma nova exclusão de duplicatas para finalizar a etapa de elegibilidade e determinar quais seriam incluídos nas análises quantitativas.

Além disso, foi utilizado o fluxograma PRISMA (LIBERATI et al., 2009), cujas ações são apresentadas na Figura 2.1, para revisão das publicações.

Durante o processo de triagem, os revisores frequentemente se reuniam para resolver discrepâncias e abordar quaisquer preocupações relativas aos artigos selecionados para esta revisão.

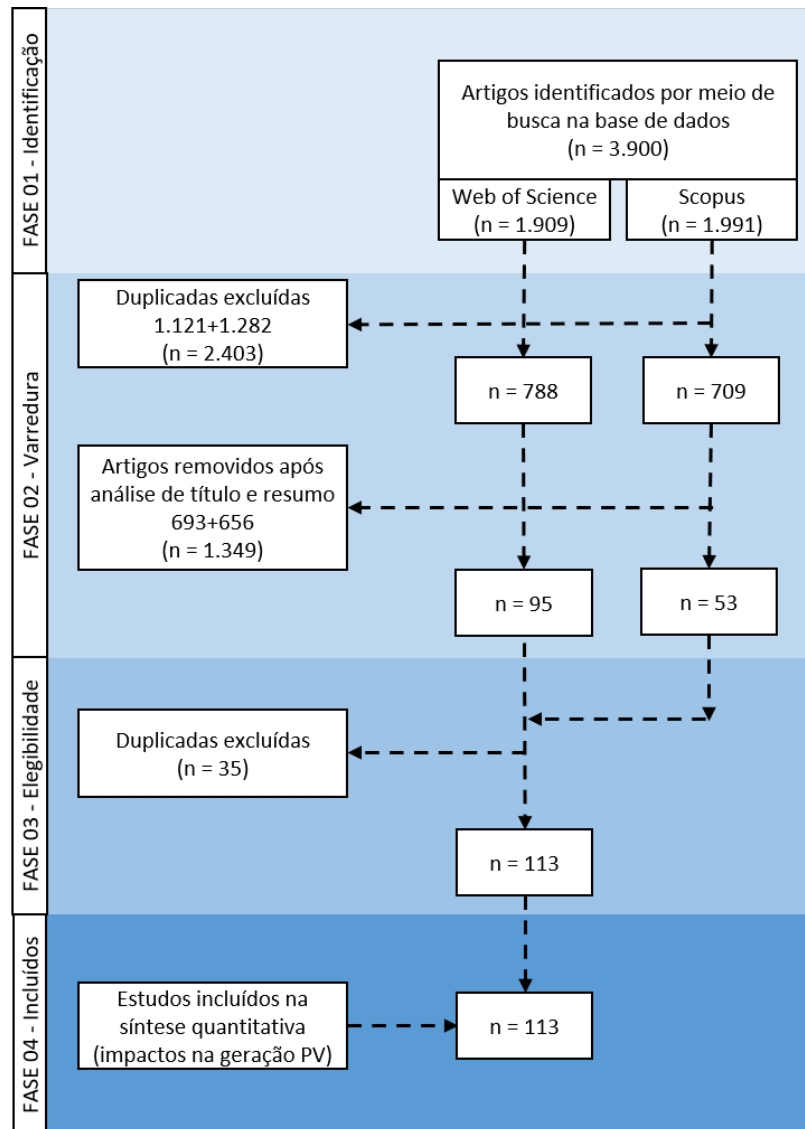


Figura 2.1. Fluxograma PRISMA do estudo na revisão bibliométrica e razões para exclusões.

2.2.3. Tratamento dos dados

O processamento dos dados foi realizado no software Excel 2013 (MICROSOFT, 2013), alimentando-os com informações para a criação de gráficos e tabelas que auxiliaram nas análises quantitativas e qualitativas dos estudos. Os dados necessários foram fornecidos pelas bases de dados WoS e Sco, tais como: título, autores, palavras-chave, número de citações, resumo, ano, país e periódico de publicação.

Além disso, o SciMAT v1.1.04 foi empregado para analisar longitudinalmente o desenvolvimento dinâmico e estrutural de toda a literatura, envolvendo o exame de como uma palavra-chave evoluiu dentro de uma série predefinida de períodos de tempo (HERRERA-VIDEIRA et al., 2020). O SciMAT orchestra os seguintes procedimentos:

- **Identificação:** A análise das palavras-chave da publicação ($n = 735$) envolve a criação de mapas de co-ocorrência utilizando nós, gerando uma rede de co-palavras. Ocorre a identificação das palavras-chave mais cruciais ($n = 587$), seguida do agrupamento de termos e tópicos significativos por meio de um algoritmo.
- **Representação:** Os diagramas estratégicos são elaborados para organizar os termos com base na sua progressão na literatura. Esses diagramas estão estruturados em quatro quadrantes (Q) (Figura 2.2^a): canto superior direito (Q1) = temas centrais e significativos; canto superior esquerdo (Q2) = temas amplamente desenvolvidos ou isolados; canto inferior esquerdo (Q3) = temas emergentes ou em declínio; e canto inferior direito (Q4) = temas abrangentes ou fundamentais. Essas visualizações são geradas considerando os princípios de densidade (força interna) e centralidade (conexões entre redes) (MONTERO-DÍAZ et al., 2018). Além disso, as redes temáticas (Figura 2.2b) retratam o tema principal ligado a outros termos.
- **Especificação:** Os prazos são estabelecidos para categorizar as publicações e facilitar o exame do desenvolvimento dos nós ao longo do tempo. Esses intervalos são determinados a partir do estabelecimento de um volume de publicações que compartilham certas semelhanças. Para este estudo foram definidos três períodos (P1 = 2005–2015; P2 = 2016–2018; P3 = 2019–2021). Porém, no que diz respeito à análise dos autores dos artigos, apenas um período – do início ao fim (PX = 2005–2021) – foi estabelecido. A força das conexões entre os períodos é calculada considerando o número de palavras-chave ou temas compartilhados.
- **Avaliação:** A evolução dos temas é examinada ao longo dos prazos estabelecidos (Figura 2.2c). Adicionalmente, são delineados indicadores de produção alinhados aos critérios de inclusão (Tabela 2.2).

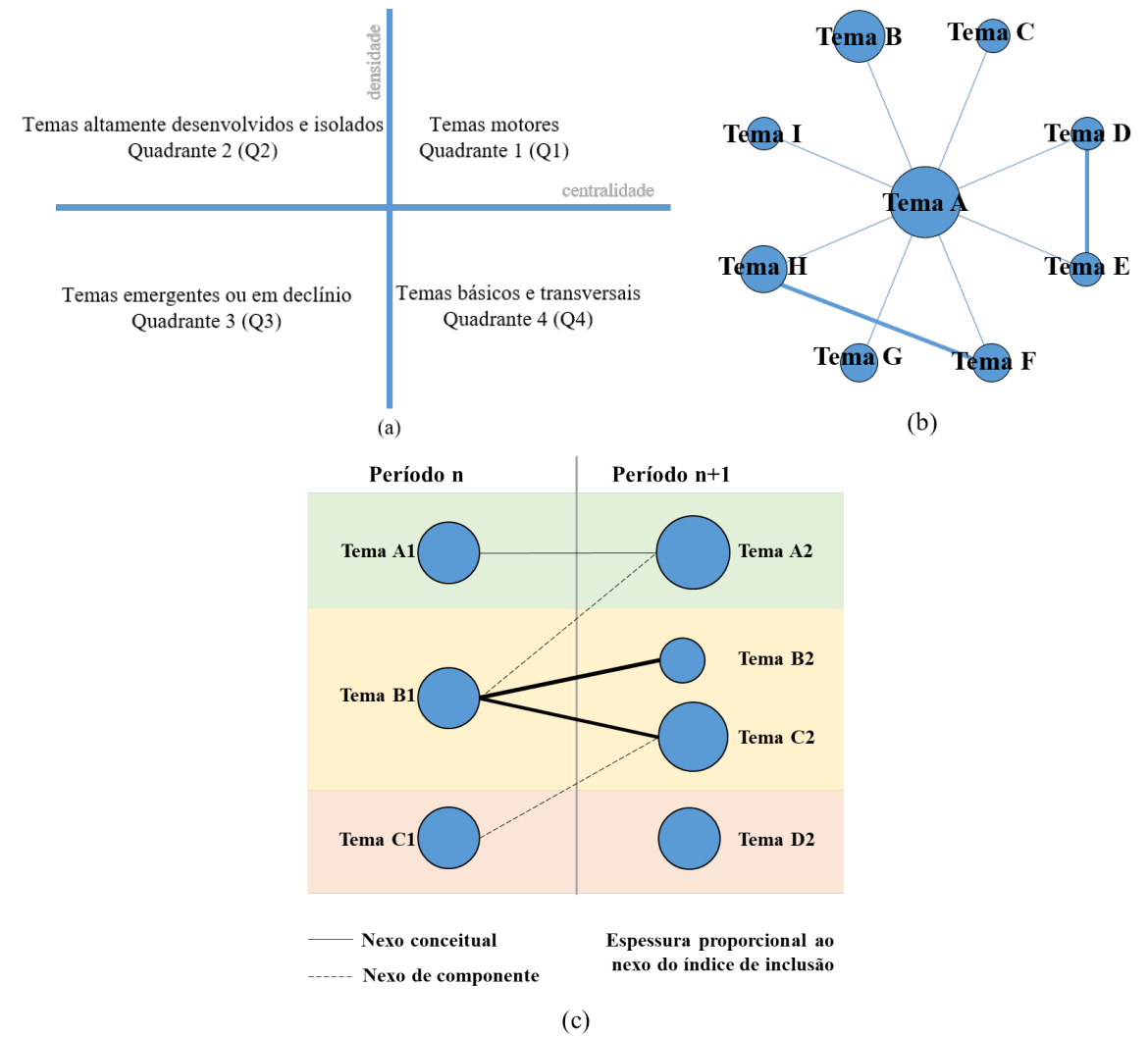


Figura 2.2. Estrutura e dados da análise de co-palavra com SciMAT. (a) Diagrama estratégico, (b) Rede temática. (c) Evolução temática.

Fonte: Marín-Marín et al. (2021).

Tabela 2.2. Indicadores de produção e critérios de inclusão adotados nesse estudo.

Configuração	Valores
Unidade de análise	Palavras-chave
	Web of Science (WoS) e Scopus (Sco)
Limite de frequência	Palavras-chave: $P_1=(2)$, $P_2=(2)$, $P_3=(2)$
Tipo de rede	Co-ocorrência
Limite de valor de união de co-ocorrência	Palavras-chave: $P_1=(2)$, $P_2=(2)$, $P_3=(2)$
Medida de normalização	Índice de equivalência
Algoritmo de clustering	Algoritmo de centros simples
	Tamanho máximo: 9; tamanho mínimo: 2
Tipo de seleção documentos	Mapeador de núcleo
Medida de qualidade	Índice h e número de citações
Medida evolutiva	Índice de Jaccard
Medida de sobreposição	Taxa de inclusão

2.3. Resultados e discussão

2.3.1. Análise da performance bibliométrica

O fluxograma PRISMA (Figura 2.1) mostrou que a pesquisa bibliográfica resultou em um total de 3.900 artigos – sendo 1.909 e 1.991 artigos retornados das bases de dados WoS e Scopus, respectivamente – que foram reduzidos para 788 e 709 após eliminação de duplicatas. Após a revisão dos títulos e resumos, outros 1.349 foram removidos.

Na fase de elegibilidade, como os artigos foram tratados separadamente de acordo com sua base de dados de origem, foi necessária uma nova remoção de duplicatas (35 ao todo). Em seguida, foram escolhidos 113 artigos, abrangendo o período de 2005 a 2021; essas publicações foram utilizadas para síntese quantitativa para delinear o escopo dos estudos relativos aos impactos do CC na PVP (rotulado como #1 a #113 no Arquivo Suplementar S2). A Figura 2.3 representa a cronologia do número de artigos publicados anualmente e número de publicações acumuladas ao longo dos anos no CC-PVP. A progressão tem sido desigual, marcada por três fases distintas. A fase inicial abrange de 2005 a 2015, inclusive. Ao longo desse período, a produção científica normalmente não ultrapassou cinco artigos por ano.

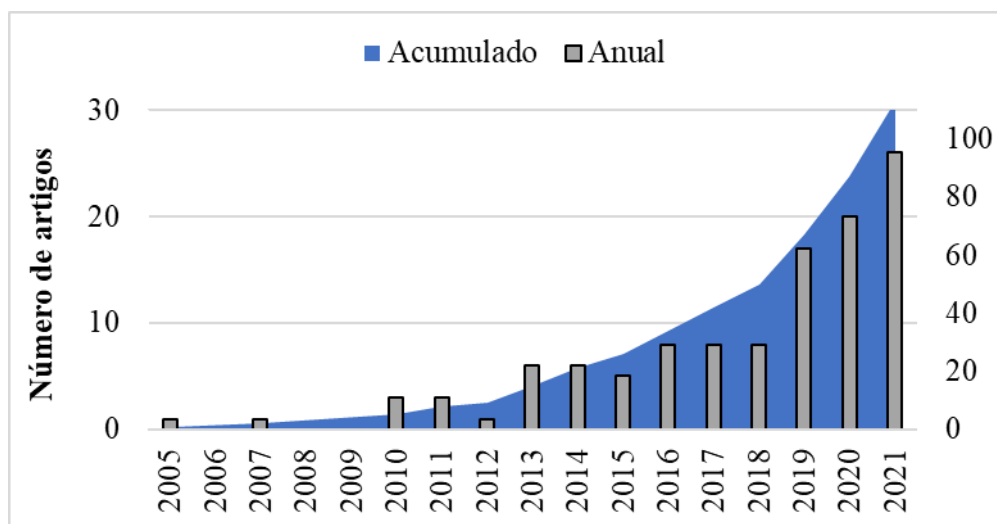


Figura 2.3. Artigos publicados sobre o tema CC-PVP por ano e o quantitativo acumulado.

A segunda fase testemunha um aumento marginal na produção científica entre 2016 e 2018, com uma média de aproximadamente nove artigos por ano com produção consistente. A fase subsequente, que abrange 2019 a 2021, registou um aumento substancial da produção, o que demonstra a relevância do tema no contexto atual.

Sem dúvida, o inglês é o idioma predominante nas publicações científicas sobre CC-PVP (Figura 2.4). Outros idiomas têm produção significativamente menor em comparação ao inglês na literatura científica sobre CC-PVP.

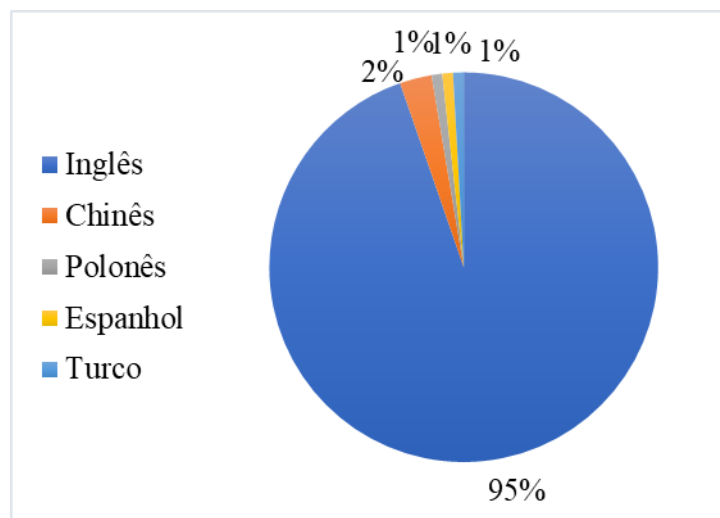


Figura 2.4. Idiomas utilizados nos artigos sobre CC-PVP.

As múltiplas áreas de pesquisa descritas pela WoS, nas quais os artigos estão incluídos, confirmaram a interdisciplinaridade do estudo envolvendo mudanças climáticas e tecnologia fotovoltaica, conforme descrito na Figura 2.5. Embora o foco das publicações tenha sido as mudanças no fornecimento de energia, com 74 artigos em “Energia” e 57 em “Combustíveis”, outras categorias também foram relevantes, como “Tecnologia” e “Ciência Sustentável”, com 46 e 45 artigos, respectivamente. Os tópicos encontrados incluíram eletrônica, meteorologia, termodinâmica, engenharia, ciências ambientais (no que diz respeito à fonte alternativa ecologicamente correta), ciência da computação, ciência dos materiais e economia, entre outros.

A comunidade científica privilegiou artigos de investigação que apresentassem os resultados mais significativos sobre CC-PVP (82 artigos). Além disso, é notável que houve uma quantidade relativamente pequena de artigos de conferências (26 artigos) e artigos de revisão (5 artigos) nesta área de estudo.

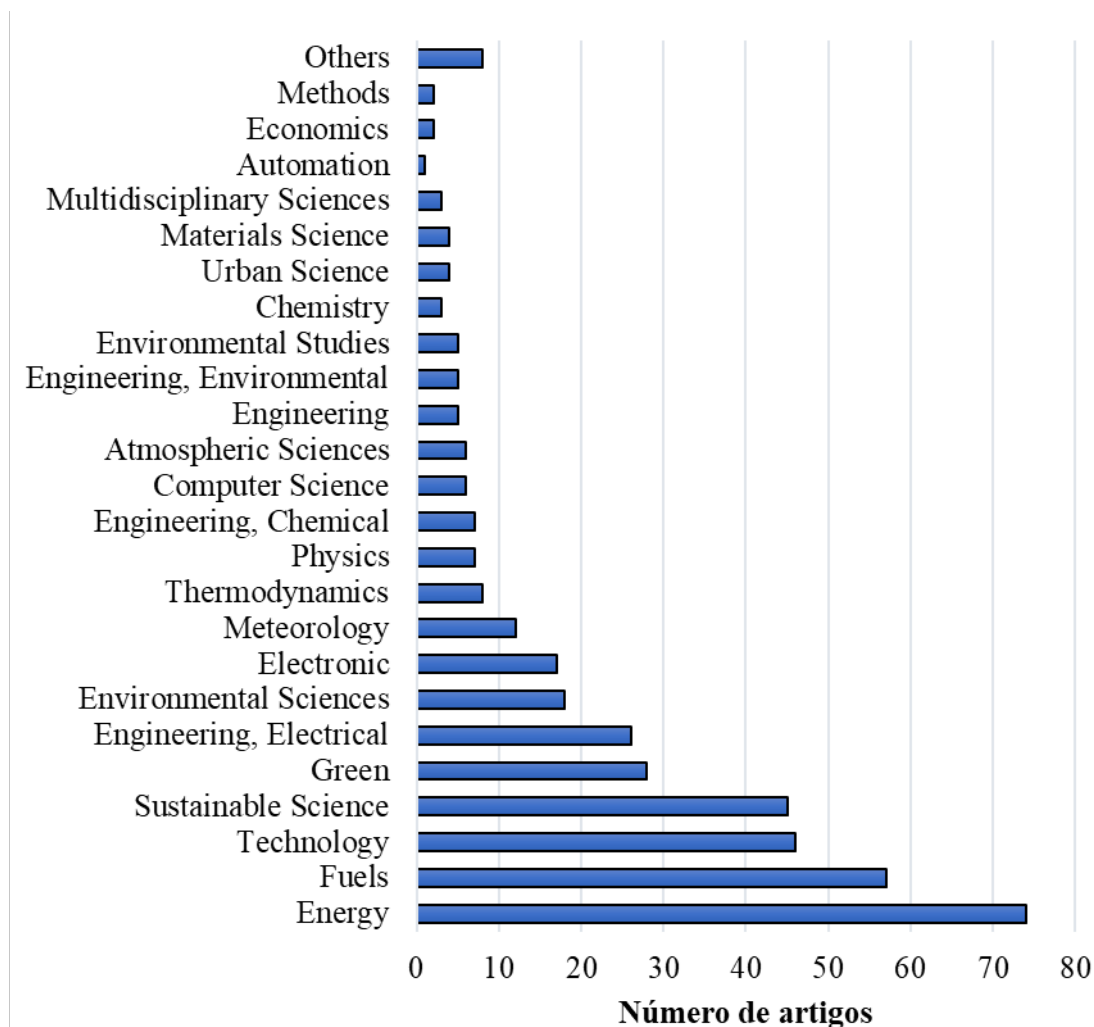


Figura 2.5. Divisão dos artigos por áreas de pesquisa sobre CC-PVP. (Durante esta construção, os trabalhos ditos como interdisciplinares, conforme divisão estabelecida pelas bases WoS e Sco, puderam ser enquadrados em mais de uma área de pesquisa).

No domínio dos estudos CC-PVP, nenhuma instituição científica em particular exibiu volumes de produção notavelmente mais elevados do que as restantes. O número de artigos foi uniforme ao analisar as instituições que ocupam as primeiras posições (Figura 2.6). Um total de 206 instituições teve pelo menos um artigo publicado na área.

A Figura 2.7 destaca os autores com mais de uma publicação, num total de 32 frente ao total de 431 autores. Não há nenhum autor que se destaque dos demais. Observou-se um número limitado de autores apresentando produtividade ligeiramente superior aos demais. Através de uma análise comparativa utilizando o modelo ideal de Lotka (LOTKA, 1926), fica evidente que a produção relacionada ao CC-PVP se aproxima de um nível moderado de maturidade.

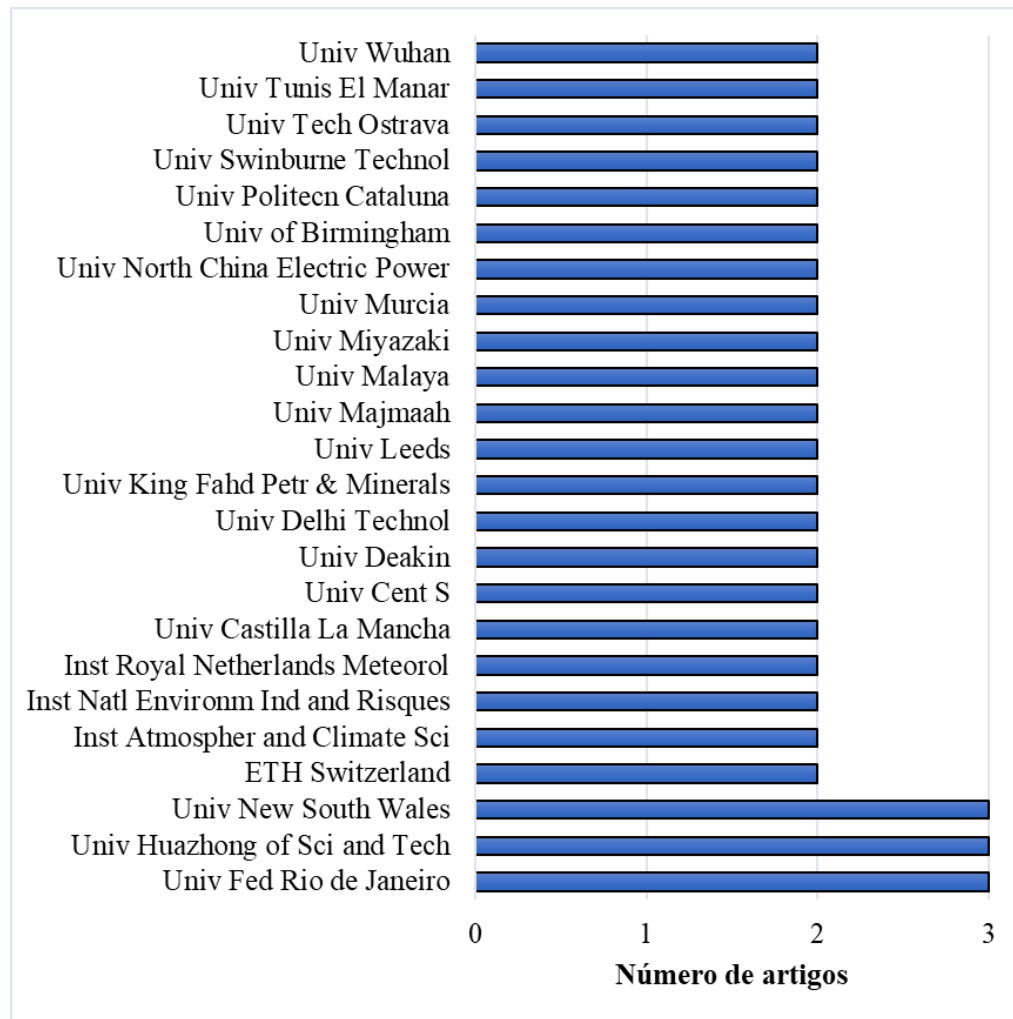


Figura 2.6. Principais instituições de origem dos trabalhos publicados sobre CC-PVP.

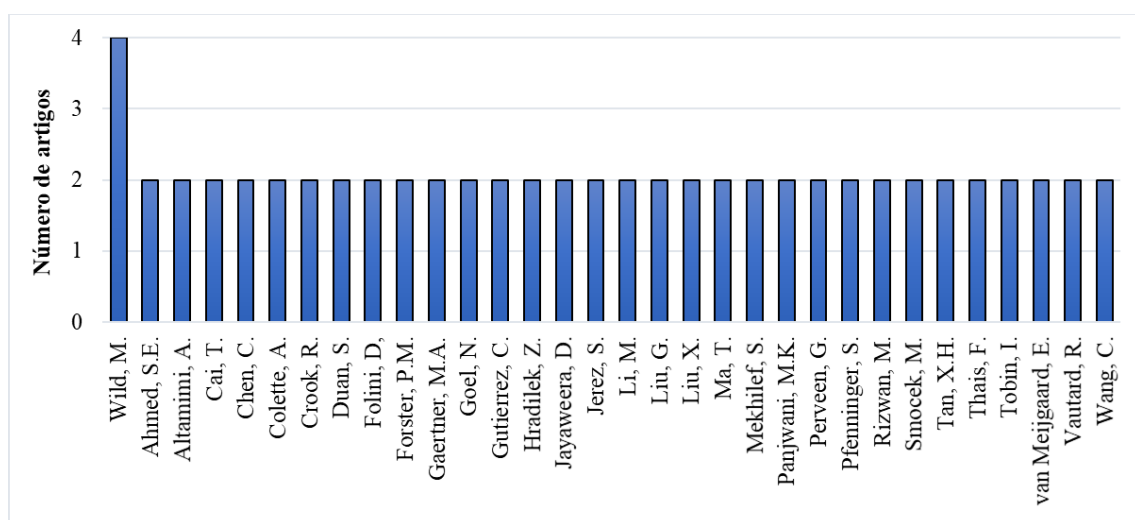


Figura 2.7. Os autores com dois ou mais artigos publicados sobre CC-PVP.

Na Figura 2.8 é possível observar a relação entre os principais autores. Wild M. é o que possui mais relacionamentos, o que justificaria seu maior número de publicações (quatro). Foram encontrados vários grupos científicos que não tinham correlação com os demais, que presumivelmente compõem grupos de pesquisa distintos.

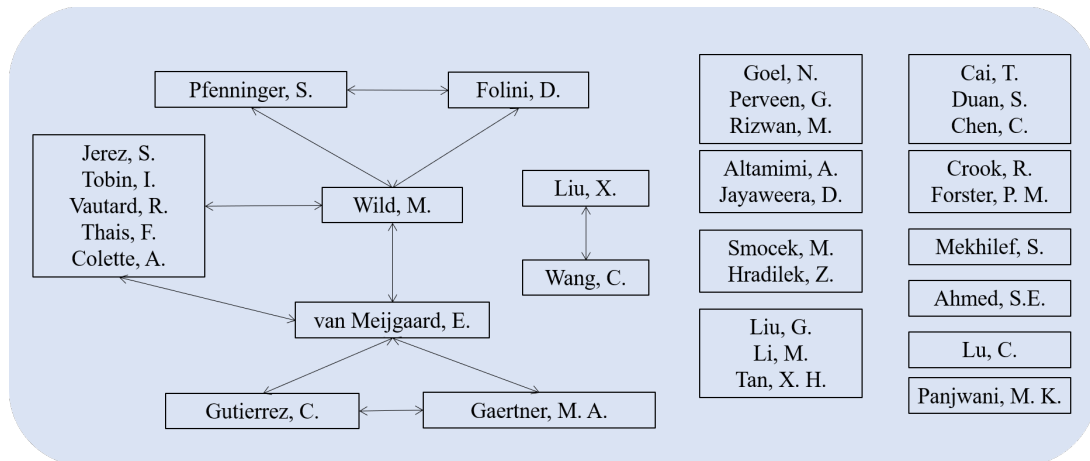


Figura 2.8. Correlação entre os autores mais prolíficos na área de CC-PVP. As linhas indicam trabalho conjunto.

Os artigos foram publicados em 69 bases científicas, a maioria com foco em energia, enquanto outros foram nas áreas de sustentabilidade, meteorologia, tecnologia da informação, automação, termodinâmica, infraestrutura, engenharia e economia. Porém, apenas 10 bases tiveram três ou mais artigos publicados (Figura 2.9). A revista “IEEE Conferences”, que reúne artigos publicados em conferências do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (em inglês *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, IEEE) foi a mais representativa, com 12 publicações, seguida das revistas “Energy”, “Renewable Energy” e “Renewable and Sustainable Energy Reviews”, com 6, 5 e 5 publicações, respectivamente. Todos os periódicos reportados possuem fatores de impacto relevantes, o que aponta para a importância dos artigos sobre o tema.

A Figura 2.10 explica o arranjo territorial referente ao local onde os estudos foram realizados e ao número de autores por território. Entre esses países, a China surge com destaque no ranking com impressionantes 17 publicações, superando a segunda e a terceira posições – ocupadas pelos Estados Unidos da América (EUA) e pela Austrália – em mais de 50%. Notavelmente, a maioria dos artigos publicados é de autoria de pesquisadores de países desenvolvidos como EUA, Austrália, Espanha, Suíça e Reino Unido. No entanto, o

estudo também sublinha contribuições substanciais de países em desenvolvimento como a China e a Índia, significando o seu impacto notável sobre o assunto.

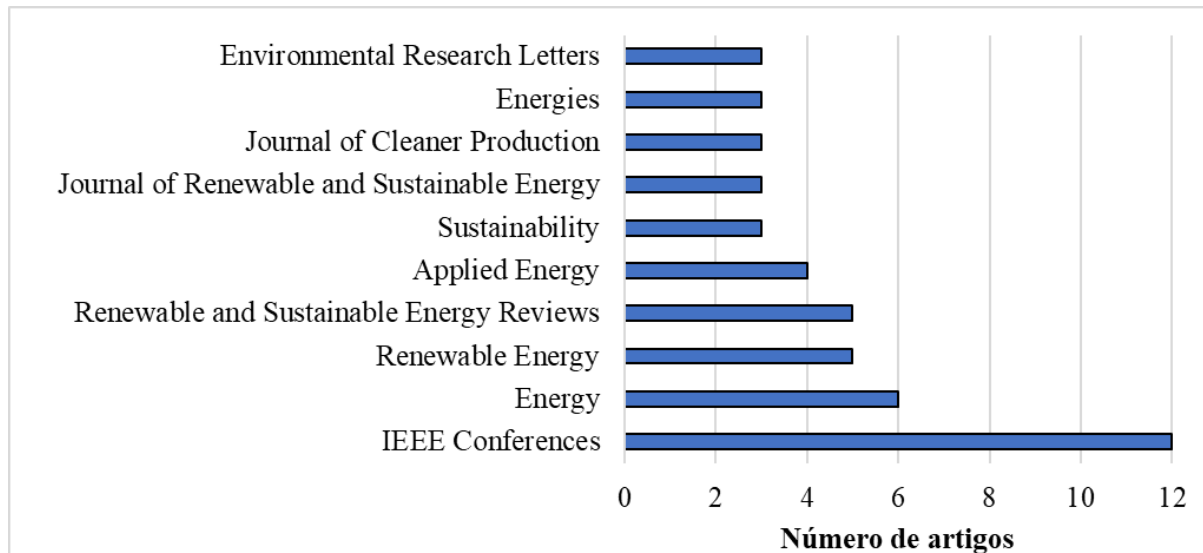


Figura 2.9. Bases científicas que tiveram publicados dois ou mais trabalhos sobre CC-PVP.

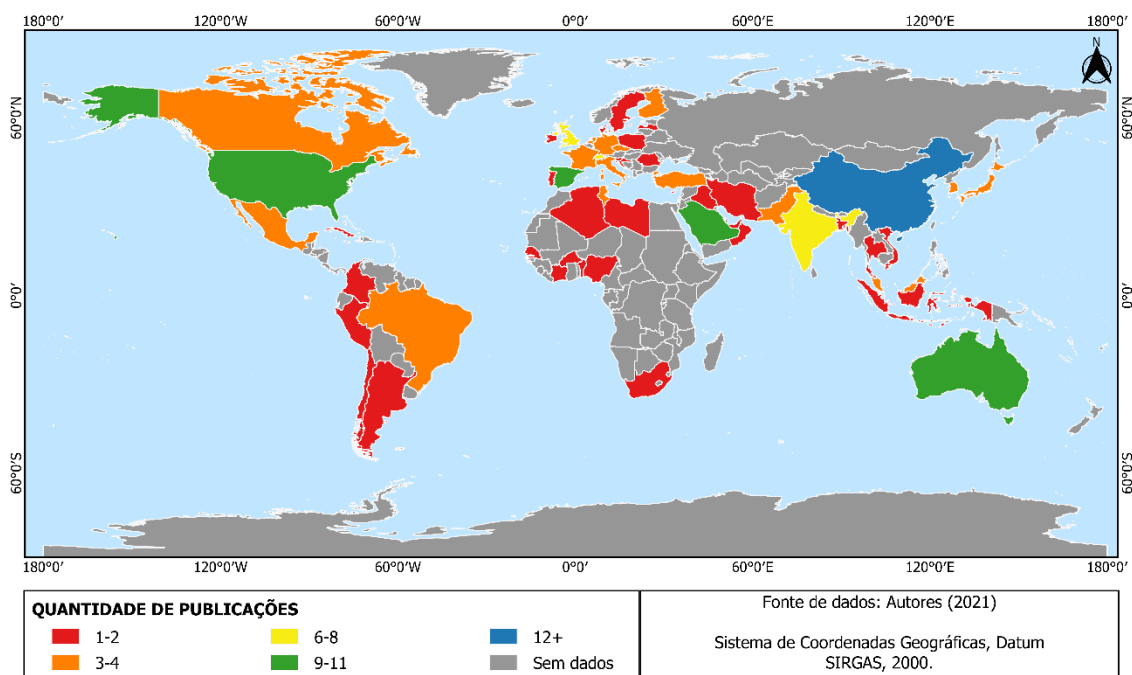


Figura 2.10. Países dos pesquisadores de desenvolvimento dos estudos sobre CC-PVP e seus quantitativos. (A construção se deu a partir da nacionalidade de todos os autores de cada trabalho, e não apenas do primeiro (principal) autor. Assim, um único trabalho pode ter sido atribuído a mais de um país).

O volume de citações de manuscritos centrados na pesquisa CC-PVP é moderado em comparação com outros domínios de pesquisa. Notavelmente, o artigo de Pfenninger et al. (2016) surge como o mais citado, acumulando um total de 388 citações, seguido por Das et al. (2018), que obteve 300 citações. É interessante notar que, entre os seis artigos mais citados, apenas um é artigo de revisão e um é artigo de conferência (Tabela 2.3).

Tabela 2.3. Os seis artigos mais citados de acordo com as bases Web of Science e Scopus sobre CC-PVP.

Reference	Type	Citations	
		Web of Science	Scopus
Pfenninger et al. (2016)	Article	388	-
Das et al. (2018)	Review article	248	300
Jerez et al. (2015)	Article	117	123
Cai et al. (2010)	Conference article	-	122
Crook et al. (2011)	Article	112	111
Smith et al. (2014)	Article	103	109

2.3.2. Desenvolvimento estrutural e temático

A Figura 2.11 retrata a evolução das palavras-chave em diferentes períodos, assemelhando-se a uma imagem de raio-X. Revela vários detalhes pertinentes essenciais para análise. As setas ascendentes indicam a contagem de palavras-chave não utilizadas nos períodos subsequentes. As setas descendentes significam a adição de novas palavras-chave dentro de um período específico. As datas horizontais representam a quantidade de palavras-chave sobrepostas entre dois períodos. Os círculos indicam o número de palavras-chave utilizadas pelos autores em cada período.

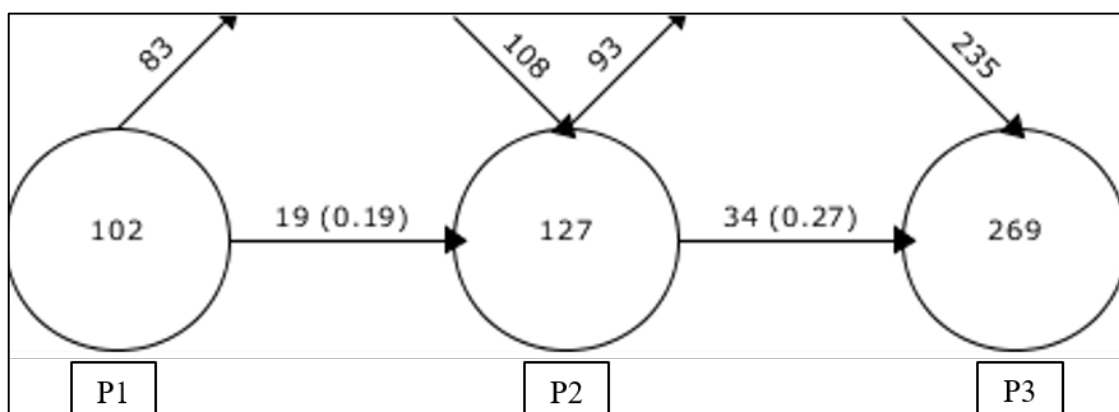


Figura 2.11. Continuidade de palavras-chave dos trabalhos analisados sobre CC-PVP entre intervalos contíguos.

Neste caso, estes dados indicam a ausência de uma trajetória de investigação claramente definida ao longo do tempo. Isto é evidenciado pelas percentagens de sobreposição entre períodos consecutivos, que atingem 19% entre 2005–2015 e 2016–2018, e 27% entre 2016–2018 e 2019–2021 – ambos abaixo de 30%. Contudo, a comparação entre os dois últimos períodos mostra um aumento percentual. Esta tendência pode sugerir o surgimento de uma trajetória de investigação num futuro próximo, embora ainda numa fase formativa.

A evolução temática das pesquisas relacionadas ao CC-PVP foi gerada a partir do índice de Jaccard (REAL e VARGAS, 1996). Essa métrica estabelece associações entre temas, considerando se a ligação entre os temas depende de palavras-chave ou de outros temas. Uma linha contínua no gráfico significa uma conexão temática, representando uma ligação conceitual. Por outro lado, uma linha tracejada indica um link baseado em palavras-chave, denotando uma conexão não conceitual. Além disso, chama a atenção a espessura da linha de ligação, significando o volume de palavras-chave ou temas sobrepostos. Uma espessura maior significa um número maior de elementos compartilhados entre temas adjacentes.

A Figura 2.12 destaca vários aspectos notáveis. Principalmente, há um número surpreendentemente baixo de conexões entre temas adjacentes, significando a ausência de ligações entre as diversas trajetórias de pesquisa dentro dos estudos CC-PVP. Em segundo lugar, existe apenas uma linha de investigação que indica continuidade nos três períodos, representada por “climate change”, “PV cell” e “forecasting”, respectivamente.

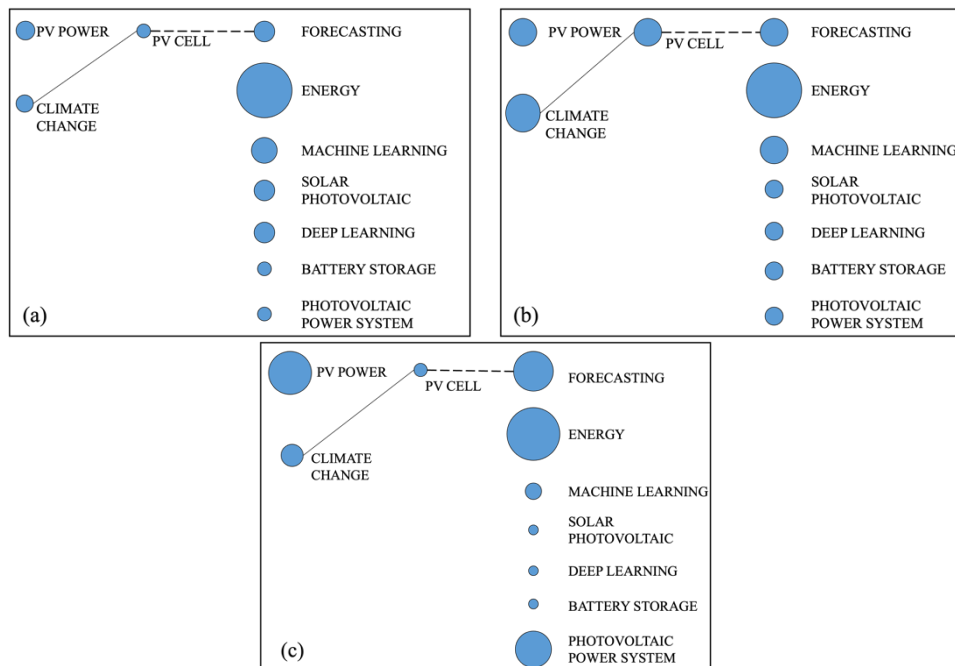


Figura 2.12. Evolução temática por diferentes medidas de qualidade: (a) número de documentos, (b) índice h de todos os autores, e (c) número de citações.

Além disso, é possível observar que o termo “Energy” é relevante, independente da medida de qualidade, enquanto os termos “PV power”, “Forecasting” e “Photovoltaic power system” se destacam quando se considera o número de citações, e o termo “mudanças climáticas” é evidente quando se considera o índice h.

Para analisar os temas mais marcantes do CC-PVP, serão apresentados os diagramas estratégicos de cada período selecionado, construídos pelo SciMAT com base nas medidas de densidade e centralidade de Callon, Courtial e Laville (1991), conforme realizado anteriormente. Os volumes das esferas que serão apresentados nestes diagramas equivalem ao número de citações recebidas pelos temas que representam.

2.3.2.1. Primeiro período (2005 a 2015)

De acordo com o diagrama estratégico apresentado na Figura 2.13(a), observou-se que a produção científica se centra em dois temas: “climate change” e “PV power”. Fazendo parte do quadrante dos temas motores, que são aqueles altamente desenvolvidos ou essenciais para a construção da área de pesquisa, o tema “PV power” destaca-se como o mais importante deste período. O tema “climate change”, por estar no centro, surge como um tema emergente e transversal, e força motriz para investigação.

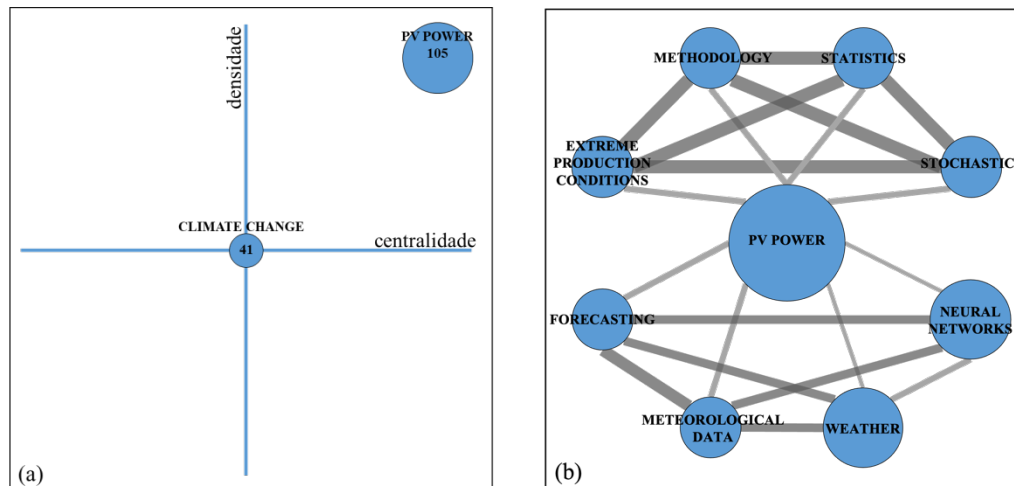


Figura 2.13. Dados bibliométricos do período de 2005 a 2015. (a) Diagrama estratégico, e (b) rede de clusters do tema “PV power”.

Como tema mais relevante do período, “PV power” possui uma rede de clusters (Figura 2.13(b)) que é dividida em duas grandes áreas: avaliação da produção de energia fotovoltaica utilizando métodos estatísticos e avaliação utilizando métodos de inteligência artificial associados ao uso de energia fotovoltaica. Dados meteorológicos.

A Tabela 2.4 apresenta dados sobre o número de publicações dos temas que se destacaram neste período, as citações obtidas por essas publicações e os valores do índice h. Observa-se que ambos os temas alcançaram números significativos de citações, embora os valores do índice h tenham sido baixos.

Tabela 2.4. Desempenho dos temas no período de 2005 a 2015.

Tema	Publicações	Citações	Índice h
<i>Climate change</i>	3	41	3
<i>PV power</i>	4	105	2

2.3.2.2. Segundo período (2016 a 2018)

De acordo com o diagrama estratégico apresentado na Figura 2.14(a), a produção científica concentra-se em apenas um tema: “PV cell”. Isto está no quadrante dos temas motores, que são aqueles altamente desenvolvidos ou essenciais para a construção da área de pesquisa, sendo os mais importantes deste período.

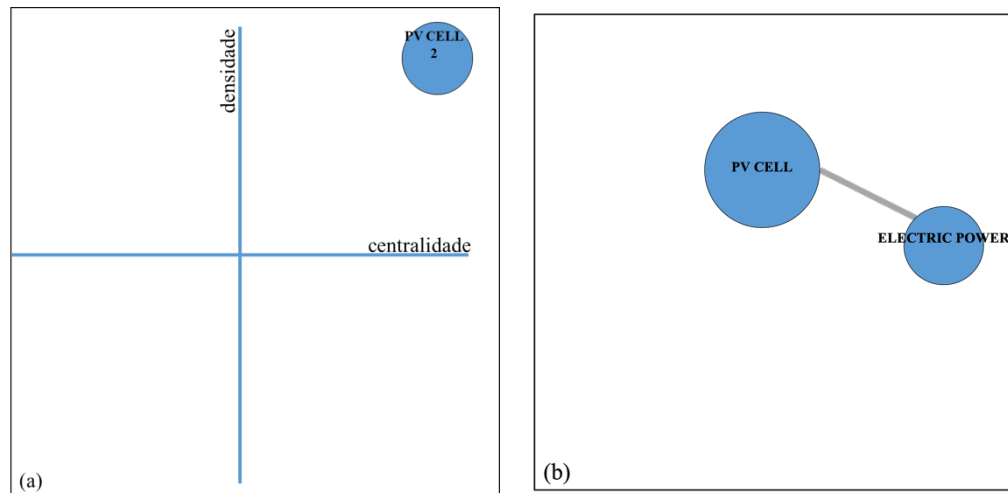


Figura 2.14. Dados bibliométricos do período de 2016 a 2018. (a) Diagrama estratégico, e (b) rede de clusters do tema “PV cell”.

A “célula PV”, apesar de ser o tema mais relevante do período, possui uma rede de clusters bastante reduzida (Figura 2.14(b)), possuindo apenas um cluster adicional, “electric power”. Assim, entende-se que o período foi caracterizado pela concentração de estudos em uma única linha voltados às características elétricas da tecnologia fotovoltaica.

A Tabela 2.5 apresenta valores baixos para o número de publicações, citações, bem como para o índice h do tema mais relevante para o período de 2016 a 2018. Assim, conclui-se que a produtividade científica foi baixa e sem muito impacto quando comparada ao período anterior.

Tabela 2.5. Desempenho dos temas no período de 2016 a 2018.

Tema	Publicações	Citações	Índice h
<i>PV cell</i>	2	13	2

2.3.2.3. Terceiro período (2019 a 2021)

De acordo com o diagrama estratégico apresentado na Figura 2.15(a), a produção científica deste período está concentrada em sete temas. Fazendo parte do quadrante dos temas motores, que são aqueles altamente desenvolvidos ou essenciais para a construção da área de pesquisa, destacaram-se os temas “forecasting” e “deep learning”. Inserido no quadrante dos temas básicos e transversais, considerados importantes para o campo científico, os temas “machine learning” e “energy” também se apresentaram como relevantes. O período atual apresenta uma notável expansão no escopo das áreas de estudo, com destaque especial para a aplicação de técnicas de aprendizado de máquina na

avaliação de sistemas fotovoltaicos. Este período supera os seus antecessores em termos de diversidade e profundidade de áreas de investigação, centrando-se nomeadamente na integração de métodos de aprendizagem automática nas avaliações de sistemas fotovoltaicos.

O tema “energy” possui uma rede altamente interdisciplinar de clusters (Figura 2.15(b)) que relaciona principalmente temas de energia, alterações climáticas e energia solar. O tema “forecasting” possui, em sua rede de clusters (Figura 2.15(c)), temas como “electric power”, “smart power grids” e “photovoltaic generation”, o que indica que os pesquisadores estão observando como a produção fotovoltaica e a energia elétrica o consumo se comportará no mundo, especialmente quando se consideram as mudanças climáticas. De modo geral, as densidades dos temas indicam que não se trata de uma área completamente consolidada, mas sim de uma área em contínua expansão.

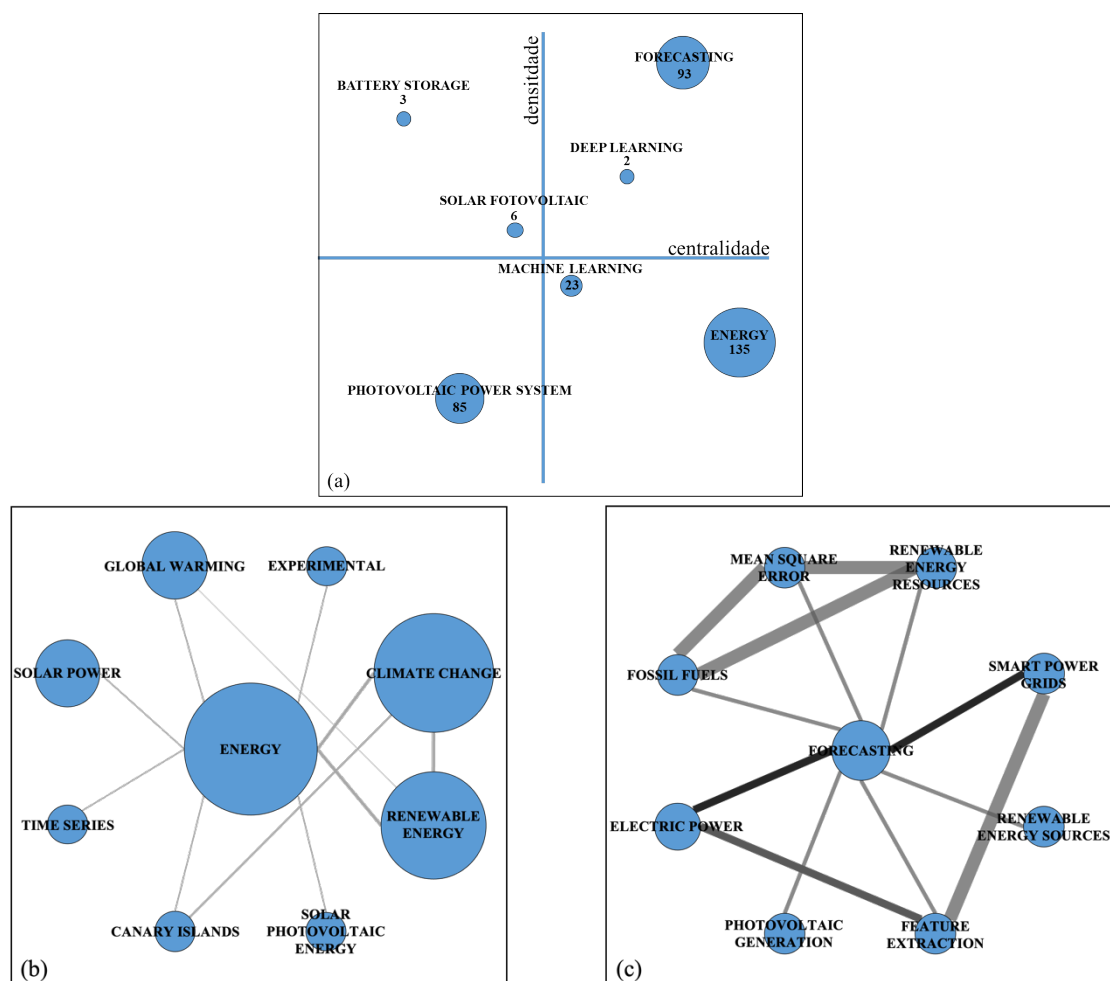


Figura 2.15. Dados bibliométricos do período de 2019 a 2021. (a) Diagrama estratégico, (b) rede de clusters do tema “Energy”, e (c) rede de clusters do tema “Forecasting”.

A Tabela 2.6 apresenta dados sobre o número de publicações dos temas que se destacaram no período de 2019 a 2021, as citações obtidas por essas publicações e os respectivos valores do índice h. Observa-se que o tema “energy” se destaca, no número de publicações, no número de citações e no fator de impacto obtido pelo índice h, destacando sua transversalidade.

Tabela 2.6. Desempenho dos temas no período de 2019 a 2021.

Tema	Publicações	Citações	Índice h
<i>Energy</i>	17	135	5
<i>Forecasting</i>	4	93	2
<i>Photovoltaic power system</i>	2	85	1
<i>Machine learning</i>	6	23	2
<i>Solar photovoltaic</i>	4	6	1
<i>Battery storage</i>	2	3	1
<i>Deep learning</i>	4	2	1

2.4. Conclusão

Este estudo foi realizado para analisar e destacar aspectos relevantes da produção científica internacional sobre CC-PVP publicada entre 1960 e 2021 e recuperada nas coleções bibliográficas Web of Science e Scopus. Dos 3.900 artigos filtrados até os 113 artigos publicados em 69 bases científicas, produzidos por 431 autores diferentes de 206 instituições e 56 países, constatou-se que a produção sobre esta temática aumentou significativamente nos últimos três anos, especialmente em 2021, que produziu 26 artigos, o maior número do período analisado.

Esta evolução permitiu um aumento no grau de maturidade deste campo de investigação, o que foi observado quando se comparam as publicações por autor com o que é expresso pela Lei de Lotka. Quanto aos autores que mais produziram, constatou-se que trinta e dois publicaram dois ou mais artigos. Entre eles, destacou-se Martin Wild, do Institute for Atmospheric and Climate Science (Suíça), com quatro publicações. Em relação aos países, quatro tiveram 10 ou mais publicações, destacando-se a China com o maior número de publicações, 17 artigos, seguida da Austrália e dos Estados Unidos, ambos com 11.

No que diz respeito às bases científicas, a revista “IEEE Conferences”, que reúne artigos publicados em conferências da entidade IEEE, foi a que concentrou o maior número de publicações, 12 artigos, seguida das revistas “Energy”, “Renewable Energy” e “Renewable and Sustainable Energy Reviews”, com 6, 5 e 5, respectivamente. Todos os

periódicos reportados possuem fatores de impacto relevantes, o que mostra a importância dos artigos sobre o tema. Dentre eles, destaca-se Applied Energy com maior índice (SJ2019 = 3,607), além de quatro artigos publicados entre 2005 e 2021.

As instituições mais produtivas, com três artigos cada, foram a Universidade Federal do Rio de Janeiro (Brasil), a Universidade de Huazhong de Ciência e Tecnologia (China) e a Universidade de Nova Gales do Sul (Austrália).

Quanto aos artigos considerados como a possível elite deste campo de pesquisa, os dois com maior número de citações foram os de Pfenninger et al. (2016) e Das et al. (2018), ambos publicados em revistas de alto impacto: “Energy” e “Renewable and Sustainable Energy Reviews”, respectivamente.

A área que concentra o maior número de publicações sobre CC-PVP é “energy”, com 74 artigos, seguida de “fuels” e “technology” com 57 e 46, respectivamente, o que demonstra a importância do CC-PVP em áreas interdisciplinares.

Ao observar palavras-chave consistentes em intervalos consecutivos, ficou evidente que não existe uma trajetória de pesquisa definida evoluindo ao longo do tempo. Esta falta de continuidade decorre da percentagem de sobreposição entre períodos contíguos, que se mantém consistentemente abaixo dos 30%. Contudo, na comparação entre os dois últimos períodos, verifica-se um aumento deste percentual, indicando um potencial surgimento de uma trajetória de pesquisa num futuro próximo. No entanto, esta direção parece estar num estágio incipiente de desenvolvimento.

Os diagramas estratégicos, obtidos pelo SciMAT, mostram os temas predominantemente abordados nos períodos analisados. Assim, foi possível apurar que no período entre 2005 e 2015, as publicações no CC-PVP centraram-se em dois temas: “climate change” e “PV power”. Desses temas, o único identificado como altamente desenvolvido ou essencial para a construção da área de pesquisa foi “PV power”, que recebeu 105 citações, a maior quantidade deste período.

O segundo período caracterizou-se pela concentração de estudos em uma única linha voltados às características elétricas da tecnologia fotovoltaica.

No terceiro período o foco foi em sete temas, entre os quais se destacaram dois: “energy” e “forecasting”. O tema “energy” possui uma rede de clusters bastante interdisciplinar que relaciona principalmente os temas de energia, alterações climáticas e energia solar. “Forecasting” surge com uma rede de clusters que indica que os pesquisadores estão investigando como se comportará a produção fotovoltaica e o

consumo de energia elétrica no mundo, principalmente quando se consideram as mudanças climáticas. O destaque de citações deste terceiro período foi o tema “energy”, com 135 registros, seguido de “forecasting”, com 93.

As limitações deste estudo são a utilização de apenas duas bases de dados, Web of Science e Scopus, e a possibilidade de artigos que tratam do assunto não incluírem os termos aqui utilizados para identificar estudos sobre CC-PVP. Para pesquisas futuras, sugere-se ampliar o escopo desta análise, comparando seus resultados com a amostra de outras coleções bibliográficas, seguindo os mesmos procedimentos.

2.5. Referências

- ANDRÉS, A. Measuring Academic Research: how to undertake a bibliometric study. **Measuring Academic Research**. Cambridge: Chandos Publishing, 2009.
- BAURZHAN, S.; JENKINS, G. P. Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? **Renewable. Sustainable Energy Reviews** v. 60, p. 1405-1418, 2016.
- BUSH, M.J. **Climate change and renewable energy: How to end the climate crisis**. 1. Ed. Cham: Springer International Publishing, 2020. P. 525.
- CAI, T.; DUAN, S.; CHEN, C. Forecasting power output for grid-connected photovoltaic power system without using solar radiation measurement. In Proceedings of the 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Hefei, China, 16–18 June 2010; Volume 10, pp. 773–777.
- CALLON, M.; COURTIAL, J. P.; LAVILLE, F. Co-word analysis as a tool for describing the network of interactions between basic and technological research: The case of polymer chemistry. **Scientometrics**, v. 22(1), 155–205, 1991.
- CARMONA-SERRANO, N.; MORENO-GUERRERO, A. J.; MARÍN-MARÍN, J. A.; LÓPEZ-BELMONTE, J. Evolution of the autism literature and the influence of parents: a scientific mapping in Web of Science. **Brain Sciences**, v. 11(1), 1–16, 2021.
- COBO, M.J.; LÓPEZ-HERRERA, A.G.; HERRERA-VIEDMA, E.; HERRERA, F. SciMAT: A new Science Mapping Analysis Software Tool. **Journal of the American Society for Information Science and Technology**, v. 63(8), 1609-1630, 2012.
- CRAIG, M. T.; LOSADA CARREÑO, I.; ROSSOL, M.; HODGE, B-M.; BRANCUCCI, C. Effects on power system operations of potential changes in wind and solar generation potential under climate change. **Environmental Research Letters**, v. 14, 034014, 2019.
- CROOK, J.A.; JONES, L.A.; FORSTER, P.M; CROOK, R. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy Environ. Sci.**, v. 4, 3101–3109, 2011.
- DA GUARDA, E.L.A.; DOMINGOS, R.M.A.; JORGE, S.H.M.; DURANTE, L.C.; SANCHES, J.C.M.; LEÃO, M.; CALLEJAS, I.J.A. The influence of climate change on renewable energy systems designed to achieve zero energy buildings in the present: A case study in the Brazilian Savannah. **Sustain. Cities Soc.**, v. 52, 101843, 2020.

- DAS, U.K.; TEY, K.S.; SEYEDMAHMOUDIAN, M; MEKHILEF, S.; IDRIS, M.Y.I.; VAN DEVENTER, W.; HORAN, B.; STOJCEVSKI, A. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 81, 912–928, 2018.
- EMODI, N.V.; CHAIECHI, T.; BEG, A.B.M.R.A. The impact of climate variability and change on the energy system: A systematic scoping review. **Science of the Total Environment**, v. 676, p. 545–563, 2019.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; JACKSON, R. B. Climate change extremes and photovoltaic power output. **Nature Sustainability**, v. 4, 270-276, 2021.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; LABBE, F. Rural electrification efforts based on off-grid photovoltaic systems in the Andean region: comparative assessment of their sustainability. **Sustainability**. V. 9, 1825, 2017.
- GUTIÉRREZ, C.; DE LA VARA, A.; GONZÁLEZ-ALEMÁN, J. J.; GAERTNER, M. A. Impact of climate change on wind and photovoltaic energy resources in the Canary Islands and adjacent regions. **Sustainability**, v. 13, 4104, 2021.
- HERRERA-VIEDMA, E.; LÓPEZ-ROBLES, J. R.; GUALLAR, J.; COBO, M. J. Global trends in coronavirus research at the time of Covid-19: A general bibliometric approach and content analysis using SciMAT. **El Profesional de la Información**, v. 29(3), 1–20, 2020.
- HIRSCH, J. An index to quantify an individual's scientific research out-put. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, 102, 16569–16572, 2005.
- IPCC. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021.
- JEREZ, S.; TOBIN, I.; VAUTARD, R; MONTÁVEZ, J.P.; LÓPEZ-ROMERO, J.M.; THAIS, F.; BARTOK, B.; CHRISTENSEN, O.B.; COLETTE, A.; DÉQUÉ, M.; et al. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. *Nature Communication*, v. 6, 10014, 2015.
- LIBERATI, A.; ALTMAN, D.G.; TETZLAFF, J.; MULROW, C.; GÖTZSCHE, P.C.; IOANNIDIS, J.P.; CLARKE, M.; DEVEREAUX, P.J.; KLEIJNEN, J.; MOHER, D. The PRISMA statement for reporting systematic reviews and meta-analyses of studies that evaluate health care interventions: Explanation and elaboration. **PloS Med.**, v. 6, e1000100, 2009.
- LÓPEZ-BELMONTE, J.; MORENO-GUERRERO, A. J.; LÓPEZ-NÚÑEZ, J. A.; HINOJO-LUCENA, F. J. Augmented reality in education. A scientific mapping in Web of Science. **Interactive Learning Environments**, 1–15, 2020.
- LÓPEZ-ROBLES, J. R.; OTEGI-OLASO, J. R.; PORTO, I.; COBO, M. J. 30 years of intelligence models in management and business: a bibliometric review. **International Journal of Information Management**, v. 48, 22–38, 2019.
- LOTKA, A. J. The frequency distribution of scientific productivity. **Journal of the Washington Academy of Sciences**, v. 16(12), 317–323, 1926.
- MARÍN-MARÍN, J. A.; MORENO-GUERRERO, A. J.; DÚO-TERRÓN, P.; LÓPEZ-BELMONTE, J. STEAM in education: a bibliometric analysis of performance and co-words in Web of Science. **International Journal of STEM Education**. V. 8 (41), 2021.
- MICROSOFT. **Excel. 2013**. Disponível em: <https://www.microsoft.com/>. Acesso em: 13 jul. 2021.

- MONTERO-DÍAZ, J.; COBO, M. J.; GUTIÉRREZ-SALCEDO, M.; SEGADO-BOJ, F.; HERRERA-VIEDMA, E. Mapeo científico de la Categoría «Comunicación» en WoS (1980-2013). **Comunicar**. V. 26(55), 81–91, 2018.
- MORENO-GUERRERO, A. J., GÓMEZ-GARCÍA, G., LÓPEZ-BELMONTE, J., & RODRÍGUEZ-JIMÉNEZ, C. Internet addiction in the Web of Science database: a review of the literature with scientific mapping. **International Journal of Environmental Research and Public Health**, v. 17(8), 1–16, 2020.
- NOYONS, E. C. M.; MOED, H. F. (1999). Combining Mapping and Citation Analysis for Evaluative Bibliometric Purposes: A Bibliometric Study, **Journal of the American Society for Information Science**, v. 50(2), 115–131, 1999.
- PÉREZ, J. C.; GONZÁLEZ, A.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J.; FELIPE, J. Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 133, 749–759, 2019.
- PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. **Energy**, v. 114, 1251–1265, 2016.
- POLMAN, A.; KNIGHT, M.; GARNETT, E.C.; EHRLER, B.; SINKE, W.C. Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges. **Science**, v. 352, aad4424, 1-10, 2016.
- REAL, R.; VARGAS, J. M. The probabilistic basis of Jaccard's index of similarity. **Systematic Biology**, v. 45(3), 380–385, 1996.
- SMITH, C.J.; FORSTER, P.M.; CROOK, R. Global analysis of photovoltaic energy output enhanced by phase change material cooling. *Appl. Energy* **2014**, 126, 21–28.
- SPINAK, E. Indicadores cienciométricos. **Acimed**, v. 9(2), 42–49, 1998.
- TODESCHINI, R.; BACCINI, A. Handbook of bibliometric indicators: quantitative tools for studying and evaluation research. **Weinheim: Wiley-VCH**. 2016
- VAN RUIJVEN, B. J.; DE CIAN, E.; SUE, I. Wing amplification of future energy demand growth due to climate change. **Nature Communications**, v. 10, 2762, 2019.
- VANTI, N. A. P. Da bibliometria à webometria: uma exploração conceitual dos mecanismos utilizados para medir o registro da informação e a difusão do conhecimento. **Artículo**, v. 31(2), 152–162, 2002.
- ZHU, J.; LIU, W. A tale of two databases: the use of Web of Science and Scopus in academic papers. **Scientometrics**, v. 123, 321–335, 2020.

CAPÍTULO 3 – IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA SOB A PERSPECTIVA DE MODELOS CLIMÁTICOS: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA

Resumo

Concentrações mais elevadas de gases de efeito estufa resultantes de ações antropogênicas associadas à produção de energia são uma das causas das mudanças climáticas. Nesse contexto, vários esforços têm sido empreendidos na busca por alternativas mais sustentáveis, com a tecnologia fotovoltaica se destacando entre as diferentes possibilidades. No entanto, a produção PV é dependente da variabilidade climática futura, o que é uma fonte de incerteza que pode dificultar o planejamento energético e prejudicar a eficácia dos sistemas. Este estudo investiga como diferentes autores abordaram o tema dos impactos das mudanças climáticas no potencial produção fotovoltaica sob a perspectiva de simulações utilizando modelos climáticos. Para isso, uma busca foi realizada utilizando palavras-chave relacionadas ao tema na base de dados Web of Science e, após filtragem, gerou uma amostra de 58 artigos sobre o tema do impacto das mudanças climáticas na produção fotovoltaica, que foram submetidos a uma revisão sistemática. Com a análise e classificação dos artigos, 14 foram quantificados como abordagem indireta usando simulações de modelos climáticos. Os principais GCMs (modelos climáticos globais, em inglês *Global Climate Model*) e RCMs (modelos climáticos regionais, em inglês *Regional Climate Models*) usados em cada estudo, bem como as equações para estimar PVP e as bases de dados de previsão meteorológica, foram identificados. Os estudos encontrados na literatura têm se concentrado principalmente na África, Europa e China.

Palavras-chave: Energia solar, taxa de desempenho, GCM, RCM, previsão.

3.1. Introdução

As mudanças climáticas são um fenômeno natural que tem sido observado ao longo da história da Terra (PEIXÓTO; OORT, 1992). No entanto, o IPCC (2019) afirma que o aumento atual das temperaturas globais médias é atribuído principalmente aos níveis elevados de GHGs na atmosfera. Essas concentrações mais altas de GHGs são resultado de atividades humanas, incluindo a queima de combustíveis fósseis e a rápida expansão de áreas urbanas (DA GUARDA et al., 2020). Associadas aos serviços de produção de energia, as emissões antropogênicas de GHGs e aerossóis são uma das causas históricas

(IPCC, 2021) e futuras (ZHAO et al., 2020) das mudanças climáticas. Recentemente, as discussões sobre as causas e os efeitos desse fenômeno, associadas ao tema dos problemas na demanda e consumo de energia, têm aumentado e ganhado atenção em diversos debates ao redor do mundo. Existem diferentes opções para reduzir as emissões de GHGs e simultaneamente atender à demanda humana por serviços de energia, que se espera que aumente devido às mudanças climáticas (PEREZ et al., 2019; VAN RUIJVEN et al., 2019).

Diante desse cenário, a energia renovável preenche a lacuna entre as ciências do clima e da energia, desempenhando um papel muito importante nas estratégias de descarbonização e mitigação dos efeitos adversos das mudanças climáticas (BUSH, 2020) e suas possíveis consequências para as sociedades e o meio ambiente (IPCC, 2019). O relatório do IPCC (2021) sugeriu que alterações notáveis nas projeções climáticas futuras levarão a investimentos governamentais substanciais em energia e impulsionarão a inovação no setor energético (PACHAURI e MAYER, 2015). Em esforços para alcançar o objetivo de redução das emissões de carbono, houve um aumento significativo global na implantação de fontes de energia renovável (TESKE, 2019).

A geração de energia PV, que envolve a conversão direta da luz solar em eletricidade, tem mostrado um potencial de crescimento significativo e tem a capacidade de eventualmente rivalizar com as fontes de energia convencionais (YANG et al., 2019). A queda no custo dos sistemas PV e os avanços na eficiência da produção de energia (POLMAN et al., 2016) desempenharam um papel fundamental no aumento da instalação de painéis solares fotovoltaicos. Existem outros fatores que contribuem para a popularidade da tecnologia PV: implementação fácil, modularidade, baixa manutenção e, principalmente, uma curva de aprendizado rápida (BAURZHAN e JENKINS, 2016). Assim, projetos solares PV têm a capacidade de fazer uma contribuição significativa para mitigar as mudanças climáticas (FERON et al., 2017). No entanto, a sensibilidade desses sistemas às condições atmosféricas e às variações climáticas futuras introduz incerteza, o que pode representar desafios para o planejamento energético e potencialmente impactar a eficácia dos sistemas PV. Essa incerteza pode dificultar os investimentos no setor de energia PV (FERON et al., 2020; CRAIG et al., 2019).

Assim, ao contemplar a implementação de uma usina fotovoltaica, torna-se crucial avaliar os recursos renováveis futuros em vez de depender exclusivamente das condições atuais, especialmente quando estão envolvidos investimentos de longo prazo (PEREZ et

al., 2019). Essa abordagem prospectiva permite uma avaliação mais abrangente do potencial de energia renovável e garante que o investimento esteja alinhado com objetivos de sustentabilidade de longo prazo. Em geral, projeções das mudanças climáticas são necessárias para estabelecer possíveis cenários futuros a fim de criar subsídios para o desenvolvimento de estratégias de redução de GHGs (CISCAR e DOWLING, 2014).

Diante da crescente preocupação com o clima futuro, modelos climáticos têm sido desenvolvidos. O primeiro modelo de circulação geral foi desenvolvido no Laboratório de Dinâmica de Fluidos da NOAA no final da década de 1960 em Princeton, EUA. Esse modelo levou em consideração as interações entre processos oceânicos e atmosféricos e como os fatores climáticos influenciavam as mudanças climáticas (NOAA, 2017). Atualmente, os modelos climáticos globais (em inglês *Global Climate Model*, GCMs) e os modelos climáticos regionais (em inglês *Regional Climate Models*, RCMs) são as principais ferramentas usadas para gerar dados climáticos futuros a partir de diversos parâmetros, como temperatura do ar, radiação solar, entre outros (PAŠIČKO, BRANKOVIĆ e ŠIMIĆ, 2012; QUEIROZ et al., 2016).

Dentro desse tema, embora haja vários estudos – como Wachsmuth et al. (2013), Burnett et al. (2014), Ohunakin et al. (2015), Huber et al. (2016), Fant et al. (2016), Gil et al. (2018), De Jong et al. (2019), Craig et al. (2019), Lawin et al. (2019), Soares et al. (2019), Tang et al. (2019^a, 2019^b) – avaliando os impactos das mudanças climáticas em variáveis meteorológicas que influenciam a produção de energia PV, eles não examinaram minuciosamente o impacto dessas mudanças no PVP.

Vários estudos buscaram examinar a literatura sobre a avaliação do impacto das mudanças climáticas na produção de energia PV. Antonanzas et al. (2016) concentraram-se em pesquisas recentes relacionadas à previsão de energia solar, mas não exploraram extensivamente modelos de previsão de energia PV. Por outro lado, Gandomanin et al. (2016) realizaram uma revisão da previsão de curto prazo da produção de energia solar fotovoltaica com ênfase na influência da cobertura de nuvens. Wan et al. (2015) e Raza et al. (2016) investigaram várias técnicas de previsão de energia PV e solar, mas não abordaram especificamente estudos que utilizam modelos climáticos.

Métodos numéricos foram revisados recentemente por Das et al. (2018), Sobri et al. (2018) e por Akhter et al. (2019), que também não examinaram minuciosamente os métodos climáticos. Métodos numéricos são baseados em dados históricos e na capacidade de extrair informações dos dados para prever séries temporais. Eles incluem métodos

baseados em Abordagens Estatísticas (em inglês *statistical approaches*, as), técnicas de aprendizado de máquina (em inglês *machine learning techniques*, MLT) e híbridos que combinam os dois métodos anteriores.

Assim, o presente estudo busca identificar os principais resultados relacionados aos impactos das mudanças climáticas (em inglês *impacts of climate change*, ICC) na PVP sob a perspectiva de modelos climáticos. Uma abordagem abrangente e rigorosa foi empregada para conduzir uma revisão da literatura, visando estabelecer correlações entre a produção futura de PV e sua suscetibilidade às mudanças climáticas em escalas regionais e globais. Os resultados desta pesquisa fornecerão insights valiosos para empresas de energia PV e formuladores de políticas para facilitar o planejamento do futuro sistema energético. As seções subsequentes deste artigo estão estruturadas da seguinte forma: A Seção 3.2 esboça as metodologias utilizadas na realização da revisão sistemática de escopo; A Seção 3.3 apresenta uma análise da revisão da literatura, focando nos efeitos da variabilidade e mudança climática (em inglês *climate variability and change*, CVC); A Seção 3.4 oferece uma discussão abrangente, resumindo os resultados, identificando lacunas de pesquisa e avaliando as forças e limitações da revisão sistemática de escopo; e finalmente, a Seção 3.5 fornece a conclusão do estudo.

3.2. Metodologia

Foram utilizadas análises de cluster e de conteúdo, que descreveram e interpretaram o conhecimento e os dados apresentados nos artigos, e revisaram o conteúdo dos artigos selecionados, atendendo a critérios específicos de confiabilidade e validação (HAM-BALOYI; JORDAN, 2016). As etapas de desenvolvimento metodológico são descritas na Figura 3.1.

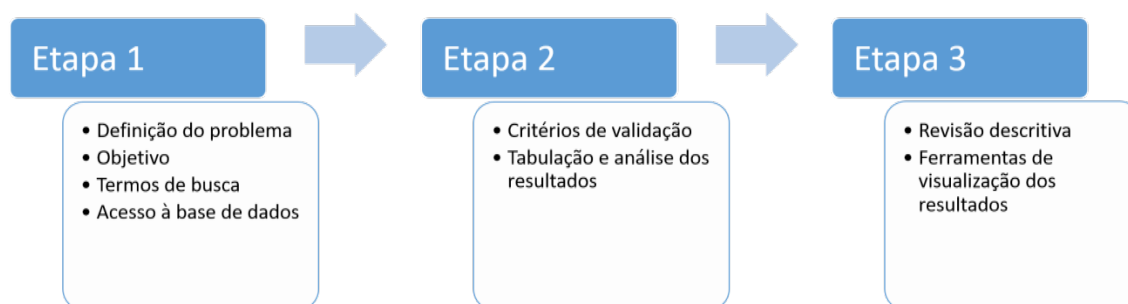


Figura 3.1. Resumo descritivo do procedimento metodológico empregado.

Etapa 1 – Entradas

Inicialmente, foi necessário definir a pergunta que orientou esta revisão: *Quais são as características, amplitude e resultados das pesquisas existentes sobre os impactos das mudanças climáticas no potencial de produção fotovoltaica sob a perspectiva de simulações usando modelos climáticos?*

Neste ponto, buscou-se estimar a relevância do problema a ser analisado, além de definir o objeto de estudo. Posteriormente, foi realizada uma análise exploratória sobre como os impactos das mudanças climáticas no potencial de produção fotovoltaica são abordados e analisados na literatura. As principais palavras adotadas nos artigos para definir os termos de busca também foram identificadas, com base em Emodi et al. (2019).

Etapa 2 – Processamento

Esse estágio do estudo refere-se à definição do portfólio, descrito detalhadamente para possibilitar a replicação do método. Sua elaboração fundamentou-se na preparação de redes de busca delimitadas pelo tema do estudo (EMODI et al., 2019).

Dessa forma, foram realizadas as buscas na plataforma da *Web of Science* (WoS), uma das bases de dados de maior prestígio mundial (MORENO-GUERRERO, 2020), por meio de termos considerados relevantes referentes à análise dos impactos das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica, conforme a Figura 3.2. Foram incluídos trabalhos publicados até a data de 31/12/2023.

A primeira fase da pesquisa descreveu o processo de investigação de periódicos relacionados às palavras-chave. Os termos utilizados foram divididos em TI (“títulos”) e TS (“tópico”). Essa estrutura escolhida pretendeu trazer os “títulos” como figura central da busca e correlacioná-los com os “tópicos”. Os termos incompletos utilizados na busca, como “*Climat**”, acrescidos do “*”, representam uma forma de busca, onde a base retorna os resultados das variações do termo: “*Climate*” e “*Climatic*”. Os termos com “coringa” (?) utilizados na busca, como “*?ffect**”, representam uma forma de busca, onde a base retorna resultados com variação de uma única letra: “*affect*”, “*affected*” e “*effect*”.

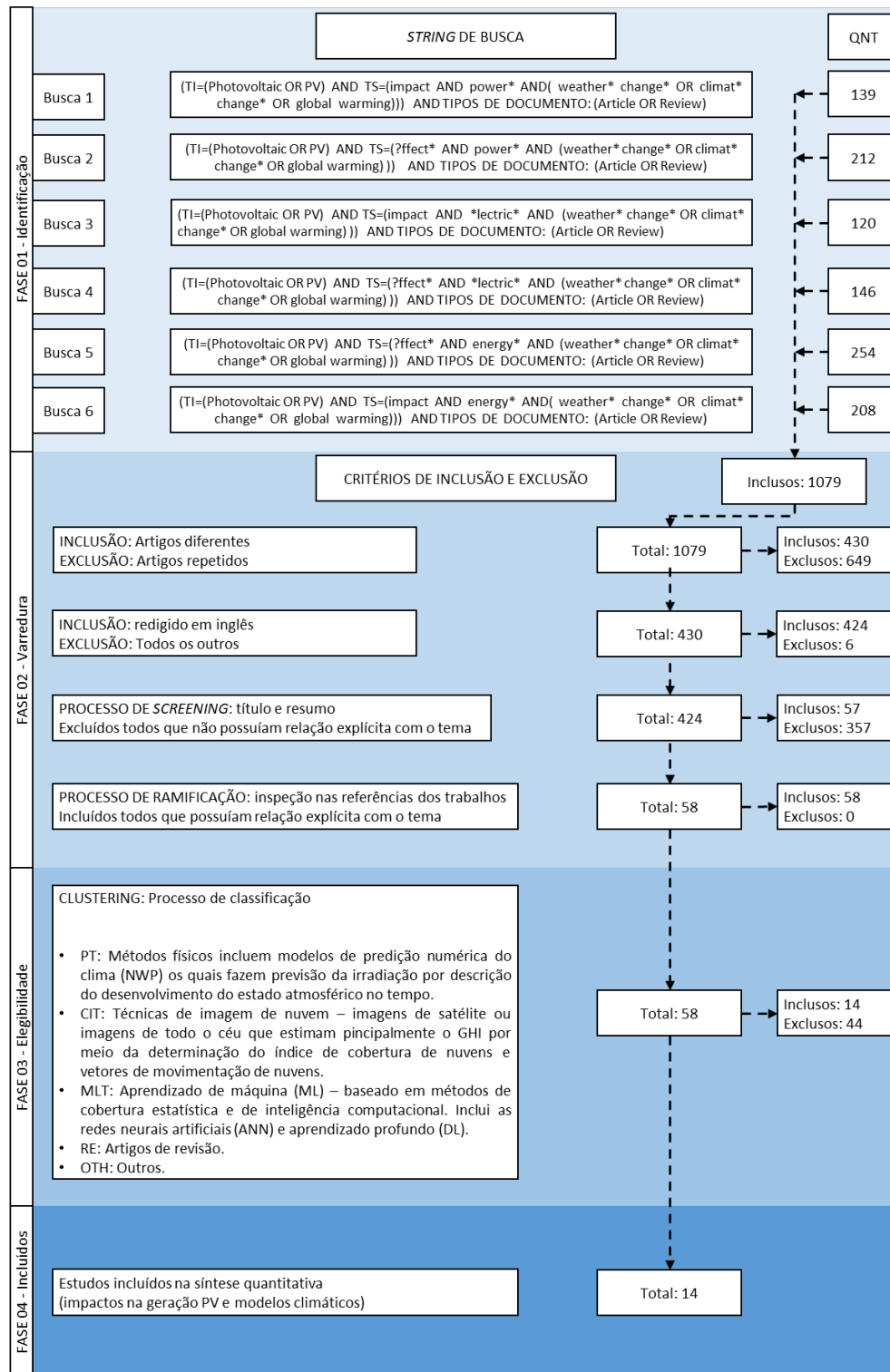


Figura 3.2. Descrição e refino da busca das referências bibliográficas utilizadas no estudo.

A segunda fase compreendeu os critérios de inclusão e exclusão operados para seleção dos estudos, conforme observado na Figura 3.2. Primeiramente, na base da WoS, foram escolhidos apenas artigos científicos e de revisão. Em seguida, ainda na plataforma

da WoS, foram excluídos todos os trabalhos duplicados e redigidos em idioma diferente do inglês. Após essa seleção prévia, diante de um número considerável de trabalhos, realizou-se o processo de *screening*, em que foram lidos os títulos e resumos de todos os artigos, e excluídos aqueles fora do escopo do estudo e incluídos todos os trabalhos referenciados pelos já selecionados que possuíam relação explícita com o tema, processo denominado *branching*, que neste estudo resultou na inclusão de apenas um novo trabalho.

A terceira fase, caracterizada pelo processo de *clustering*, classifica-os de acordo com o eixo temático, por análise de conteúdo, referente ao (s) pilar (es) da metodologia de análise e previsão da produção de energia fotovoltaica (PT, CIT MLT, RE e OTH, Figura 3.2). Foram utilizados termos relacionados para auxiliar na afinidade de inclusão em cada categoria (EMODI et al., 2019). Considerando o objetivo deste trabalho, apenas os artigos que utilizaram modelos climáticos para avaliar quali-quantitativamente os impactos das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica foram considerados elegíveis.

Etapa 3 – Saídas

O tratamento dos dados foi realizado no *software* Excel 2013 (MICROSOFT, 2013), alimentando-o com informações para criação de gráficos e tabelas que auxiliaram na análise quantitativa e qualitativa dos estudos. Os subsídios necessários foram fornecidos pelo próprio banco de dados da WoS, tais como: título, autores, palavras-chave, número de citações, resumo, ano, país e periódico de publicação.

Os balanços quantitativos e qualitativos embasaram a melhor compreensão dos trabalhos analisados. A revisão de escopo foi usada para mapear sistematicamente a literatura, identificar conceitos-chave na pesquisa, tipos e fontes de evidências para auxiliar a formulação de políticas e pesquisas.

3.3. Características dos estudos da revisão sistemática

3.3.1. Principais trabalhos

Seguindo a metodologia descrita na Seção 3.2 (Figura 3.2): na primeira fase, um total de 1.079 artigos foi incluído; na segunda fase, após eliminar os artigos repetidos, aqueles escritos em um idioma diferente do inglês e com título e/ou resumo com um assunto diferente do foco do presente estudo, e avaliando as referências, apenas 58 artigos permaneceram; finalmente, na terceira fase, após análise detalhada do conteúdo, um total de 14 artigos foi extraído. Todos os quatorze artigos utilizaram modelos climáticos para avaliar quali-quantitativamente os impactos das mudanças climáticas na produção de

energia fotovoltaica num horizonte de longuíssimo prazo. Os principais trabalhos foram os de Crook et al. (2011), Panagea et al. (2014), Gaetani et al. (2014), Wild et al. (2015), Jerez et al. (2015^a), Gunderson et al. (2015), Bazyomo et al. (2016), Smith et al. (2017), Pérez et al. (2019), Zou et al. (2019), Bichet et al. (2019), Zhao et al. (2020), Sawadogo et al. (2020) e Feron et al. (2021).

3.3.2. Modelos climáticos utilizados

De acordo com Diagne et al. (2013), os modelos climáticos podem ser categorizados em três tipos: globais (cobrindo toda a Terra), mesoescala (abrangendo parte da Terra) e regionais (focados em regiões locais específicas). Os GCMs são os principais instrumentos utilizados para modelagem climática em larga escala, capazes de gerar resultados razoáveis em escalas espaciais e temporais extensas (MACGUFFIE e HENDERSON-SELLERS, 2006). No entanto, devido à sua baixa resolução (tanto espacial quanto temporal), os GCMs têm limitações quando se trata de avaliações precisas em escala regional (BICHET et al., 2019).

Os RCMs são a resposta para superar essas limitações (JEREZ et al., 201^a). Os RCMs oferecem uma resolução aprimorada tanto em aspectos temporais quanto espaciais, possibilitando uma representação mais precisa dos processos atmosféricos de mesoescala sob condições climáticas presentes e futuras (BARTÓK et al., 2017; TORMA et al., 2015; CHRISTENSEN et al., 2007). Os RCMs enfrentam uma desvantagem significativa devido à presença de incertezas substanciais em suas projeções. A pesquisa sobre mudanças climáticas atribui principalmente essas incertezas a vários fatores, incluindo as técnicas empregadas para impor condições de contorno nos RCMs, os métodos de downscaling adotados e os cenários de emissão de GHGs utilizados (CHEN et al., 2011).

Os modelos climáticos globais e regionais utilizados na previsão da PVP são apresentados nas Tabelas 3.1 a 3.3. A divisão em três tabelas foi realizada para organizar melhor os dados. A partir das tabelas, é possível notar que Crook et al. (2011) foram os pioneiros nessa linha de pesquisa. Os autores realizaram uma investigação sobre os potenciais impactos das mudanças na temperatura e irradiação solar na geração de energia PV e energia solar concentrada (em inglês *concentrated solar power*, CSP) ao longo do século 21. Para isso, eles obtiveram dados climáticos projetados de dois GCMs. Em seu estudo, Crook et al. (2011) enfatizaram a importância de conduzir análises semelhantes usando uma variedade mais ampla de modelos climáticos para melhorar a compreensão da variabilidade na produção de energia devido a incertezas nas projeções de irradiação solar.

As descobertas iniciais apresentadas pelos autores podem ser consideradas como uma estimativa preliminar de magnitude.

3.3.2.1. Análise de todo o globo

Um total de seis trabalhos utilizaram modelos climáticos para analisar a ICC-PVP no nível da China ou do globo inteiro (Tabela 3.1). Devido ao fato de analisar o futuro a partir de modelos, que têm inúmeras incertezas, é verificado na Tabela 3.1, como esperado, que os trabalhos utilizam mais de um modelo GCM para realizar as análises da magnitude e consistência do ICC-PVP a nível mundial. Os trabalhos de Wild et al. (2015) e Zou et al. (2019) utilizaram, respectivamente, 39 e 37 modelos globais do CMIP5 (2013), enquanto Feron et al. (2021) utilizou 7 modelos; Crook et al. (2011), 2 modelos; Zhao et al. (2020), 3 modelos; e Smith et al. (2017) apenas um GCM.

Em um estudo comparativo de 14 modelos do CMIP3, o modelo HadCM3 foi reconhecido como um dos modelos com melhor desempenho para insolação média global anual sob céu claro. No entanto, é importante observar que este estudo não incluiu o HadGEM1 (WILD et al., 2006). Ao levar em conta o HadGEM1, torna-se evidente que ele supera ligeiramente o HadCM3 e possui maior potencial para reproduzir com precisão mudanças futuras. Isso se deve à inclusão no HadGEM1 de uma abordagem de modelagem de aerossóis mais avançada e baseada em física (CROOK et al., 2011). Pode ser observado nas Tabelas 3.1 a 3.3 que Crook et al. (2011) foram os primeiros e últimos a usar a família de modelos climáticos HadGEM1, e os trabalhos posteriores (Wild et al., 2015; Jerez et al., 2015^a; Pérez et al., 2019; Bichet et al., 2019; Sawadogo et al., 2020) usaram a próxima versão desenvolvida pelo Escritório de Meteorologia do Reino Unido (HadGEM2).

Nas simulações realizadas por Smith et al. (2017) com o modelo HadGEM2-CCS sob RCP4.5 e empregando o método de geoengenharia, Injeção de Sulfato Estratosférico (em inglês *Stratospheric Sulfate Injection*, SSI), no período de 2040-2059, os autores analisaram o ICC-PVP.

Tabela 3.1. Modelos climáticos utilizados por trabalhos que analisaram a China ou todo o globo.

GCM	Artigos
ACCESS1.0	1 2
ACCESS1.3	1 2 3
BNU-ESM	1
BCC-CSM1.1	1
BCC-CSM1.1(m)	1
CanESM2	1 2 3
CanCM4	2
CCSM4	1 2
CESM1-BGC	1
CESM1-CAM5	1 2
CESM1-WACCM	1
CMCC-CESM	1 2
CMCC-CMS	1 2
CMCC-CM	1 2
CNRM-CM5	1 2 5
CNRM-CM5-2	2
CSIRO-Mk3.6.0	1 2
CSIRO-Mk3L.1.2	2
EC-EARTH	1
FGOALS-g2	1
FGOALS-s2	1 2
FIO-ESM	1
GFDL-CM3	1
GFDL-ESM2G	1
GFDL-ESM2M	1 3
GISS-E2-H	1 2
GISS-E2-H-CC	2
GISS-E2-R	1 2
GISS-E2-R-CC	2
HadCM3	4 2
HadGEM1	4.
HadGEM2-AO	1 2
HadGEM2-CC	1 2
HadGEM2-CCS	6
HadGEM2-ES	1 2
INM-CM4	1 2 5 3
IPSL-CM5A-LR	1 2
IPSL-CM5A-MR	1 2
IPSL-CM5B-LR	1 2
MIROC5	1 2
MIROC4h	2
MIROC-ESM-CHEM	1 2 3
MIROC-ESM	2
MPI-ESM-LR	1 2 5 3
MPI-ESM-MR	1 2
MPI-ESM-P	2
MRI-CGCM3	1 2 3
MRI-ESM1	2
NorESM1-ME	1 2
NorESM1-M	1 2

Legenda: 1. Wild et al. (2015); 2. Zou et al. (2019); 3. Feron et al. (2021); 4. Crook et al. (2011); 5. Zhao et al. (2020); 6. Smith et al. (2017).

Tabela 3.2. Modelos climáticos utilizados por trabalhos que analisaram um país, uma região ou toda a Europa.

GCM\RCM	HIRHAM5 (v2)	RACMO22 T (v1)	RCA4 (v1)	REMO2009 (v1)	CCLM4- 8-17 (v1)	ALADIN	C4IRCA3	ETHZ- CLM	MPI- M- REMO	SMHIRCA	CNRM- RM5.1	WRF
APREGÉ											2	
RM5.1												
BCM										2		
CSIRO- Mk3.6.0												5
CCSM4												5
CNRM-CM5			3									
ECHAM5	1								2			
EC-EARTH	3	3	3									5
GFDL- ESM2G												5
HadCM3Q0								2				
HadCM3Q16							2					
HadGEM2- ES			3		3							5
HadAM3H	4											
INM-CM4												5
IPSL- CM5A-MR			3									3 5
MIROC5												5
MPI-ESM- LR			3	3								

Legenda: 1. Gaetani et al. (2014); 2. Panagea et al. (2014); 3. Jerez et al. (2015a), 4. Gunderson et al. (2015), 5. Pérez et al. (2019).

Tabela 3.3. Modelos climáticos utilizados por trabalhos que analisaram uma região ou toda a África.

GCM/RCM	Nenhum	HIRHAM5 (v2)	RACMO22 T (v1)	RCA4 (v1)	REMO2009 (v1)	CCLM4- 8-17 (v1)	ALADIN	NOAA	NCC	MPI	MIROC	IPSL	ICHEC	CNRM	CCCMA
CanESM2				3, 4											2
CNRM- CM5				3, 4		3, 4	4							2	
CSIRO- Mk3.6.0				3, 4											
EC-EARTH		3	3, 4	3	3	4							2		
ECHAM5	1														
GFDL- ESM2M				3					2						
HadAM3H															
HadGEM2- ES			3	3, 4		4									
IPSL- CM5A-MR				3, 4								2			
MIROC5				3, 4							2				
MPI-ESM- LR				3, 4	3	3, 4				2					
NorESM1- M				3, 4					2						

Legenda: 1. Gaetani et al. (2014); 2: Bazyomo et al. (2016); 3: Bichet et al. (2019); 13: Sawadogo et al. (2020).

Zhao et al. (2020), diferente dos estudos anteriores, projetaram o clima futuro sobre a China usando uma análise de cluster passo a passo (em inglês *stepwise cluster analysis*, SCA). A SCA foi escolhida como técnica de downscaling para reduzir as previsões GCM com base em Huang (1992) e Wilks (1932). Zhao et al. (2020) foram os primeiros a considerar as taxas de melhoria para a eficiência absoluta da tecnologia fotovoltaica (intervalo de 0,04–0,09% ao ano).

Até então, os estudos haviam se concentrado na análise da ICC- P_{pv} com base nos resultados médios das projeções, no entanto, Feron et al. (2021) concentraram-se em examinar os impactos das condições climáticas atípicas e eventos climáticos extremos nas saídas PV. Uma conclusão importante foi que as mudanças na frequência dessas condições climáticas incomuns podem aumentar ou reduzir a intermitência do PVP, com consequências para o planejamento e operações da rede.

3.3.2.2. Continente europeu

Ao analisar a Tabela 3.2, observa-se que não há unanimidade sobre quais são os melhores conjuntos de modelos (GCMs e RCMs) para analisar o continente europeu, na verdade, há uma grande variabilidade entre os cinco trabalhos identificados. Três dos cinco artigos, no entanto, utilizam pelo menos cinco conjuntos diferentes de RCM/GCM para realizar análises da magnitude e consistência do ICC-PVP na Europa. Os GCMs que foram utilizados em pelo menos dois trabalhos foram ECHAM5, EC-EARTH, HadGEM2-ES e IPSL-CM5A-MR. Os únicos RCMs que foram utilizados em mais de um trabalho são HIRHAM5 (v2) e WRF.

Uma característica distintiva foi identificada no estudo realizado por Jerez et al. (2015b), onde eles examinaram, considerando um cenário futuro caracterizado por uma penetração significativa de instalações fotovoltaicas, o ICC-PVP no nível das redes elétricas regionais europeias. A distribuição ótima de potência fotovoltaica instalada em toda a região foi obtida usando o modelo CLIMIX. Além disso, Gaetani et al. (2014), além de investigar o ICC-PVP na Europa, no Mediterrâneo Oriental e na África, observaram a influência de fatores como aerossóis, cobertura de nuvens e temperatura. Além disso, no âmbito do projeto enviroGRIDS do 7º Programa-Quadro da União Europeia, Lehmann et al. (2015) e Gunderson et al. (2015) realizaram pesquisas com foco específico na região do Mar Negro.

Pérez et al. (2019), que utilizaram o modelo Weather Research and Forecasting (WRF) como RCM, argumentaram que o uso de dados de reanálise é uma das principais utilidades do PGW (veja a subseção 3.4.3.5), uma vez que as tendências nas condições de fronteira, em relação à meteorologia genuína, são muito menores (KIMURA e KITOHI, 2007).

3.3.2.3. Continente africano

A justificativa mais comum para analisar esta parte do mundo reside no potencial solar da região (BAZYOMO et al., 2016). Quando os estudos estão no nível do continente africano (Tabela 3.3), observa-se que dois dos quatro trabalhos utilizaram conjuntos GCM/RCM bastante comuns entre si, enquanto os outros dois analisam o impacto a partir de conjuntos muito diferentes um do outro. Os trabalhos de Bichet et al. (2019) e Sawadogo et al. (2020) se complementam. Ambos utilizaram os resultados do CORDEX-AFRICA, que foi o mais atualizado para a África (BICHET et al., 2019).

Bichet et al. (2019), além de Bazyomo et al. (2016), também avaliaram o PVP e sua resposta à variação meteorológica em toda a África. Além disso, estimaram a incerteza geral relacionada a essas previsões e às diferentes origens de incerteza: variabilidade inerente e incerteza devido ao uso de modelos climáticos.

Bazyomo et al. (2016), ao contrário de estudos anteriores (CROOK et al., 2011; (WILD et al., 2015), calcularam a irradiação solar em um plano inclinado a partir de dados diários de radiação total do céu com o pacote gratuito R, o solaR (PERPIÑAN, 2012).

3.3.3. Cenários de emissões utilizados

Os pesquisadores climáticos empregam cenários socioeconômicos e de emissões para apresentar representações realistas de desenvolvimentos futuros relacionados a vários fatores, como mudanças socioeconômicas, avanços tecnológicos, uso de energia e terra, emissões de GHGs e poluentes do ar. Esses cenários servem como entradas para os modelos climáticos, facilitando avaliações de possíveis impactos climáticos, estratégias de mitigação e seus custos associados. Para uma melhor comparabilidade entre estudos e uma comunicação aprimorada dos resultados dos modelos, é essencial que toda a comunidade científica adote um conjunto padronizado de cenários (VAN VUUREN et al., 2011).

Da Tabela 3.4, pode-se observar que o conjunto de cenários do Relatório Especial sobre Cenários de Emissões (em inglês *Special 66eporto non Emissions Scenarios*, SRES) foi utilizado até 2015; a partir desse ano, os modelos mais recentes, os caminhos de concentração representativa (em inglês *Representative Concentration Pathway*, RCPs), tornaram-se os únicos utilizados durante o processo de previsão da produção de PV. RCP4.5 (THOMSON et al., 2011) e RCP8.5 (RIAHI et al., 2011) até então eram os cenários de emissão mais frequentemente utilizados em previsões climáticas (ZHAO et al., 2020). O cenário mais frequentemente utilizado na pesquisa foi o RCP8.5, que é comumente empregado na literatura para representar altas concentrações de GHGs. Este cenário garante uma maior relação sinal-

ruído, tornando mais fácil identificar padrões distintos de mudança climática (WILD et al., 2015).

Tabela 3.4. Cenários de emissões utilizados na previsão de produção PV.

Paper	Cenários de emissão				
	SRES A1B	SRES A2	SRES B2	RCP4.5	RCP8.5
Crook et al. (2011)	X				
Panagea et al. (2014)	X				
Gaetani et al. (2014)			X		
Gunderson et al. (2015)		X	X		
Wild et al. (2015)					X
Bazyomo et al. (2016)					X
Smith et al. (2017)				X	
Zhao et al. (2020)				X	X
Jerez et al. (2015 ^a)				X	X
Bichet et al. (2019)					X
Zou et al. (2019)					X
Pérez et al. (2019)				X + PGW	X + PGW
Feron et al. (2021)				X	X
Sawadogo et al. (2020)					X + PGW

X + PGW: utilizou o cenário de emissão indicado, associado à técnica de pseudo-aquecimento global (PGW).

Além dos cenários de emissões, ainda há alguns métodos que são acoplados, como é o caso do pseudo-aquecimento global (em inglês *pseudo-global-warming*, PGW) (SATO et al., 2007; KIMURA e KITO, 2007; KAWASE et al., 2009). A aplicação do PGW busca aliviar o alto custo computacional associado à alta resolução espacial e aos longos períodos de simulação ao usar períodos de simulação mais curtos (KAWASE et al., 2008; LAUER et al., 2013) no lugar de períodos de trinta anos ou mais (WMO, 2011).

Ainda, alguns autores (SAWADOGO et al., 2020) optaram por estabelecer níveis de aquecimento global (em inglês *Global Warming Levels*, GWL) acima do nível pré-industrial (PI) (1881-1910). Para calcular o GWL de 30 anos para cada simulação de GCM, eles usaram 30 anos centrado no ano em que o GCM atinge 1,5, 2,0, 2,5, 3,0 °C na Temperatura Média Global (em inglês *global average temperature*, GMT) em relação aos níveis de PI sob o RCP 8.5 (DÉQUÉ et al., 2017). A análise envolveu o uso do mesmo período de GWL do GCM para extrair os 30 anos de dados do GCM, que foram então reduzidos pelo RCM utilizando 1971-2000 como período de controle.

3.3.4. Bases de dados utilizadas

A Tabela 3.5 mostra as bases de dados utilizadas pelos artigos que avaliam o ICC-PVP. Com exceção de Gunderson et al. (2015), todos os outros utilizaram dados do CMIP ou CORDEX.

As iniciativas CMIP3 e CMIP5 oferecem uma plataforma padronizada para estudar e comparar modelos globais acoplados atmosfera-oceano (em inglês *global coupled atmosphere-ocean models*, AOGCMs) por meio de experimentos estruturados (Taylor et al., 2012). Estas experiências formaram a base para a avaliação dos 4º e 5º Relatórios do IPCC (201ªa). No CMIP5 e no CMIP3, cenários predefinidos de forçamento radiativo foram utilizados para projeções de mudanças climáticas (MOSS et al., 2010). O recém-desenvolvido CMIP6 (EYRING et al., 2016) ainda não foi utilizado em estudos ICC-PVP.

Uma das maiores e mais recentes bases de dados em constante atualização é a do Experimento Coordenado de Redução Climática Regional (em inglês *Coordinated Regional Climate Reduction Experiment*, CORDEX) (JACOB et al., 2014), que busca promover e sincronizar a pesquisa científica e a utilização da redução climática regional por meio de colaborações internacionais (<https://cordex.org/>). Fornece um quadro para investigar os cenários de impacto das alterações climáticas à escala regional (NIKULIN et al., 2012). Há um total de quatorze domínios CORDEX oficiais. O CORDEX-EUROPE cobre a Europa com uma resolução espacial de 0,11° em latitude e longitude e fornece registos de variáveis de saída a cada 3 horas. As simulações CORDEX-AFRICA cobrem toda a África com uma resolução espacial de conjuntos de dados CORDEX de aproximadamente 50 km (0,44° x 0,44°). Para cada simulação e cada célula da grade, muitas variáveis meteorológicas estão disponíveis. A partir dos conjuntos de dados CORDEX, é possível obter a radiação média diária de ondas curtas da superfície (G_{tot} ; também chamada de irradiância solar), temperatura do ambiente (T_a), velocidade do vento (W) e umidade relativa do ar (R_h).

Sawadogo et al. (2020) utilizaram o conjunto de dados de reanálise ERA-Interim do Centro Europeu de Previsão Meteorológica de Médio Prazo (em inglês *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*, ECMWF). No site do ECMWF, recuperaram a velocidade do vento à superfície e a umidade relativa que foi calculada a partir do ponto de orvalho e da humidade específica.

Alguns autores utilizaram análise de dados com a linguagem de programação R para analisar os valores de radiação solar extraídos do RCM (GUNDERSON et al., 2015). Gunderson et al. (2015) aplicaram interpolação de krigagem comum para criar uma superfície de radiação solar e consideraram os efeitos topográficos de aspecto e inclinação na radiação solar, incorporando uma camada de indexação solar que considerou a diferença relativa na irradiação solar incidente com base em seu alinhamento ou posicionamento e ângulo de chegada.

Pérez et al. (2019) utilizaram informações de dispositivos de medição no local e dois repositórios de dados, informações baseadas em satélite, para avaliar resultados simulados para o período anterior. Este tipo de decisão é muito recorrente e comumente motivada pela significativa diversidade espacial de irradiância na região de investigação.

Tabela 3.5. Base de dados utilizadas nos estudos de ICC- P_{pv} .

Artigo	Temperatura do ar	Irradiância solar	Velocidade do vento	Umidade do ar
Crook et al. (2011)	CMIP3	CMIP3	-	-
Panagea et al. (2014)	E-OBS CORDEX-EUROPA	SoDa service CORDEX-EUROPA	-	-
Gaetani et al. (2014)	FP6-EUCAARI project	FP6-EUCAARI project	-	-
Wild et al. (2015)	CMIP5	CMIP5	-	-
Bazyomo et al. (2016)	CORDEX-AFRICA	CORDEX-AFRICA	-	-
Smith et al. (2017)	CMIP5	CMIP5	-	-
Zhao et al. (2020)	CMIP5; ERA-Interim; National Meteorological Information Center of China	CMIP5; ERA-Interim; National Meteorological Information Center of China	-	-
Jerez et al. (2015 ^a)	CORDEX-EUROPA	CORDEX-EUROPA	CORDEX-EUROPA	-
Bichet et al. (2019)	CORDEX-AFRICA	CORDEX-AFRICA	CORDEX-AFRICA	-
Pérez et al. (2019)	project ADRASE AEMET CMIP5	SoDa service AEMET CMIP5	AEMET CMIP5	-
Zou et al. (2019)	CMIP5	CMIP5	-	-
Feron et al. (2021)	CMIP5	CMIP5	CMIP5	-
Sawadogo et al. (2020)	CORDEX-AFRICA CRU	CORDEX-AFRICA SARAH-2	CORDEX-AFRICA ECMWF website	CORDEX-AFRICA ECMWF website
Gunderson et al. (2015)	-	PRUDENCE NCEP/NCAR	-	-

3.3.5. Métodos de extração de dados

3.3.5.1. Irradiância – Interpolação

A compreensão precisa da irradiação solar em uma determinada região é essencial, especialmente para aplicações em recursos de energia solar (MARTÍNEZ-DURBÁN et al., 2009). Vários fatores podem levar a gradientes locais significativos de irradiância solar em pequenas distâncias, como mudanças na altura, posicionamento, inclinação, sombras e refletividade da superfície (AGUILAR et al., 2010; RUIZ-ARIÁS et al., 2011). Estudos concordam que a topografia desempenha um papel significativo à escala local e deve ser tida em conta quando se considera a localização adequada dos sistemas solares (ALSAMAMRA et al., 2009; TOVAR-PESCADOR et al., 2006).

A irradiância solar desempenha um papel crucial em vários processos terrestres e, em situações em que medições diretas não estão disponíveis, são necessárias técnicas alternativas para avaliar o potencial solar (TOVAR-PESCADOR et al., 2006; ARÁN-CARRIÓN et al., 2008). A interpolação é um método eficaz para estimar componentes locais e temporais da irradiância solar quando faltam dados, permitindo a criação de bancos de dados espacialmente contínuos em grandes regiões (ALSAMAMRA et al., 2009; RUIZ-ARIÁS et al., 2011). No entanto, a fiabilidade da interpolação diminui em áreas com topografia complexa, e a sua precisão depende significativamente do tamanho da base de dados e do espaçamento entre estações (TOVAR-PESCADOR et al., 2006; ALSAMAMRA et al., 2009; RUIZ-ARIÁS et al., 2011). A fim de aumentar a precisão e a confiabilidade da interpolação espacial para irradiação solar em escala local, as variáveis topográficas são frequentemente integradas, utilizando modelos digitais de elevação (DEM). (AGUILAR et al., 2010; ALSAMAMRA et al., 2009; ARÁN-CARRIÓN et al., 2008; RUIZ-ARIÁS et al., 2011; TOVAR-PESCADOR et al., 2006).

3.3.5.2. Temperatura e irradiância diárias – forma sinusoidal

Crook et al. (2011) assumem que os dados climáticos são médios durante o dia e a noite, ou seja, variam aproximadamente de forma senoidal, mas apenas as temperaturas e a irradiância solar durante o dia são necessárias para estimar a produção de energia fotovoltaica. Para contabilizar a temperatura diurna média (T_{dia}), Crook et al. (2011) propuseram um método de ajuste baseado na suposição de uma variação senoidal de temperatura ao longo do dia. Ao aplicar esta abordagem, eles aproximaram T_{dia} da seguinte forma:

$$T_{dia} = \bar{T} + \frac{DTR}{4} \quad (3.1)$$

onde $\bar{T}$ é o valor médio e DTR é a faixa de temperatura diurna (em inglês *diurnal temperature range*, DTR). A notação de uma barra indica as médias mensais na passagem a seguir. No caso de os modelos selecionados não fornecerem temperaturas máximas e mínimas, é possível que dados históricos de DTR para cada mês de algum conjunto de dados sejam utilizados. Assume-se que a DTR permaneceria constante em cenários futuros, embora não haja consenso sobre possíveis alterações na DTR no futuro (LOBEL et al., 2007). A irradiância solar média durante as horas em que a luz solar está disponível (t_{sol}) para operação deve ser estimada com base na duração do dia (t_{24h}).

$$G_{dia} = \bar{G} \frac{t_{24h}}{t_{sol}} \quad (3.2)$$

em que $\bar{G}$ é a média mensal de G_{tot} ao considerar PV, . A duração do dia é usada novamente ao calcular a produção de energia para cada mês.

3.3.5.3. Irradiância solar a partir da duração da insolação

Em algumas situações, a irradiância solar diária não está disponível durante todo o período de análise, mas a duração diária da insolação pode estar. Por esta razão, Pérez et al. (2019) utilizaram um método para transformar a duração da insolação em irradiância solar, usando a relação identificada em estudos anteriores (BURNETT et al., 2014; SUEHRCKE, 2000). Esta relação pode ser expressa como:

$$f_{clear} = \left(\frac{\bar{G}}{\bar{G}_{clear}} \right)^2 \quad (3.3)$$

onde $\bar{G}$ é a irradiância média de superfície horizontal, $\bar{G}_{clear}$ é o valor médio de irradiância solar com céu claro e sem nuvens e f_{clear} é a fração de tempo de céu claro, que para um mês e local específicos é equivalente à fração de luz do sol (S):

$$f_{clear} \equiv S = \frac{DSL}{DD} \quad (3.4)$$

associada com as seguintes equações:

$$DD = \frac{2}{15} \cos^{-1}(\tan \phi \tan \delta) \quad (3.5)$$

$$\delta = 23,45 \sin \left(360 \frac{284+n}{365} \right) \quad (3.6)$$

onde DSL é a duração média mensal da luz do sol, DD é a duração média mensal do dia, ϕ é a latitude do local em graus e δ a declinação do sol, também em graus, n é o dia do ano, começando em 1 de janeiro.

Assim, para um determinado local e mês, $\bar{G}_{tot}$ pode ser calculado como:

$$\bar{G}_{tot} = \bar{G}_{clear} \left(\frac{DSL}{DD} \right)^{1/2} \quad (3.7)$$

No caso em que $\bar{G}_{clear}$ não estiver disponível a partir de observações, uma abordagem alternativa envolve deduzi-lo para cada local e mês específico do ano, utilizando dados disponíveis sobre a radiação diária da superfície horizontal e a duração da luz solar dos últimos anos. Uma vez determinados os valores de $\bar{G}_{clear}$, a irradiância solar pode ser calculada para qualquer mês desejado.

Segundo Pérez et al. (2019), o emprego desta metodologia leva a um erro quadrático médio de 3,3% ao comparar o $\bar{G}_{tot}$ calculado com os valores observados.

3.3.6. Metodologias utilizadas para correção de viés

A metodologia para a abordagem de correção depende de vários fatores, como a natureza dos dados, o período de tempo, a resolução espacial e temporal e o período de tempo

considerado (PANAGEA et al., 2014). Para lidar com a inconclusividade resultante de vários resultados potenciais do sistema meteorológico, podem ser utilizados conjuntos de resultados de modelos climáticos. Vários GCMs podem ser empregados para avaliar a incerteza associada a diferentes parametrizações físicas em larga escala de processos terrestres e atmosféricos. Além disso, a utilização de diferentes RCMs pode ajudar a resolver as incertezas associadas à representação de fenômenos de menor escala, tais como nuvens microfísicas ou chuvas convectivas.

Vários GCMs exibem vieses notáveis quando se trata de representar com precisão os níveis absolutos de G_{tot} (WILD, 2008) e T_a (MUELLER e SENEVIRATNE, 2014) em comparação com observações de superfície. Essas discrepâncias são frequentemente atribuídas a desafios relacionados à parametrização dos efeitos das nuvens (STANFIELD et al., 2014), bem como a deficiências na modelagem de radiação de céu claro (WILD et al., 2006).

Os RCMs frequentemente apresentam variações nas características estatísticas dos dados meteorológicos simulados quando comparados aos valores observados. Um componente proeminente desse erro temporal é a presença de viés (HAERTER et al., 2011). Para alinhar os resultados dos modelos climáticos com as condições climáticas prevalentes, torna-se necessário empregar técnicas de correção de vieses. Vários estudos, incluindo Haerter et al. (2011), Christensen et al. (2008), Terink et al. (2009), e Boberg e Christensen (2012), enfatizam a importância da correção de viés para garantir que os modelos de impacto, particularmente em hidrologia, gestão de recursos hídricos e outras aplicações climáticas, gerem resultados significativos e confiáveis.

Em seu estudo, Panagea et al. (2014) implementaram um processo de correção para projeções de temperatura e irradiância para levar em conta os vieses na média e no desvio padrão mensalmente. Esta metodologia foi derivada da abordagem apresentada por Haerter et al. (2011) e são aplicadas antes da conversão das projeções em produção de energia fotovoltaica. O viés médio é resolvido calculando as diferenças dos valores observados e modelados. Posteriormente, os dados do modelo são normalizados de forma consistente de acordo com a variabilidade observada nos dados históricos. Quando os dados apresentam uma distribuição normal, a função de transferência adere a uma relação linear conforme expresso na seguinte equação:

$$X_{sc}^{cor} = (X_{mod}^{sc} - \overline{X_{mod}^{con}}) \left(\frac{\sigma_{obs}^{con}}{\sigma_{mod}^{con}} \right) + \overline{X_{obs}^{con}} \quad (3.8)$$

em que X_{sc}^{cor} representa a série temporal final ajustada, X_{mod}^{sc} é o modelo “cru” de previsões para o período do cenário, $\overline{X_{obs}^{con}}$ e $\overline{X_{mod}^{con}}$ são a média dos dados observados e modelados para o período de controle, respectivamente, e σ_{obs}^{con} e σ_{mod}^{con} referem-se aos desvios-padrão dos dados observados e modelados para o período de controle, respectivamente.

A avaliação do impacto de vieses sistemáticos nos níveis de irradiância e temperatura nas mudanças projetadas de PVP é muito importante e já foi realizada (WILD et al., 2015). Para avaliar a sensibilidade, ela pode ser realizada alterando os níveis de entrada de G_{tot} e T_a dentro de uma faixa de $\pm 10 \text{ W/m}^2$ e $\pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$. As descobertas existentes revelaram que essas mudanças não exerceram uma influência significativa nos valores absolutos projetados de P_{pv} (WILD et al., 2015). Isto sugere uma baixa sensibilidade da metodologia utilizada aos níveis absolutos destas variáveis meteorológicas em todas as regiões focais examinadas, nomeadamente Argélia, Austrália, Califórnia, Noroeste da China, Alemanha, Índia, África do Sul e Espanha. Consequentemente, ao contrário de Panagea et al. (2014), Wild et al. (2015) não utilizaram correções de polarização nos campos simulados de temperatura e irradiância antes de calcular PVP.

É importante mencionar que todas as alterações descritas em Wild et al. (2015) estão relacionados a mudanças representativas para planos horizontais, conforme inferido a partir do resultado do modelo climático. No entanto, variações na radiação solar em planos inclinados ou rastreados (planos posicionados perpendicularmente ao raio solar) geralmente apresentam magnitudes maiores. Por exemplo, na Alemanha, Müller et al. (2014) descobriram que as mudanças nos planos rastreados podem ser mais que o dobro das variações correspondentes nos planos horizontais.

Em seu estudo, Zhao et al. (2020) empregaram um processo de filtragem nas variáveis de reanálise ERA-Interim (DEE et al., 2011). Essas variáveis serviram como potenciais preditores para estabelecer a conexão entre a circulação da atmosfera em larga escala e os parâmetros climáticos locais. O objetivo da filtragem foi remover variáveis não correlacionadas, reduzindo assim a carga computacional associada à análise.

A avaliação da variabilidade temporal em diferentes escalas, incluindo escalas de tempo diárias, mensais e anuais, pode ser realizada (JEREZ et al., 2015a). Isto permitiu destacar uma consideração importante para evitar o efeito de mascaramento do ciclo anual de produção fotovoltaica. Para resolver esta questão, pode ser realizada a remoção das médias mensais e diárias plurianuais das correspondentes séries mensais e diárias. Esta etapa tem

como objetivo garantir uma representação mais precisa da variabilidade subjacente e evitar potenciais distorções causadas pelo ciclo anual de produção.

Bazyomo et al. (2016) apresentaram suas descobertas com base em médias anuais de temperatura e irradiação. Para calcular estas médias, utilizaram os Operadores de Dados Climáticos (MPIMET, 2020), com dados diários como entrada. Posteriormente, empregaram o software livre R (2008) para calcular todas as médias. Posteriormente, os valores foram reamostrados para garantir uma resolução uniforme. A determinação dos padrões e sua significância estatística foram calculadas utilizando o pacote Stats do R. Seguindo a abordagem empregada por Jerez et al. (2015b), apenas as células correspondentes aos valores de $p \leq 0,05$ foram retidas utilizando o teste t de Student.

Um algoritmo de bootstrap de bloco móvel como método para explicar os efeitos da autocorrelação de dados foi empregado por Pérez et al. (2019). Esta abordagem incorporou um processo de média móvel autorregressiva, baseado em avaliações anteriores deste método, conforme demonstrado por Expósito et al. (2015) e González et al. (2017). Além disso, o comprimento do bloco para o teste bootstrap e o ajuste da variância dos dados para a estatística do teste foram calculados seguindo a metodologia descrita por Wilks (1997).

Rmean é criado pela combinação de vários modelos com pesos iguais e foi observado que exibe melhor desempenho em comparação com qualquer modelo individual (WALLACH et al., 2016; HAGEDORN et al., 2005). Geralmente é considerado como tendo desempenho geral superior em comparação com um modelo individual (AL SAMOULY et al., 2018). Além disso, o Rmean produz melhores resultados quando se trata de projeções de alterações climáticas a longo prazo, em comparação com a utilização apenas de um modelo individual (HOUGHTON et al., 2001).

3.3.7. Metodologias utilizadas para quantificação de incertezas

Bichet et al. (2019) procuraram quantificar as incertezas de:

- i. Os modelos climáticos: devido às suas imperfeições; e
- ii. A variabilidade climática inerente, decorrente do comportamento instável e não linear do sistema meteorológico.

A partição e quantificação de várias fontes de incerteza podem ser realizadas usando o QUALYPSO (EVIN et al., 2019), que é um método avançado de ANOVA Bayesiana (HINGRAY e SAÏD, 2014).

3.3.8. Períodos de simulações utilizados

A Tabela 3.6 mostra os períodos de referência e os projetados pelos artigos. Observa-se que, na maioria das vezes, eles analisaram até o final do século XXI, e apenas cerca de 20% analisaram até meados do século XXI.

Em seus estudos, Sawadogo et al. (2020) enfatizaram o desafio que os formuladores de políticas podem enfrentar ao tentar aplicar os resultados das projeções aos níveis específicos de aquecimento (1,5 °C e 2,0 °C) exigidos pelo Acordo de Paris. Para lidar com essa questão, eles defendem a adoção de níveis globais de aquecimento (GWL) em comparação com o período anterior à industrialização (1881-1910). Especificamente, consideraram anomalias positivas de 1,5 °C, 2,0 °C, 2,5 °C e 3,0 °C como seus valores de GWL escolhidos. Essa abordagem permite que os formuladores de políticas tenham informações mais relevantes para a tomada de decisões no contexto do Acordo de Paris.

É prática comum designar o ano inicial como um período de preparação, que não é incluído em qualquer análise subsequente, como foi feito por Pérez et al. (2019).

Tabela 3.6. Períodos de referência e projetados analisados nos trabalhos.

Paper	Período de referência	Período de previsão
Crook et al. (2011)	1980-1999	2010 a 2080
Gaetani et al. (2014)	2000	2030
Panagea et al. (2014)	Temperatura: 1950-2000 Irradiância: 1985-2005	2011-2050 e 2061-2100
Gunderson et al. (2015)	1961-1990	2071-2100
Jerez et al. (2015 ^a)	1970-1999	2070-2099
Wild et al. (2015)	2006-2015	2006-2049
Bazyomo et al. (2016)	2006-2015	2006-2045
Smith et al. (2017)	1860-2005	2006-2099
Zhao et al. (2020)	1981-2005	2020-2039, 2040-2069 e 2070-2099
Bichet et al. (2019)	1995-2005	2070-2099
Pérez et al. (2019)	1995-2004	2045-2054 e 2090-2099
Zou et al. (2019)	1850-2005	2006-2100
Sawadogo et al. (2020)	1971-2000	GWL 1.5, 2.0, 2.5, 3.0
Feron et al. (2021)	1961-1990	2036-2065

3.3.9. Metodologias utilizadas na previsão de produção PV

A produção de energia fotovoltaica depende da irradiância de ondas curtas, que por sua vez é modulada por aerossóis (LI et al., 2020; CORDERO et al., 2018; COSTA et al., 2016; LELIEVELD et al., 2002; GUTIÉRREZ et al., 2020) e por nuvens (CHEN et al., 2016; GIL et al., 2019). A produção de energia fotovoltaicas também é afetada pela temperatura do ar (T_a), com uma relação inversamente proporcional (CHAICHAN et al., 2016). A velocidade do vento na superfície (W) também influencia a produção fotovoltaica, pois o fluxo de ar geralmente resfria o módulo fotovoltaico (CHENNI et al., 2007).

A eficiência de uma célula fotovoltaica em função da temperatura da célula e da radiação pode ser expressa por uma relação linear estabelecida com um gradiente negativo.

$$\frac{\eta_{cell}}{\eta_{ref}} = 1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot} \quad (3.9)$$

na equação dada, η_{ref} representa a eficiência de referência, na base decimal, enquanto β e γ denotam os coeficientes de temperatura e irradiância, respectivamente. Esses coeficientes são específicos para o material e estrutura da célula sendo utilizada. Além disso, T_{cell} representa a temperatura da célula, e T_{ref} corresponde à temperatura de referência (ZONDAG, 2008; EVANS, 1981).

A diminuição na eficiência do silício fotovoltaico em níveis de baixa luz é levada em consideração através de γ (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009). De acordo com Crook et al. (2011), para células de silício monocristalino, $\beta = 0,0045/^{\circ}\text{C}$, $\gamma = 0,1$, e $T_{ref} = 25^{\circ}\text{C}$ devem ser usados.

O valor de η_{ref} não tem significado se apenas a mudança fracionada na produção fotovoltaica, $\Delta\text{PVP}/\text{PVP}$, for considerada na análise. Vale ressaltar que pequenos erros podem surgir devido a não linearidade de G_{tot} e T_{cell} na Equação (3.8) causada pela suas respectivas médias diárias. Uma modelagem e simulação baseadas em computador realizada em condições sem nuvens sugere que esses erros variam entre 1% e 2%, e sua magnitude depende da latitude (CROOK et al., 2011). No entanto, é essencial reconhecer que esses erros exibem um padrão sistemático e têm uma influência negligenciável na variação percentual ano a ano em P_{pv} (CROOK et al., 2011).

Na sequência de estudos de vários autores (DUFFIE e BECKAMN, 2006; KOU et al., 1998; LASNIER e ANG, 1990), uma fórmula empírica genérica foi estabelecida para representar a temperatura da célula da seguinte forma:

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} \quad (3.10)$$

onde as constantes dependem das especificações do módulo e da montagem, que influenciam a transferência de calor da célula. Os coeficientes normalmente usados nesta equação foram extraídos do estudo de Lasnier e Ang (1990) para uma célula de silício monocristalino, que são $c_1 = -3,75^{\circ}\text{C}$, $c_2 = 1,14$ e $c_3 = 0,0175^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$.

A equação usada para calcular o potencial de produção de energia fotovoltaica (P_{pv}) é:

$$P_{pv} = G_{tot} \eta_{cell} \quad (3.11)$$

Omar et al. (2014) consideram, além dos termos da Eq. (3.11), alguns fatores de redução de eficiência relacionados a poeira, incompatibilidade do módulo, cabeamento e

inversor. Todos esses fatores são intrínsecos ao sistema fotovoltaico, mas não à tecnologia fotovoltaica.

A produção de energia fotovoltaica anual é dada por:

$$PVP_{anual} = \sum_{mês} 30 \cdot P_{pv} \cdot t_{sol} \cdot A \quad (3.12)$$

assumindo 30 dias para cada mês. A é a área de incidência da irradiância solar.

Panagea et al. (2014) e Zhao et al. (2020) usaram as mesmas equações que Crook et al. (2011) e também usaram médias mensais. Enquanto Wild et al. (2015) conduziram suas análises, incluindo avaliações de mudanças em P_{pv} , usando dados anuais médios. Como resultado, as estimativas fornecidas por Wild et al. (2015) não levam em consideração potenciais efeitos não lineares atribuídos a variações sazonais na radiação e mudanças de temperatura.

Bazyomo et al. (2016) usaram as mesmas equações (Eq. 3.9 e Eq. 3.10) que Crook et al. (2011), mas, como feito por Wild et al. (2015), usaram médias anuais de dados diários, e consideraram a irradiação solar no plano inclinado calculada com o conjunto de R solar (PERPIÑÁN, 2012) utilizando os dados diários de radiação solar total como entradas.

Diferente de Crook et al. (2011) e seus sucessores, Jerez et al. (2015a) não utilizaram a Eq. (3.9), mas propuseram o uso de uma nova equação de acordo com Tonui e Tripanagnostopoulos (2008):

$$\frac{\eta_{cell}}{\eta_{ref}} = 1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) \quad (3.13)$$

onde agora β assume o valor de $0,005/^{\circ}\text{C}$ para células de silício monocristalino (TONUI e TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2008).

Novamente, divergindo da metodologia de Crook et al. (2011) e seus sucessores, Jerez et al. (2015b) não utilizaram a Eq. (3.10), mas propuseram o uso de uma nova equação, agora considerando a influência da velocidade do vento, de acordo com Chenni et al. (2007):

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W \quad (3.14)$$

onde W é a velocidade do vento na superfície da Terra em m/s.

De acordo com Chenni et al. (2007), os coeficientes para uma célula de silício monocristalino são $c_1 = 4,3^{\circ}\text{C}$, $c_2 = 0,943$ and $c_3 = 0,028^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ and $c_4 = -1,528^{\circ}\text{C}\cdot\text{s}/\text{m}$.

Bichet et al. (2019), Pérez et al. (2019) e Feron et al. (2021) usaram as mesmas equações que Jerez et al. (2015a) para dados diários. No entanto, Pérez et al. (2019) alteraram os valores dos coeficientes para $c_1 = 4,22^{\circ}\text{C}$, $c_2 = 1,08$, $c_3 = 0,0226^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ e $c_4 = -1,83^{\circ}\text{C}\cdot\text{s}/\text{m}$ (MAVROMATAKIS et al., 2014). No entanto, foi mostrado que esta equação

não é adequada para W maior que 10 m/s, pois produz uma temperatura incompatível para o módulo fotovoltaico (GONZÁLEZ et al., 2017).

Sawadogo et al. (2020) usaram a mesma Eq. (3.13) que Jerez et al. (2015^a), mas substituíram a Eq. (3.14) por:

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W + c_5 R_h \quad (3.15)$$

onde R_h é a umidade relativa em %.

De acordo com Tamizhmani et al. (2003), os coeficientes de regressão específicos do sistema são $c_1 = 1,57 \text{ }^\circ\text{C}$, $c_2 = 0,961$ e $c_3 = 0,0289 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$, $c_4 = -1,457 \text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{s}/\text{m}$ e $c_5 = 0,109 \text{ }^\circ\text{C}/\%$. Em um estudo de Mekhilef et al. (2012), dois cenários foram apresentados para demonstrar a influência da umidade na performance da célula fotovoltaica. O primeiro cenário envolve o impacto das partículas de vapor d'água na irradiância solar, enquanto o segundo cenário considera a entrada de umidade no invólucro da célula solar. A pesquisa revelou que o aumento da umidade relativa do ar pode levar a uma redução na performance de P_{pv} , já que as gotículas de água dentro da célula podem refletir a irradiância solar. Por outro lado, um aumento na velocidade do vento tem um efeito de resfriamento nas células, aumentando assim a eficiência da célula fotovoltaica. Portanto, selecionar um modelo apropriado ajuda a alcançar uma temperatura de célula mais estável e facilita a comparação das contribuições adicionais de variáveis para a temperatura da célula. Além disso, o último modelo (Equação 3.15) foi formulado e validado usando medidas no local de variáveis meteorológicas coletadas de uma estação meteorológica. TamizhMani et al. (2003) demonstraram uma correlação maior que 0,9 entre os resultados do modelo e os dados observados.

Ao contrário de todos os estudos anteriores, Gunderson et al. (2015) optaram por um modelo simplista que adota:

$$P_{pv} = G_{tot} \eta_{cell} = G_{tot} \cdot 0,15 \quad (3.16)$$

ou seja, não considera a influência de nenhum fator ambiental além da irradiância solar.

Outras relações para descrever a dependência da temperatura da célula solar nas variáveis meteorológicas foram usadas. Zou et al. (2019) usaram:

$$T_{cell} = T_a + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G_{tot}}{800} \right) \quad (3.17)$$

onde T_{NOCT} representa a temperatura nominal de operação da célula, que é caracterizada como a temperatura alcançada quando as células são instaladas em um local específico com condições padrão, incluindo um nível de radiação solar de $800 \text{ W}/\text{m}^2$, velocidade do vento de $1 \text{ m}/\text{s}$ e temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Smith et al. (2017) usaram a seguinte equação para definir a temperatura da célula:

$$T_{cell} = T_a + c_3 G_{tot} \quad (3.18)$$

Esta suposição é baseada na instalação do módulo fotovoltaico em um ambiente de campo aberto onde o impacto da velocidade do vento de livre fluxo na transferência de calor por convecção longe do módulo é negligenciável. De acordo com Skoplaki et al. (2008), o coeficiente correspondente é denominado como c_3 com um valor de $0,02933 \text{ K/W} \cdot \text{m}^2$.

Gaetani et al. (2014) optaram por não utilizar as equações mencionadas anteriormente e, em vez disso, empregaram a metodologia desenvolvida por Huld et al. (2010). Esta abordagem envolve o uso de um modelo matemático que relaciona o desempenho energético de módulos fotovoltaicos à irradiância no plano e à temperatura do módulo. Ele combina esse modelo com estimativas derivadas de satélites da irradiância solar e medidas terrestres dos valores de temperatura ambiente de estações meteorológicas.

Deve ficar claro que os valores reais de T_{cell} e η_{cell} são ligeiramente diferentes dos calculados devido à natureza empírica das equações. No entanto, como essa proporção afeta P_{pv} de maneira semelhante durante o período de referência e o futuro, ela tem um efeito ainda menor na mudança relativa esperada em P_{pv} (FERON et al., 2021).

Uma síntese das equações utilizadas é apresentada na Tabela 3.7.

Tabela 3.7. Equações utilizadas para considerar o impacto das variáveis meteorológicas na PPV.

Artigo	Equações	Referência primária*
Sawadogo et al. (2020)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref})]$ $T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W + c_5 R_h$	η_{cell} : Jerez et al. (2015 ^a) T_{cell} : TamizhMani et al. (2003)
Crook et al. (2011) Panagea et al. (2014) Jerez et al. (2015 ^a) Wild et al. (2015) Bazyomo et al. (2016) Zhao et al. (2020)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}]$ $T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot}$	η_{cell} : Evans e Florschuetz (1977) e Spectrolab (1977) T_{cell} : Lasnier (1990)
Jerez et al. (2015 ^a) Bichet et al. (2019) Pérez et al. (2019) Feron et al. (2021)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref})]$ $T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W$	η_{cell} : Lewis e Kirkpatrick (1970) T_{cell} : Tamizhmani et al. (2003)
Zou et al. (2019)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}]$ $T_{cell} = T_a + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G_{tot}}{800} \right)$	η_{cell} : Evans e Florschuetz (1977) e Spectrolab (1977) T_{cell} : Ross e Smokler (1986)
Smith et al. (2017)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}]$ $T_{cell} = T_a + c_3 G_{tot}$	η_{cell} : Evans e Florschuetz (1977) e Spectrolab (1977) T_{cell} : Skoplaki et al. (2008)
Gunderson et al. (2015)	$\eta_{cell} = 0.15$	η_{cell} : Sorensen (2001) T_{cell} : -
Gaetani et al. (2014)	Detalhado em Huld et al. (2010)	Huld et al. (2010)

*A referência primária é o estudo que desenvolveu e/ou primeiro utilizou a equação. Não necessariamente é o estudo que foi citado pelos autores dos estudos, na coluna 2, para justificar o uso na estimativa de P_{pv} . Exemplo: 'A' cita 'B', que cita 'C', que cita 'D'; a referência primária para o estudo de 'A' é 'D', não 'B'. Pode haver mais de uma referência primária quando o estudo precursor não é evidente.

3.3.10. Padrões nos impactos das mudanças climáticas na produção PV

Ambos os impactos qualitativos e quantitativos não apresentaram uma única tendência de resultados em todos os artigos analisados aqui. Um resumo dos impactos estimados na produção de PV devido às mudanças climáticas é apresentado na Tabela 3.8.

3.3.10.1. Análise de todo o globo

O ICC-PVP baseado nos GCMs (CROOK et al., 2011; WILD et al., 2015) indicou impactos pequenos, mas geralmente positivos, na PVP sobre o continente europeu, tanto no cenário A1B SRES quanto no RCP8.5. A diminuição nas emissões de aerossóis prevista para os próximos anos leva a um aumento no aquecimento global, resultando em mudanças significativas na radiação solar de superfície e na subsequente produtividade da energia fotovoltaica (GAETANI et al., 2014). O leste da Europa e o norte da África apresentam uma redução estatisticamente significativa na produção de PV, com uma queda de até 7%. Por outro lado, a Europa Ocidental e o Mediterrâneo Oriental experimentam um aumento significativo de até 10% na produção de PV.

Tabela 3.8. Impactos devido às mudanças climáticas na produção fotovoltaica.

Artigo	Período	Aumento	Neutro	Redução
Zhao et al. (2020)	2006-2100	Sudeste China		Ao sul de Guangxi, leste de Xinjiang e Tibete, oeste de Qinghai, Henan, Hebei, Shanxi, Shaanxi, Ningxia, partes da Mongólia Interior e do Nordeste da China Central
Pérez et al. (2019)	2090-2099			Ilhas Canárias (Espanha)
Feron et al. (2021)	2036-2065	Europa central, Deserto do Atacama, China Oriental, Sudeste Asiático, Nordeste dos EUA		Península Arábica, Sudeste da Austrália e da África, Oeste-Sudoeste dos EUA e Ásia Central
Crook et al. (2011)	2010-2080	Espanha, Alemanha, China	Argélia e Austrália	Estados Unidos Ocidentais, Arábia Saudita
Panagea et al. (2014)	2011-2050	Oeste e sudoeste da Grécia		Ática (Grécia), Tessália (Grécia)
Gaetani et al. (2014)	2061-2100	Épiro, Peloponeso, Trácia	Macedônia, Creta e Ilhas do Egeu	Ática (Grécia), Tessália (Grécia)
Wild et al. (2015)	2006-2049	Alemanha, Espanha, Sudeste da China		Noroeste da China e Norte da Índia
Jerez et al. (2015a)	2070-2099	Portugal e Espanha, Itália, Malta, Bulgária, Chipre, Grécia, Hungria e Romênia		Europa do Norte, Europa Ocidental, Europa Central e Europa do Norte
Gunderson et al. (2015)	2071-2100	Sem significância	Sem significância	Sem significância
Bazyomo et al. (2016)	2006-2100	Libéria e Serra Leoa		Benin, Burkina Faso, Cabo Verde, Costa do Marfim, Gâmbia, Gana, Guiné-Bissau, Guiné-Conacri, Mali, Níger, Nigéria, Senegal e Togo
Smith et al. (2017)	2006-2099	Europa, Estados Unidos Orientais e Ásia Oriental		
Zou et al. (2019)	2006-2100	Ásia Oriental, Europa, África Central, América Central		Norte da África, Oriente Médio, Ásia Central e Austrália
Bichet et al. (2019)	2070-2099	África Sub-Saariana		Norte da África, Saara, Saara Ocidental, Saara Oriental, Costa da Guiné, Leste da África, Chifre da África, Sul da África
Sawadogo et al. (2020)	1.5, 2.0 e 3.0 °C*	-	-	África Ocidental

*Dividiram-se os períodos de análise de modo que o nível de aquecimento global alcançasse esses valores específicos.

A utilização do modelo HadGEM2-CCS em simulações sob o cenário RCP4.5, empregando especificamente o método de geoengenharia Stratospheric Sulfate Injection (SSI), revelou uma diminuição no rendimento da energia solar em comparação com os níveis históricos durante o período de 2040-2059. Consequentemente, foi observada uma redução na PVP na Europa, no leste dos Estados Unidos e no leste da Ásia, com exceção da Alemanha (SMITH et al., 2017). Vale ressaltar que a Alemanha, sendo uma região com insolamento relativamente menor, apresentou resultados diferentes em comparação com as outras regiões analisadas.

A contribuição para a PVP exibe uma variação significativa dependendo da localização, com a temperatura desempenhando um papel não negligenciável (CROOK et al., 2011). Seguindo essa linha, Bazyomo et al. (2016) explicaram que, ao contrário da pesquisa conduzida por Wild et al. (2015), a variação na produção de PV com tendências significativas não se assemelha aos padrões de radiação através do céu. Essa observação é antecipada, já que a temperatura do ar, sendo a segunda variável meteorológica que influencia as mudanças na produção de PV, apresenta valores mais altos na África Ocidental (BAZYOMO et al., 2016). Uma semelhança compartilhada pelos estudos de Bazyomo et al. (2016) e Wild et al. (2015) é a correlação negativa entre PVP e aumento de temperatura. Consequentemente, ambos os modelos projetam uma tendência negativa de PVP para a África Ocidental. Considerando a importância da tendência, os modelos de Bazyomo et al. (2016) que mostraram tendência positiva têm áreas máximas de não significância estatística. Bazyomo et al. (2016) reconheceram que as magnitudes das tendências (se indicando um aumento ou redução na P_{pv}) eram relativamente pequenas. No entanto, eles argumentaram que essas tendências poderiam potencialmente aumentar quando considerados outros fatores que não foram levados em conta em seu estudo, mas que ainda influenciam a PVP.

Observou-se um aumento significativo na PVP no leste da Ásia, Europa, África Central e América Central (ZOU et al., 2019). A diminuição nos níveis de aerossóis parece ser o principal fator que contribui para o aumento da PVP no leste da Ásia, enquanto reduções significativas nos aerossóis podem explicar o aumento da PVP observado na Europa, África Central e América Central. Por outro lado, uma diminuição significativa na PVP foi observada no norte da África, no Oriente Médio, na Ásia Central e na Austrália, o que pode ser atribuído a um aumento nos aerossóis e cobertura de nuvens (ZOU et al., 2019).

De acordo com Zhao et al. (2020), o aumento mais substancial na PVP está previsto para ocorrer na estação de Guiyang, na China, sob o cenário RCP8.5, atingindo um valor de 31,05% até o final do século XXI. Especificamente, as regiões do sul da China exibem uma

tendência crescente mais forte no potencial de energia fotovoltaica em comparação com as regiões do norte. Por exemplo, sob o RCP8.5, na estação de Guangzhou, a PVP demonstra uma tendência de aumento anual significativa de 0,228% para MPI-ESM-LR em comparação com a tendência de 0,105% por ano na estação de Hetian. Além disso, os resultados indicam que as tendências crescentes na PVP sob o cenário RCP8.5 são maiores do que as observadas sob o RCP4.5.

Existem discrepâncias nas previsões para a PVP na China entre Crook et al. (2011) e Zhao et al. (2020). Essas diferenças podem ser atribuídas a vários fatores. Em primeiro lugar, Zhao et al. (2020) utilizaram dados climáticos espaciais de alta resolução obtidos por downscaled estatístico, o que pode ter contribuído para previsões mais precisas. Além disso, a divergência nas previsões pode ser atribuída a Zhao et al. (2020) considerando o aumento potencial na PVP devido aos avanços na tecnologia fotovoltaica. Esta consideração não foi explicitamente contabilizada no trabalho anterior de Crook et al. (2011).

As mudanças na PVP tanto para as estações de inverno quanto de verão são previstas para seguir um padrão semelhante, mas a magnitude dessas mudanças varia em diferentes regiões (FERON et al., 2021). No entanto, em regiões de alta latitude do Hemisfério Norte, espera-se que a diminuição na PVP seja mais pronunciada durante o inverno em comparação com o verão. Isso é atribuído ao aumento substancial projetado na nebulosidade durante a temporada de inverno (FERON et al., 2021; JEREZ et al., 2015a). Esta fração de nuvens sobre as regiões de terras de alta latitude é prevista por modelos CMIP5, especialmente nas regiões e durante a maior perda de gelo marinho do Ártico (VIHMA et al., 2016).

3.3.10.2. Continente europeu

Com base nas projeções para o final do século XXI, espera-se que a variação no fornecimento de PV em comparação com as condições meteorológicas atuais varie de -14% a +2% para a Europa. As reduções mais significativas são antecipadas nos países do norte da Europa, incluindo uma diminuição substancial de 10-12% nas regiões escandinavas (JEREZ et al., 2015^a).

Uma redução na PVP no leste da Europa e no norte da África, igual a 7%, foi encontrada a partir de simulações realizadas pelo modelo aerossol-clima ECHAM5-HAM para 2000-2030 (GAETINI et al., 2014). Por outro lado, no oeste da Europa e no Mediterrâneo Oriental, foram projetados aumentos significativos de 10% para a PVP (GAETINI et al., 2014). Baseando-se nos achados de Gaetani et al. (2014), Wild et al. (2015) forneceram informações adicionais sugerindo que a PVP está prevista para diminuir em várias regiões, incluindo a África, até meados do século XXI.

As Ilhas Canárias, na Espanha, experimentam mudanças totais de irradiação solar (G_{tot}) relativamente menores e mais localizadas durante o verão em comparação com o inverno. Consequentemente, há um potencial limitado para mitigar a queda na PVP resultante das mudanças na temperatura do ar. Até o final do século XXI, sob uma concentração mais alta de GHGs (RCP8.5), prevê-se uma perda de mais de 5% na PVP em grande parte das áreas das Ilhas Canárias (JEREZ et al., 2015^a; Pérez et al., 2019). Foi relatado que a mudança na P_{pv} não tem significado ao longo do próximo século sobre o BSc (GUNDERSON et al., 2015). Na Grécia, previu-se um aumento na PVP, exceto para a região da Ática, com mudanças variando de 1 a 2% na maioria das regiões estudadas (PANAGEA et al., 2014).

Os cenários climáticos futuros sugerem que a estabilidade temporal na produção de energia não é significativamente comprometida, com uma pequena tendência positiva observada nos países do sul da Europa (JEREZ et al., 2015^a). Consequentemente, enquanto certas regiões da Europa podem experimentar pequenas reduções na produção, não se espera que o impacto geral das mudanças climáticas no setor fotovoltaico europeu represente uma ameaça significativa.

3.3.10.3. Continente africano

No século XXI, prevê-se que a PVP diminua na África (WILD et al., 2015; BAZYOMO et al., 2016), exceto no Sahel e em toda a região sudoeste da África, onde é esperado que aumente (BICHET et al., 2019). Para a África Ocidental, foi prevista uma diminuição da PVP, cuja magnitude aumenta com os níveis de aquecimento até 3,8% (SAWADOGO et al., 2020). Em geral, a diminuição projetada na PVP é atribuída principalmente a uma combinação de redução da irradiação solar e aumento das temperaturas (BAZYOMO et al., 2016; BICHET et al., 2019).

Para a maioria da África, são previstas mudanças moderadas na PVP de menos de $\pm 3\%$, com reduções ligeiramente maiores projetadas durante a temporada de verão (FERON et al., 2017; BICHET et al., 2019; SOARES et al., 2019; TANG et al., 2019a). No entanto, é importante notar que as mudanças esperadas na PVP na região do Sahel são consideradas insignificantes devido às incertezas associadas aos efeitos das nuvens (BIASUTTI, 2013).

Em relação à Europa, são projetadas mudanças mínimas na estabilidade temporal da PVP em todas as estações, incluindo escalas de tempo diária, anual e decadal (JEREZ et al., 2015a; BICHET et al., 2019).

3.3.11. Limitações

O fator determinante da energia fotovoltaica entre várias condições meteorológicas locais e fatores ambientais, incluindo T_a extremo, R_h , precipitação e W , é a intensidade de

G_{tot} (BHATTACHARJEE, BHAKTA; 2013). No entanto, vale ressaltar que perdas resultantes de outros componentes como chuva, vento e umidade são frequentemente desconsideradas em muitos estudos.

Crook et al. (2011) destacaram a importância de várias variáveis climáticas que têm um impacto significativo na PVP, algumas das quais são frequentemente negligenciadas. Eles identificaram e discutiram os seguintes fatores: 1) Vento: O vento desempenha um papel influenciando a PVP ao promover a convecção forçada, o que ajuda a dissipar o calor da célula fotovoltaica e subsequentemente reduz a temperatura da célula; 2) Poeira: O acúmulo de poeira nos painéis fotovoltaicos pode levar a uma redução na radiação absorvida, especialmente em regiões áridas. Isso representa um desafio significativo que afeta o desempenho da PVP; 3) Chuva: A precipitação tem o efeito benéfico de limpar os painéis fotovoltaicos, removendo poeira e detritos acumulados, melhorando assim a eficiência geral da geração de energia. Considerar essas variáveis junto com a irradiação solar é crucial para uma compreensão abrangente dos fatores que influenciam a PVP. Os autores também adicionam alguns outros fenômenos, como granizo grande, que, embora raros, têm o potencial de danificar os painéis fotovoltaicos (em algumas localidades, ocorrem com mais frequência).

Wild et al. (2015), além dos fatores mencionados por Crook et al. (2011), também mencionam a presença de neve, que ainda não é considerada em modelos existentes. Bazyomo et al. (2016) adicionaram outro componente: umidade, que é frequentemente negligenciada. Jerez et al. (2015b) comentaram sobre a falta de consideração da inclinação dos módulos fotovoltaicos, embora também não a considerem em seu estudo. Não foi observado o fato de levar em conta a distribuição do espectro solar e o efeito da massa de ar (DE SOTO et al., 2006).

Uma questão observada é que os modelos climáticos tendem a subestimar as variações na irradiação solar total (G_{tot}) quando comparados às observações (DE SOTO et al., 2006). Problemas semelhantes de subestimação foram observados em outros aspectos, como o balanço de irradiância no topo da atmosfera tropical (ALLEN et al., 2013), precipitação sobre superfícies terrestres (WIELICKI et al., 2002), precipitação tropical especificamente (WILD e LIEPERT, 2010), umidade do solo (ALLAN e SODEN, 2007) e variação da temperatura diurna (LI et al., 2007). É evidente que essas discrepâncias destacam a necessidade de melhorias na precisão dos modelos climáticos para capturar melhor essas importantes variáveis climáticas.

A radiação excessiva é reconhecida há muito tempo como um problema persistente na modelagem climática (WILD, 2009). No entanto, existem áreas específicas, especialmente

regiões montanhosas como os Alpes, onde os viés positivos na radiação aumentam em mais de 40% (WILD et al., 2013). Quando se trata de variabilidade de irradiância, os modelos climáticos geralmente apresentam erros médios em escalas de tempo anual e mensal predominantemente negativos, geralmente abaixo de 2%, com ocasionais instâncias atingindo até 6% (JEREZ et al., 2015a). Esforços para abordar e reduzir esses vieses na representação da radiação permanecem em curso na pesquisa de modelagem climática.

A deficiência dos RCMs em projetar robustamente a cobertura de nuvens e a convecção – e, como consequência, os parâmetros relacionados à irradiância solar, - é criticada (HAKUBA et al., 2013; LARA-FANEGO et al., 2012). Essa deficiência causa uma variabilidade entre os diferentes RCMs com ordem de magnitude maior do que a taxa de aumento na produção derivada de sistemas PV monocristalinos na Grécia. Para Trenberth e Fasullo (2009), as fontes mais importantes de incerteza também estão ligadas à cobertura de nuvens.

Vale ressaltar que Bartók et al. (2017) demonstraram discrepâncias entre as projeções médias de radiação solar obtidas a partir de conjuntos de modelos multi-modelos de modelos climáticos globais (GCMs) e modelos climáticos regionais (RCMs). Essas diferenças podem ser atribuídas à representação distinta da cobertura de nuvens em modelos de grande escala e de menor escala, destacando a influência significativa da modelagem de cobertura de nuvens nos resultados. A cobertura de nuvens desempenha um papel crucial na formação de padrões de radiação solar, e a modelagem precisa desse parâmetro é essencial para projeções confiáveis de energia solar.

A representação das incertezas relacionadas aos efeitos indiretos dos aerossóis naturais e antropogênicos, bem como às mudanças no uso da terra, é limitada ou frequentemente ignorada em modelos climáticos regionais (GAETANI et al., 2014). Esses fatores, como aerossóis naturais como poeira do Saara e aerossóis antropogênicos como poluição do ar, podem ter uma influência significativa no potencial de produção de energia solar (GAETANI et al., 2014). Seu impacto direto e indireto na radiação solar incidente e na cobertura de nuvens, respectivamente, pode levar a uma modulação substancial da irradiância solar. Além disso, a deposição de aerossóis em conjuntos fotovoltaicos pode reduzir a eficiência das células fotovoltaicas. Portanto, considerar esses fatores é crucial para uma avaliação abrangente do potencial de energia solar.

Embora Gunderson et al. (2015) indiquem efeitos mínimos ou negligenciáveis das mudanças climáticas nos recursos solares, ainda existem imprecisões que precisam de investigação adicional. No entanto, é evidente que as alterações no uso da terra

desempenharão um papel substancial na determinação de locais adequados para produção de PV. Além disso, a alocação de uma pequena parte das terras agrícolas para geração de energia solar poderia aumentar.

3.4. Conclusões

Nos últimos anos, houve um crescente foco em entender os efeitos das mudanças climáticas na PVP. Inúmeras publicações surgiram desde 2013, e este estudo em curso tem como objetivo fornecer uma visão abrangente das evidências disponíveis, destacando metodologias consistentes para projetar impactos.

As metodologias para avaliar os impactos das mudanças climáticas na PVP focaram principalmente no uso de equações empíricas que estabelecem relações entre variáveis meteorológicas, temperatura da célula e eficiência da célula. Diferentes equações foram usadas para estimar a PVP; algumas consideravam apenas a influência da radiação solar incidente, enquanto outras também consideravam a temperatura ambiente, e/ou velocidade do vento e/ou umidade relativa. Observou-se que a poeira não foi considerada em nenhum dos estudos relatados, pois é uma boa prática assumir que sua influência pode ser superada pela manutenção, de modo que esse custo só deve ser considerado nas projeções financeiras de instalações solares fotovoltaicas.

A grande maioria dos estudos adotou um período de previsão até o final do século XXI, exceto por três estudos que se limitaram a períodos mais curtos sob a justificativa de equivalência ao tempo de vida útil das instalações de PV.

A análise dos artigos mostrou que os dados obtidos para as projeções nos estudos vieram de projetos como CMIP3, CMIP5 e CORDEX. Além disso, no contexto dos cenários de emissão de GHGs, o RCP8.5 foi o mais utilizado, seguido pelo RCP4.5.

Os resultados desta revisão abrangente destacam as significativas implicações das mudanças meteorológicas nos sistemas de energia fotovoltaica e o impacto subsequente no fornecimento de energia. Nas Ilhas Canárias, uma perda de mais de 5% na produção de PV é projetada até o final do século XXI, assim como para a Espanha continental. Para a Europa, são projetadas mudanças mínimas na estabilidade temporal do potencial solar em todas as estações. Na África, com exceção de certas regiões, como a costa norte e 10°S, é esperada uma queda no potencial solar médio anual ao longo do século XXI, particularmente no Chifre da África. Por outro lado, várias regiões da China devem testemunhar um aumento no potencial de energia fotovoltaica até o final do século XXI. No entanto, o valor percentual específico varia dependendo da metodologia adotada. Crook et al. (2011) sugeriram apenas

um leve aumento no potencial de PV da China, enquanto Zhao et al. (2020) argumentaram por um aumento mais substancial. Zhao et al. Atribuíram essa diferença à utilização de dados climáticos espaciais de alta resolução obtidos por meio de downscaling estatístico e à consideração dos avanços tecnológicos em PV.

Quanto ao número de estudos, observou-se que a maioria dos estudos se concentrou principalmente na Europa e na Ásia; pouco foi estudado sobre o ICC-PVP na América do Sul e América Central.

Embora esta revisão tenha identificado certos padrões quanto aos impactos das mudanças climáticas na PVP, ainda há áreas que requerem investigação adicional. Revisões futuras da literatura devem adotar uma abordagem sistemática para examinar os resultados dentro do contexto mais amplo de considerações tecnológicas, econômicas e ambientais.

A avaliação econômica deve levar em conta aspectos dinâmicos, incluindo custos sociais, mudanças de receita, custos de investimento em expansão de capacidade e análise custo-benefício. Do ponto de vista tecnológico, é crucial avaliar o impacto das variações meteorológicas nos sistemas PV, incluindo fadiga térmica e elétrica, bem como os efeitos potenciais dos avanços tecnológicos na melhoria da eficiência e na redução da dependência de parâmetros meteorológicos.

Para aprimorar a compreensão dos impactos das mudanças climáticas na PVP, pesquisas futuras também devem explorar a interação entre fatores tecnológicos, econômicos e ambientais. Ao incorporar uma metodologia de revisão sistemática, os pesquisadores podem fornecer uma análise mais abrangente do assunto. Isso permitirá uma compreensão mais profunda das implicações e soluções potenciais para enfrentar os desafios impostos pelas mudanças climáticas no contexto da geração de energia fotovoltaica.

Esta revisão resume informações úteis para formuladores de políticas e empresários no campo da tecnologia fotovoltaica contra as mudanças climáticas, além de fornecer uma base para esclarecer aos pesquisadores da área sobre o estado atual da arte e, assim, orientar esforços futuros.

3.5. Referências

- AGUILAR, C.; HERRERO, J.; POLO, M.J. Topographic effects on solar radiation distribution in mountainous watersheds and their influence on reference evapotranspiration estimates at watershed scale. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 7, 2373–2411, 2010.
- AKHTER, M. N.; MEKHILEF, S.; MOKHLIS, H.; SHAH, N. M. Review on forecasting of photovoltaic power generation based on machine learning and metaheuristic techniques. **IET Renewable Power Generation**, v. 13 (7), 1009-1023, 2019.

- AL SAMOULY, A.; LUONG, C.N.; LI, Z.; SMITH, S.; BAETZ, B.; GHAITH, M. Performance of multi-model ensembles for the simulation of temperature variability over Ontario, Canada. **Environmental Earth Sciences**, v. 77 (13), 524, 2018.
- ALLAN, R. P.; SODEN, B. J. Large discrepancy between observed and simulated precipitation trends in the ascending and descending branches of the tropical circulation. **Geophysical Research Letter.**, v. 34 (18), L18705, 2007.
- ALLEN, R. J., NORRIS, J. R., WILD, M. Evaluation of multidecadal variability in CMIP5 surface solar radiation and inferred underestimation of aerosol direct effects over Europe, China, Japan, and India. **Journal of Geophysical Research: – Atmospheres**, v. 118 (12), 6311–6336, 2013.
- ALSAMAMRA, H.; RUIZ-ARIAS, J. A.; POZO-VÁZQUEZ, D.; TOVAR-PESCADOR, J. A comparative study of ordinary and residual kriging techniques for mapping global solar radiation over southern Spain. **Agricultural and Forest Meteorology**, v. 149, 1343–1357, 2009.
- ANTONANZAS, J; OSORIO, N; ESCOBAR, R; URRACA, R; MARTINEZ-DE-PISON, F; ANTONANZAS-TORRES, F. Review of photovoltaic power forecasting. **Solar Energy**, v. 136, 78-111, 2016.
- ARÁN-CARRIÓN, J.; ESPÍN ESTRELLA, A.; AZNAR DOLS, F.; RAMOS RIDAO, A. The electricity production capacity of photovoltaic power plants and the selection of solar energy sites in Andalusia (Spain). **Renewable Energy**, v. 33, 545–552, 2008.
- BARTÓK, B.; WILD, M.; FOLINI, D.; LÜTHI, D.; KOTLARSKI, S.; SCHÄR, C.; VAUTARD, R.; JEREZ, S.; IMECS, Z. Projected changes in surface solar radiation in CMIP5 global climate models and in EURO-CORDEX regional climate models for Europe. **Climate Dynamics**, v. 49, 2665–2683, 2017.
- BAURZHAN, S.; JENKINS, G. P. Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? **Renewable. Sustainable Energy Reviews** v. 60, p. 1405-1418, 2016.
- BAZYOMO, S. D. Y. B.; LAWIN, E. A.; COULIBALY, O.; OUEDRAOGO, A. Forecasted Changes in West Africa Photovoltaic Energy Output by 2045. **Climate**, v. 4, 53, 2016.
- BHATTACHARJEE, S.; BHAKTA, S. Analysis of system performance indices of PV generator in a cloudburst precinct. **Sustainable Energy Technologies Assessment**, v. 4, 62–71, 2013.
- BIASUTTI, M. Forced Sahel rainfall trends in the CMIP5 archive. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 118, 1613–1623, 2013.
- BICHET, A.; HINGRAY, B.; EVIN, G.; DIEDHIOU, A.; KEBE, C. M. F.; ANQUETIN, S. Potential impact of climate change on solar resource in Africa for photovoltaic energy: analyses from CORDEX-AFRICA climate experiments. **Environmental Research Letters**, v. 14, 124039, 2019.
- BOBERG, F.; CHRISTENSEN, J. H. Overestimation of Mediterranean summer temperature projections due to model deficiencies. **Nature Climate Change**, v. 2 (6), 433–436, 2012.
- BURNETT, D.; BARBOUR, E.; HARRISON, G.P. The UK solar energy resource and the impact of climate change. **Renewable Energy**, v. 71, 333–343, 2014.
- BUSH, M.J. **Climate change and renewable energy: How to end the climate crisis**. 1. Ed. Cham: Springer International Publishing, 2020. P. 525.
- CHAICHAN, M. T.; KAZEM, H. A. Experimental analysis of solar intensity on photovoltaic in hot and humid weather conditions. **International Journal Scientific e Engineering Research**, v. 7, 91–96, 2016.

- CHEN, C.; DUAN, S.; CAI, T.; LIU, B. Online 24-h solar power forecasting based on weather type classification using artificial neural network. **Solar Energy**, v. 85, 2856–2870, 2011.
- CHEN, S. A.; VISHWANATH, A.; SATHE, S.; KALYANARAMAN, S. Shedding light on the performance of solar panels: a data-driven view. **SIGKDD Explorations Newsletter**, v. 17, 24–36, 2016.
- CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, v. 32, 1724–1730, 2007.
- CHRISTENSEN, J. H.; BOBERG, F.; CHRISTENSEN, O. B.; LUCAS-PICHER, P. On the need for bias correction of regional climate change projections of temperature and precipitation. **Geophysical Research Letters**, v. 35 (20), L20709, 2008.
- CHRISTENSEN, J.H.; CARTER, T.R.; RUMMUKAINEN, M.; AMANATIDIS, G. Evaluating the performance and utility of regional climate models: the PRUDENCE project. **Climate Change**, v. 81, 1–6, 2007.
- CISCAR, J. C.; DOWLING, P. Integrated assessment of climate impacts and adaptation in the energy sector. **Energy Economics**, v. 46, 531–538, 2014.
- CMIP5. Coupled Model Intercomparison Project Phase 5. <http://cmip-pcmdi.llnl.gov/cmip5>. Last accessed on 5 November 2020. (2013).
- CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; LAROZE, D.; MACDONELL, S.; JORQUERA, J.; SEPÚLVEDA, E.; et al. Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert. **Science Reports**, v. 8, 13943, 2018.
- CORDEX. Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment. <https://cordex.org/>. Last accessed on 22 March 2021. (2021)
- COSTA, S. C.; DINIZ, A. S. A.; KAZMERSKI, L. L. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: literature review update for 2012–2015. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 63, 33–61, 2016.
- CRAIG, M. T.; LOSADA CARREÑO, I.; ROSSOL, M.; HODGE, B-M.; BRANCUCCI, C. Effects on power system operations of potential changes in wind and solar generation potential under climate change. **Environmental Research Letters**, v. 14, 034014, 2019.
- CROOK, J. A.; JONES, L. A.; FORSTER, P. M.; CROOK, R. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy Environmental Science**, v. 4, 3101–3109, 2011.
- DA GUARDA, E. L. A.; DOMINGOS, R. M. A.; JORGE, S. H. M.; DURANTE, L. C.; SANCHES, J. C. M.; LEÃO, M.; CALLEJAS, I. J. A. The influence of climate change on renewable energy systems designed to achieve zero energy buildings in the present: A case study in the Brazilian Savannah. **Sustainable Cities and Society**, v. 52, p. 101843, 2020.
- DAS, U.K.; TEY, K.S.; SEYEDMAHMOUDIAN, M.; MEKHILER, S.; IDRIS, M.Y.I.; DEVENTER, W.V.; HORAN, B.; STOJCEVSKI, A. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, 912–928, 2018.
- DE JONG, P.; BARRETO, T. B.; TANAJURA, C. A. S.; KOULOLOUKOUI, D.; OLIVEIRA-ESQUERRE, K. P.; KIPERSTOK, A.; et al. Estimating the impact of climate change on wind and solar energy in Brazil using a South American regional climate model. **Renewable Energy**, v. 141, 390–401, 2019.
- DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, 78–88, 2006.
- DEE, D. P.; UPPALA, S. M.; SIMMONS, A.J.; BERRISFORD, P.; POLI, P.; KOBAYASHI, S.; et al. The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data

- assimilation system. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 137, 553–597, 2011.
- DÉQUÉ, M.; CALMANTI, S.; CHRISTENSEN, O. B.; AQUILA, DELL, A.; MAULE, C. F.; HAENSLER, A.; NIKULIN, G.; TEICHMANN C. A multi-model climate response over tropical Africa at +2 °C. **Climate Services**, v. 7, 87-95, 2017.
- DIAGNE, M.; DAVID, M.; LAURET, P.; BOLAND, J.; SCHMUTZ, N. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, 65–76, 2013.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3. Ed., Nova Jersey: Wiley, 2006. 928 p.
- EMODI, N.V.; CHAIECHI, T.; BEG, A.B.M.R.A. The impact of climate variability and change on the energy system: A systematic scoping review. **Science of the Total Environment**, v. 676, p. 545–563, 2019.
- EVANS, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, v. 27, 555–560, 1981.
- EVIN, G.; HINGRAY, B.; BLANCHET, J.; ECKERT, N.; MORIN, S.; VERFAILLIE, D. Partitioning uncertainty components of an incomplete ensemble of climate projections using data augmentation. **Journal of Climate**, v. 32, 2423–2440, 2019.
- EXPÓSITO, F.J.; GONZÁLEZ, A.; PÉREZ, J.C.; DÍAZ, J.P.; TAIMA, D. High-resolution future projections of temperature and precipitation in the Canary Islands. **Journal of Climate**, v. 28 (19), 7846-7856, 2015.
- EYRING, V.; BONY, S.; MEEHL, G. A.; SENIOR, C. A.; STEVENS, B.; STOUFFER, R. J.; TAYLOR, K. E. Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) experimental design and organization. **Geoscientific Model Development**, v. 9, 1937-1958, 2016.
- FANT, C.; ADAM SCHLOSSER, C.; STRZEPEK, K. The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa. **Applied Energy**, v. 161: 556–564, 2016.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; JACKSON, R. B. Climate change extremes and photovoltaic power output. **Nature Sustainability**, v. 4, 270-276, 2021.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; LABBE, F. Rural electrification efforts based on off-grid photovoltaic systems in the Andean region: comparative assessment of their sustainability. **Sustainability**. V. 9, 1825, 2017.
- GAETANI, M.; HULD, T.; VIGNATI, E.; MONFORTI-FERRARIO, F.; DOSIO, A.; RAES, F. The near future availability of photovoltaic energy in Europe and Africa in climate-aerosol modelling experiments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, 706–716, 2014.
- GANDOMAN, F. H.; RAEISI, F.; AHMADI, A. A literature review on estimating of PV-array hourly power under cloudy weather conditions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, 579-592, 2016.
- GIL, V.; GAERTNER, M. A.; GUTIERREZ, C.; LOSADA, T. Impact of climate change on solar irradiation and variability over the Iberian Peninsula using regional climate models. **International Journal Climatology**, joc.5916, 2018.
- GONZÁLEZ, A.; PÉREZ, J. C.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J. Future projections of wind resource in a mountainous archipelago, Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 104, 120-128, 2017.
- GUNDERSON, I.; GOYETTE, F.; GAGO-SILVA, A.; QUIQUEREZ, L.; LEHMANN, A. Climate and land-use change impacts on potential solar photovoltaic power generation in the Black Sea region, **Environmental Science e Policy**, v. 46, 70-81, 2015.
- GUTIÉRREZ, C.; SOMOT, S.; NABAT, P., MALLET, M.; CORRE, L.; VAN MEIJGAARD, E.; PERPIÑÁN, O.; GAERTNER. Future evolution of surface solar

- radiation and photovoltaic potential in Europe: investigating the role of aerosols. **Environmental Research Letters**, v. 15, 034035, 2020.
- HAERTER, J. O.; HAGEMANN, S.; MOSELEY, C.; PIANI, C. Climate model bias correction and the role of timescales. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 15 (3), 1065–1079, 2011.
- HAGEDORN, R.; DOBLAS-REYES, F.J.; PALMER, T.N. The rationale behind the success of multi-model ensembles in seasonal forecasting – I. Basic concept. **Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography**, v. 57 (3), 219-233, 2005.
- HAKUBA, M. Z.; FOLINI, D.; SANCHEZ-LORENZO, A.; WILD, M. Spatial representativeness of ground-based solar radiation measurements. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 118, 8585–8597, 2013.
- HAM-BALOYI, W. T.; JORDAN, P. Systematic review as a research method in post-graduate nursing education. **Health SA Gesondheid**, v. 21, p. 120-128, 2016.
- HINGRAY, B.; SAÏD, M. Partitioning internal variability and model uncertainty components in a multimember multimodel ensemble of climate projections. **Journal of Climate**, v. 27 6779–6798, 2014.
- HOUGHTON, J.T.; DING, Y.; GRIGGS, D.J.; NOGUER, M.; VAN DER LINDEN, P.J. DAI, X.; et al.. Contribution of working group I to the third assessment report of the intergovernmental panel on climate change. *Clim. Change 2001: The Scientific Basis*, 2001.
- HUANG, G. A stepwise cluster analysis method for predicting air quality in an urban environment. **Atmospheric Environment. Part B. Urban Atmosphere**, v. 26, 349–357, 1992.
- HUBER, I.; BUGLIARO, L.; PONATER, M.; GARNY, H.; EMDE, C.; MAYER, B. Do climate models project changes in solar resources? **Solar Energy**, v. 129, 65-84, 2016.
- HULD, T.; GOTTSCHALG, R.; BEYER, H. G.; TOPIC, M. Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. **Solar Energy**, v. 84, 324–338, 2010.
- IPCC Special Report on Climate Change and Land. Geneva, Switzerland, 2019
- IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013a.
- IPCC. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021.
- IPCC. Special Report on Emissions Scenarios. Cambridge Univ. Press, 2013b.
- JACOB, D.; PETERSEN J; EGGERT B; ALIAS A; CHRISTENSEN, O. B.; BOUWER, L. M.; et al. EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research. **Regional Environmental Change**, v. 14, 563–578, 2014.
- JEREZ, S.; THAIS, F.; TOBIN, I.; WILD, M.; COLETTE, A.; YIOU, P.; VAUTARD, R. The CLIMIX model: A tool to create and evaluate spatially-resolved scenarios of photovoltaic and wind power development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, 1-15, 2015b.
- JEREZ, S.; TOBIN, I.; VAUTARD, R.; MONTAVEZ, J.P.; LOPEZ-ROMERO, J.M.; THAIS, F.; BARTOK, B.; CHRISTENSEN, O.B.; COLETTE, A.; DEQUE, M.; NIKULIN, G.; KOTLARSKI, S.; VAN MEIJGAARD, E.; TEICHMANN, C.; WILD, M. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. **Nature Communication**, v. 6, 10014, 2015a.

- KAWASE, H.; YOSHIKANE, T.; HARA, M.; AILIKUN, B.; KIMURA, F.; YASUNARI, T. Downscaling of the climatic change in the Mei-yu rainband in East Asia by a pseudo climate simulation method. **SOLA**, v. 4, 73-76, 2008.
- KAWASE, H.; YOSHIKANE, T.; HARA, M.; KIMURA, F.; YASUNARI, T.; AILIKUN, B.; UEDA, H.; INOUE, T. Intermodel variability of future changes in the Baiu rainband estimated by the pseudo global warming downscaling method. **Journal of Geophysical Research**, v. 114, 2009.
- KIMURA, F.; KITO, A. Downscaling by Pseudo Global Warming Method, The Final Report of ICCAP 4346, 2007.
- KOU, Q.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. **Solar Energy**, v. 64 (1-3), 33–40, 1998.
- LARA-FANEGO, V.; RUIZ-ARIAS, J. A.; POZO-VA'ZQUEZ, D.; SANTOS-ALAMILLOS, F. J.; TOVAR-PESCADOR, J. Evaluation of the WRF model solar irradiance forecasts in Andalusia (southern Spain). **Solar Energy**, v. 86, 2200–2217, 2012.
- LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook**. 1. Ed. Adam Hilger: Nova Iorque, 1990. 572 p.
- LAUER, A.; ZHANG, C.; ELISON-TIMM, O.; WANG, Y.; HAMILTON, K. Downscaling of climate change in the Hawaii region using CMIP5 results: on the choice of the forcing fields. **Journal of Climate**, v. 26 (24), 10006-10030, 2013.
- LAWIN, A. E.; NIYONGENDAKO, M.; MANIRAKIZA, C. Solar irradiance and temperature variability and projected trends analysis in Burundi. **Climate**, v. 7, 83, 2019.
- LEHMANN, A.; GIULIANI, G.; MANCOSU, E.; ABBASPOUR, K.C.; SÖZEN, S.; GORGAN, D.; BEEL, A.; RAY, N. Filling the gap between earth observation and policy making in the Black Sea catchment with enviroGRIDS. **Environmental Science and Policy**, v. 46, 1–12, 2015.
- LELIEVELD, J.; BERRESHEIM, H.; BORRMANN, S.; CRUTZEN, P. J.; DENTENER, F. J.; FISCHER, H. et al. Global air pollution crossroads over the Mediterranean. **Science**, v. 298, 794–799, 2002.
- LEWIS, C.A.; KIRKPATRICK, J.P. Solar cell characteristics at high solar intensities and temperatures. In Proceedings of the 8th IEEE Photovoltaic Specialists Conference Record, Seattle, WA, USA, 4–6 August 1970; pp. 123–134.
- LI, H.B.; ROBOCK, A.; WILD, M. Evaluation of intergovernmental panel on climate change fourth assessment soil moisture simulations for the second half of the twentieth century. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 112, D06106, 2007.
- LI, X.; MAUZERALL, D. L.; BERGIN, M. H. Global reduction of solar power generation efficiency due to aerosols and panel soiling. **Nature Sustainable**, v.3, 720–727, 2020.
- MACGUFFIE, K.; HENDERSON-SELLERS, A. **A Climate Modelling Primer**. 3. Ed. John Wiley and Sons: Chichester, 2006. 288 p.
- MARTÍNEZ-DURBÁN, M.; ZARZALEJO, L.F.; BOSCH, J.L.; ROSIEK, S.; POLO, J.; BATLLES, F.J. Estimation of global daily irradiation in complex topography zones using digital elevation models and meteosat images: comparison of the results. **Energy Conversion and Management**, v. 50, 2233–2238, 2009.
- MAVROMATAKIS, F.; KAVOUSSANAKI, E.; VIGNOLA, F.; FRANGHIADAKIS, Y. Measuring and estimating the temperature of photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 110, 656-666, 2014.

- MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16 (5), 2920-2925, 2012.
- MICROSOFT. **Excel**. 2013. Available at: <https://www.microsoft.com/>. Acesso em: Jul. 13, 2021.
- MOSS, R. H.; EDMONDS, J. A.; HIBBARD, K. A.; MANNING, M. R.; ROSE, S. K.; VAN VUUREN, D. P.; CARTER, T. R.; EMORI, S.; KAINUMA, M.; KRAM, T. et al. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. **Nature**, v. 463 (7282), 747–756, 2010.
- MPIMET, 2020. Climate Data Operators. Available online: <http://www.mpimet.mpg.de/cdo>. Acesso em: 01/07/2020.
- MUELLER, B.; SENEVIRATNE, S. I. Systematic land climate and evapotranspiration biases in CMIP5 simulations. **Geophysical Research Letters**, v. 41, 2014.
- MÜLLER, B.; WILD, M.; DRIESSE, A.; BEHRENS, K. Rethinking solar resource assessments in the context of global dimming and brightening. **Solar Energy**, v. 99, 272–282, 2014.
- MÜLLER, J.; FOLINI, D.; WILD, M.; PFENNINGER, S. CMIP-5 models project photovoltaics are a no-regrets investment in Europe irrespective of climate change. **Energy**, v. 171, 135-148, 2019.
- NIKULIN, G.; JONES, C.; GIORGI, F.; ASRAR, G.; BÜCHNER, M.; CEREZO-MOTA, R. et al., Precipitation climatology in an ensemble of CORDEX-Africa regional climate simulations. **Journal of Climate**, v. 25 (18), 6057-6078, 2012.
- NOAA. National Oceanic and Atmospheric Administration. The First Climate Model. 2017. Disponível em: http://celebrating200years.noaa.gov/breakthroughs/climate_model/. Acesso em: 13/04/2021.
- OHUNAKIN, O. S.; ADARAMOLA, M. S.; OYEWOLA, O. M.; MATTHEW, O. J.; FAGBENLE, R. O. The effect of climate change on solar radiation in Nigeria. **Solar Energy**, v. 116, 272–286, 2015.
- OMAR, A. M.; SHAARI, S.; HUSSIN, M. Z.; SOPIAN, K. B. Energy yield calculation of the grid connected photovoltaic power system. **Computer Applications in Environmental Sciences and Renewable Energy**, 162-167, 2014.
- PACHAURI, R. K.; MAYER L. Intergovernmental panel on climate change. Climate change 2014: synthesis report. Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change; 2015.
- PANAGEA, I. S.; TSANIS, I. K.; KOUTROULIS, A. G.; GRILLAKIS, M. G. Climate change impact on photovoltaic energy output: The case of Greece. **Advances in Meteorology**, v. 2014, 264506, 2014.
- PAŠIČKO, R.; BRANKOVIĆ, C.; ŠIMIĆ, Z. Assessment of climate change impacts on energy generation from renewable sources in Croatia. **Renewable Energy**, v. 46, p. 224–231, 2012.
- PATT, A.; PFENNINGER, S.; LILLIESTAM, J. Vulnerability of solar energy infrastructure and output to climate change. **Climate Change**, v. 121, 93–102, 2013.
- PEIXÓTO, J. P.; OORT, A.H. The Physics of Climate. USA: American Institute of Physics, 1992.
- PÉREZ, J. C.; GONZÁLEZ, A.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J.; FELIPE, J. Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 133, 749–759, 2019.
- PERPIÑÁN, O. solaR: Solar Radiation and photovoltaic Systems with R. **Journal of Statistical Software**, v., 50(9), 1–32, 2012.

- POLMAN, A.; KNIGHT, M.; GARNETT, E.C.; EHRLER, B.; SINKE, W.C. Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges. **Science**, v. 352, aad4424, 1-10, 2016.
- QUEIROZ, A. R DE.; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M.; SILVA, B. C DE.; SCIANNI, L. A. Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. **Renewable Energy**, v. 99, p. 379–389, 2016.
- R Development Core R. R: A Language and Environment for Statistical Computing; R Foundation for Statistical Computing: Vienna, Austria, 2008.
- RAZA MQ, NADARAJAH M., EKANAYAKE C. On recent advances in PV output power forecast. **Solar Energy**, v. 136, 125–144, 2016.
- RIAH, K.; RAO, S.; KREY, V.; CHO, C.; CHIRKOV, V.; FISCHER, G.; et al. RCP 8.5-A scenario of comparatively high greenhouse gas emissions. **Climatic Change**, v. 109 (1–2), 33–57, 2011.
- ROSS, R. G.; SMOKLER, M. I. Report: Electricity from Photovoltaic Solar Cells: Flat-Plate Solar Array. Project Final Report. California. 1986.
- RUIZ-ARIÁS, J. A.; POZO-VÁZQUEZ, D.; SANTOS-ALAMILLOS, F. J.; LARA-FANEGO, V.; TOVAR-PESCADOR, J. A topographic geostatistical approach for mapping monthly mean values of daily global solar radiation: a case study in southern Spain. **Agricultural and Forest Meteorology**, v. 151, 1812–1822, 2011.
- SATO, T.; KIMURA, F.; KITO, A. Projection of global warming onto regional precipitation over Mongolia using a regional climate model. **Journal of Hydrology**, v. 333 (1), 144-154, 2007.
- SAWADOGO, W.; ABIODUN, B. J.; OKOGBUE E. C. Impacts of global warming on photovoltaic power generation over West Africa. **Renewable Energy**, v. 151, 263-277, 2020.
- SKOPLAKI E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, 614–624, 2009.
- SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, 1393–1402, 2008.
- SMITH, C. J.; CROOK, J. A.; CROOK, R.; JACKSON, L. S.; OSPREY, S. M.; FORSTER, P. M. Impacts of Stratospheric Sulfate Geoengineering on Global Solar Photovoltaic and Concentrating Solar Power Resource. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 56, 1483-1497, 2017.
- SOARES, P. M.; BRITO, M. C.; CARETO, J. A. Persistence of the high solar potential in Africa in a changing climate. **Environmental Research Letters**, v. 14, 124036, 2019.
- SOBRI, S.; KOOHI-KAMALI, S.; RAHIM, N.A. Solar photovoltaic generation forecasting methods: a review. **Energy Conversion and Management**, v. 156, 459–497, 2018.
- SORENSEN, B. GIS management of solar resource data. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 67, 503–509, 2001.
- SPECTROLAB. Photovoltaic systems concept study. Rep. AL0-2748-12, Inc., Sylmar, CA, 1977.
- STANFIELD, R.E.; DONG, X.; XI, B.; KENNEDY, A.; GENIO, A. D. D.; MINNIS, P.; et al. Assessment of NASA GISS CMIP5 and post-CMIP5 simulated clouds and TOA radiation budgets using satellite observations. Part I: Cloud fraction and properties. **Journal of Climate**, v. 27 (11), 4189–4208, 2014.
- SUEHRCKE, H. On the relationship between duration of sunshine and solar radiation on the Earth's surface: Ångström's equation revisited. **Solar Energy**, v. 68 (5), 417-425, 2000.

- TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating, in: **NCPV and Solar Program Review Meeting**, v. 1, 936-939, 2003.
- TANG, C.; MOREL, B.; WILD, M.; POHL, B.; ABIODUN, B.; BESSAFI, M. Numerical simulation of surface solar radiation over southern Africa. Part 1: evaluation of regional and global climate models. **Climate Dynamics**, v. 52, 457–477, 2019a.
- TANG, C.; MOREL, B.; WILD, M.; POHL, B.; ABIODUN, B.; LENNARD, C.; BESSAFI, M. Numerical simulation of surface solar radiation over southern Africa. Part 2: projections of regional and global climate models. **Climate Dynamics**, v. 53, 2197–2227, 2019b.
- TAYLOR, K. E.; STOUFFER, R. J.; MEEHL, G.A. An overview of CMIP5 and the experiment design. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 93 (4), 485–498, 2012.
- TERINK, W.; HURKMANS, R. T. W. L.; TORFS, P. J. J. F.; UIJLENHOET, R. Bias correction of temperature and precipitation data for regional climate model application to the Rhine basin. **Hydrology and Earth System Sciences Discussions**, v. 6 (4), 5377–5413, 2009.
- TESKE, S. **Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5 °C and +2° C**. 1. Ed. Cham: Springer International Publishing, 2019. 491 p.
- THOMSON, A. M.; CALVIN, K.V.; SMITH, S.J.; KYLE, G.P.; VOLKE, A.; PATEL, P.; et al. RCP4.5: a pathway for stabilization of radiative forcing by 2100. **Climatic Change**, v. 109, 177, 2011.
- TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. **Solar Energy**, v. 82, 1–12, 2008.
- TORMA, C. S.; GIORGI, F.; COPPOLA, E. Added value of regional climate modeling over areas characterized by complex terrain—precipitation over the Alps. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 120, 3957–3972, 2015.
- TOVAR-PESCADOR, J., POZO-VÁZQUEZ, D., RUIZ-ARIÁS, J.A., BATLLES, J., LÓPEZ, G., BOSCH, J.L. On the use of the digital elevation model to estimate the solar radiation in areas of complex topography. **Meteorology Applied**, v. 13, 279–287, 2006.
- TRENBERTH, K. E.; FASULLO, J. T. Global warming due to increasing absorbed solar radiation. **Geophysical Research Letters**, v. 36, L07706, 2009.
- VAN RUIJVEN, B. J.; DE CIAN, E.; SUE, I. Wing amplification of future energy demand growth due to climate change. **Nature Communications**, v. 10, 2762, 2019.
- VAN VUUREN, D. P.; EDMONDS, J.; KAINUMA, M.; RIAHI, K.; THOMSON, A.; HIBBARD, K. HURTT, G.C.; KRAM, T.; KREY, V.; LAMARQUE, J. -F.; et al. The representative concentration pathways: an overview. **Climatic Change**, v. 109 (1–2), 5–31, 2011.
- VIHMA, T.; SCREEN, J.; TJERNSTRÖM, M.; NEWTON, B.; ZHANG, X.; POPOVA, V.; et al. The atmospheric role in the Arctic water cycle: a review on processes, past and future changes, and their impacts. **Journal Geophysical Research: Biogeosciences**. V. 121, 586–620, 2016.
- WACHSMUTH, J.; BLOHM, A.; REISEMANN, S. G.; EICKEMEIER, T.; RUTH, M.; GASPER, R.; STÜHRMANN, S. How will renewable power generation be affected by climate change? The case of a Metropolitan Region in Northwest Germany. **Energy**, v. 58, 192–201, 2013.
- WALLACH, D.; MEARN, L.O.; RUANE, A.C.; RÖTTER, R.P.; ASSENG, S. Lessons from climate modeling on the design and use of ensembles for crop modeling, **Climatic Change**, v. 139 (3-4), 551-564, 2016.

- WAN, C.; ZHAO, J.; SONG, Y.; XU, Z.; LIN, J.; HU, Z. Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management. **CSEE J Power Energy Systems** v. 1, 38–46, 2015.
- WIELICKI, B. A.; WONG, T.; ALLAN, R. P.; SLINGO, A.; KIEHL, J. T., SODEN, B. J.; et al. Evidence for large decadal variability in the tropical mean radiative energy budget. **Science**, v. 295 (5556), 841–844, 2002.
- WILD, M. et al. The global energy balance from a surface perspective. **Climate Dynamics**, v. 40, 3107–3134, 2013.
- WILD, M. How well do IPCC-AR4/CMIP3 climate models simulate global dimming/brightening and twentieth-century daytime and nighttime warming? **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, v. 114, D00d11, 2009.
- WILD, M. Short-wave and long-wave surface radiation budgets in GCMs: a review based on the IPCC-AR4/CMIP3 models. **Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography**, v. 60 (5), 932–945, 2008.
- WILD, M.; FOLINI, D.; HENSCHER, F.; FISCHER, N.; MÜLLER, B. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 116, 12–24, 2015.
- WILD, M.; LIEPERT, B. The earth radiation balance as driver of the global hydrological cycle. **Environmental Research Letters**, v. 5 (2), 025003, 2010.
- WILD, M.; LONG, C. N.; OHMURA, A. Evaluation of clear-sky solar fluxes in GCMs participating in AMIP and IPCC-AR4 from a surface perspective. **Journal of Geophysical Research**, v. 111, D01104, 2006.
- WILKS, D. Resampling hypothesis tests for autocorrelated fields. **Journal of Climate**, v. 10 (1), 65–82, 1997.
- WILKS, S. S. Certain generalizations in the analysis of variance. **Biometrika**, v. 24, 471–94, 1932.
- WMO, Guide to Climatological Practices/World Meteorological Organization, 2011th Edition, World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland, 2011. http://www.wmo.int/pages/prog/wcp/ccl/guide/documents/WMO_100_en.pdf.
- YANG, J.; YANG, Y.; ELIA CAMPANA, P.; HE, J. City-level analysis of subsidy-free solar photovoltaic electricity price, profits and grid parity in China. **Nature Energy**, v. 4, 709–17, 2019.
- ZHAO, X.; HUANG, G.; LU, C.; ZHOU, X.; LI, Y. Impacts of climate change on photovoltaic energy potential: A case study of China. **Applied Energy**, v. 280, 115888, 2020.
- ZONDAG, H. A. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 12, 891–959, 2008.
- ZOU, L.; WANG, L.; LI, J.; LU, Y.; GONG, W.; NIU, Y. Global surface solar radiation and photovoltaic power from coupled model intercomparison project phase 5 climate models. **Journal of Cleaner Production**, v. 224, 304–324, 2019.

CAPÍTULO 4 – VARIABILIDADE E SENSIBILIDADE DOS MODELOS UTILIZADOS PARA ESTIMAR O POTENCIAL DE PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA

Resumo

O uso de energias renováveis é uma das alternativas para mitigar as mudanças climáticas. Entre elas, a energia fotovoltaica tem mostrado um crescimento relevante na participação no setor elétrico. O crescimento significativo na geração fotovoltaica ao redor do mundo pode ser atribuído a vários fatores-chave, incluindo luz solar abundante, políticas governamentais favoráveis, queda nos custos de painéis solares e preocupações ambientais. No entanto, o desempenho do sistema fotovoltaico está fortemente ligado à variabilidade do clima. Diferentes modelos são usados para levar em conta essa dependência meteorológica; no entanto, há uma lacuna em relação às diferenças nas saídas desses modelos. O estudo apresentado aqui investiga a variabilidade e a sensibilidade dos modelos usados para estimar a produção fotovoltaica (PVP). Seis modelos foram comparados por meio de análise de diferença percentual. Análises estatísticas revelaram que a diferença entre a PVP estimada por esses modelos chega a uma diferença absoluta de potência de 12,89%. Em relação à sensibilidade, no contexto de mudanças de temperatura, a diferença relativa média na PVP entre os modelos pode chegar a até 5,32% para uma mudança de 10 °C, enquanto no contexto de mudanças na irradiância solar, a diferença relativa média pode chegar a até 19,05% para uma mudança de 41,67 W/m². A consideração da variabilidade e sensibilidade dos principais conjuntos de equações usados para estimar o potencial de produção de energia fotovoltaica pode ajudar a refinar metodologias e suposições em pesquisas futuras nesta área. Existem variações e sensibilidades, como observado, de tal magnitude que, dependendo do conjunto de equações adotado no estudo, podem alterar a conclusão sobre a produção de energia fotovoltaica em uma determinada região. Essas divergências podem, por sua vez, reformular análises de viabilidade e comprometer a confiabilidade de sistemas de energia fotovoltaica, levando assim a diferentes consequências econômicas e socioambientais.

Palavras-chave: Produção PV; taxa de desempenho; mudanças climáticas; modelagem PV.

4.1. Introdução

As energias renováveis são consideradas uma ferramenta fundamental para avançar em direção ao Objetivo de Desenvolvimento Sustentável número 7 das Nações Unidas, que implica acesso universal a energia acessível, confiável e moderna (FERON et al., 2017). As energias renováveis também podem ajudar a reduzir as emissões globais de GHGs e, assim, mitigar as mudanças climáticas. Entre os projetos de energia renovável, os projetos descentralizados baseados em sistemas fotovoltaicos solares têm o potencial de contribuir para a adaptação às mudanças climáticas, resiliência climática, segurança energética e justiça social (FERON et al., 2021). No entanto, a sensibilidade das energias renováveis à variabilidade climática futura é uma fonte de incerteza que pode complicar o planejamento energético e colocar em risco investimentos no setor energético.

Alterações na frequência de dias com altas temperaturas do ar ou dias nublados podem alterar substancialmente os rendimentos dos sistemas fotovoltaicos. A produção fotovoltaica (PVP) descreve o desempenho das células fotovoltaicas em relação à sua capacidade nominal de geração de energia de acordo com as condições reais do ambiente (JEREZ et al., 2015). A PVP depende do recurso solar disponível no local, temperatura do ar, velocidade do vento, cobertura de nuvens, aerossóis, distribuição espectral da irradiância incidente, ângulo de incidência da irradiância e eficiência operacional dos componentes do sistema (KAFKA et al., 2019). Muitos trabalhos abordam esse tema. Zuluaga et al. (2022) projetaram o potencial de produção de energia de sistemas fotovoltaicos sob diferentes cenários de mudança climática para o Brasil. Para o futuro de curto prazo (2021–2050), estimaram aumentos para a região Norte. No entanto, a longo prazo (2071–2100), são previstas diminuições significativas para todo o país (exceto para o extremo norte). Zhang et al. (2022) quantificaram o impacto das mudanças climáticas no potencial fotovoltaico para a China, considerando as condições médias e extremas de entrada solar, indicando uma diminuição diante de um clima mais quente. Niu et al. (2023) analisaram as variações espaciais e temporais do potencial de energia fotovoltaica para a China. Eles indicaram uma diminuição no potencial de energia fotovoltaica, considerando um cenário de alto uso de recursos e dependência de combustíveis fósseis. No entanto, o potencial de energia fotovoltaica aumentaria em direção a um cenário mais sustentável. Eles também estimaram a contribuição da radiação de superfície, aerossóis e cobertura de nuvens. Ha et al. (2023) estudaram globalmente as consequências das projeções climáticas

em diferentes cenários de emissão de GHGs e indicaram alta vulnerabilidade no fornecimento de energia solar devido ao aumento das temperaturas.

Diferentes modelos de módulos fotovoltaicos foram desenvolvidos, desde modelos simples com poucos parâmetros de entrada até modelos mais complexos com procedimentos extensos de modelagem de módulos fotovoltaicos (KLISE e STEIN, 2009). É comum classificá-los em duas categorias: (1) modelos de potência e (2) modelos baseados no circuito elétrico equivalente da célula fotovoltaica (DJAMILA e ERNEST, 2012). No presente estudo, nos concentramos nos modelos do primeiro grupo devido à sua simplicidade e ampla adoção nos estudos de viabilidade econômica de usinas fotovoltaicas ao redor do mundo.

Na literatura, são estabelecidas duas relações lineares de gradiente negativo para a eficiência de uma célula fotovoltaica em função da temperatura da célula (Equação (4.1)) e da temperatura combinada e irradiância solar (Equação (4.2)).

$$f_{temp} = \frac{\eta_{cell}}{\eta_{ref}} = 1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) \quad (4.1)$$

$$f_{temp} = \frac{\eta_{cell}}{\eta_{ref}} = 1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot} \quad (4.2)$$

onde η_{ref} é a eficiência de referência, G_{tot} é a irradiância solar, β e γ são, respectivamente, os coeficientes de temperatura e irradiância definidos pelo material e estrutura da célula, e T_{cell} e T_{ref} são, respectivamente, a temperatura da célula e a temperatura de referência de 25 °C (EVANS, 1981; ZONDAG, 2008; TONUI e TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2008; SKOPLAKI e PALYVOS, 2009).

Na Equação (4.1), β assume o valor de 0,005/°C para células de silício monocristalino, e na Equação (4.2), devem ser usados $\beta = 0,0045/°C$ e $\gamma = 0,1$ (CROOK et al., 2011). Na Equação (4.2), a redução na eficiência da célula fotovoltaica devido a baixos níveis de luminosidade é considerada por meio de γ (NIU et al., 2023).

Enquanto a irradiância total pode ser medida diretamente, a temperatura da célula não pode, e algumas relações foram desenvolvidas para 100olar100ina-la. Na sequência de estudos de vários autores (LASNIER, 1990; KOU et al., 1998; DUFFIE e BECKMAN, 2006), uma expressão empírica geral para a temperatura da célula foi definida de acordo com a Equação (4.3).

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} \quad (4.3)$$

onde T_a é a temperatura ambiente em °C, e c_1 , c_2 e c_3 são coeficientes constantes. Os coeficientes dependem dos detalhes do módulo e montagem que afetam a transferência de calor da célula. Os coeficientes normalmente utilizados nesta equação foram obtidos no estudo realizado por Lasnier e Ang (1990) para uma célula de silício monocristalino, a saber: $c_1 = -3,75$ °C, $c_2 = 1,14$. E $c_3 = 0,0175$ °C·m²/W.

Jerez et al. (2015) utilizaram a Equação (4.1), mas não utilizaram a Equação (4.3). Na verdade, os autores propuseram o uso de uma nova equação incluindo a influência da velocidade do vento, de acordo com Chenni et al. (2007) (Equação (4.4)).

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W \quad (4.4)$$

onde W é a velocidade do vento na superfície terrestre em m/s.

De acordo com Chenni et al. (2007), os coeficientes para uma célula de silício monocristalino são $c_1 = 4,3$ °C, $c_2 = 0,943$, $c_3 = 0,028$ °C·m²/W e $c_4 = -1,528$ °C·s/m. Portanto, se as condições ambientais (G_{tot} , T_a e W) corresponderem às condições de teste padrão (em inglês *standard test conditions*, STC), a produção de energia fotovoltaica atinge o valor nominal. Se elas forem tais que T_{cell} seja maior que 25 °C e/ou G_{tot} seja menor que 1000 W/m², a saída de energia fotovoltaica será menor que a potência nominal do módulo.

Pérez et al. (2019) alteraram os valores dos coeficientes para $c_1 = 4,22$ °C, $c_2 = 1,08$, $c_3 = 0,0226$ °C·m²/W e $c_4 = -1,83$ °C·s/m, conforme estabelecido por Mavromatakis et al. (2014). Pérez et al. (2019) enfatizaram que este novo modelo linear não é adequado para velocidades do vento superiores a 10 m/s, pois essas condições produzem uma temperatura do módulo muito baixa e irrealista.

Sawadogo et al. (2020) utilizaram a mesma Equação (4.1) que Jerez et al. (2015), mas substituíram a Equação (4.4) pela Equação (4.5).

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W + c_5 R_h \quad (4.5)$$

onde R_h é a umidade relativa em %.

De acordo com TamizhMani et al. (2003), os coeficientes de regressão específicos do sistema são $c_1 = 1,57$ °C, $c_2 = 0,961$, $c_3 = 0,0289$ °C·m²/W, $c_4 = -1,457$ °C·s/m, e $c_5 = 0,109$ °C/%.

Algumas outras relações para descrever a dependência da temperatura da célula fotovoltaica nas variáveis meteorológicas têm sido utilizadas. Zou et al. (2019) utilizaram a Equação (4.6).

$$T_{cell} = T_a + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G_{tot}}{800} \right) \quad (4.6)$$

onde T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação da célula, que é definida como a temperatura alcançada quando as células são montadas em um local com um nível de irradiância solar de 800 W/m², velocidade do vento de 1 m/s e temperatura ambiente de 20 °C.

Smith et al. (2017) utilizaram a Equação (4.7) para definir a temperatura da célula.

$$T_{cell} = T_a + c_3 G_{tot} \quad (4.7)$$

a qual pressupõe que o módulo fotovoltaico está montado em um campo aberto e que a velocidade do vento livre não influencia fortemente a transferência de calor por convecção, com $c_3 = 0,2933 \text{ K/W} \cdot \text{m}^2$ (SMITH et al., 2017).

Ao contrário de todos os estudos anteriores, Gunderson et al. (2015) optaram por um modelo simplista (Equação (4.8)).

$$P_{pv} = G_{tot} \eta_{cell} \quad (4.8)$$

onde se assume que a eficiência da célula fotovoltaica (η_{cell}) é constante e que o potencial de geração de energia fotovoltaica depende apenas da irradiância solar.

É importante enfatizar que nenhuma das equações acima apresenta, como entrada, variáveis que representem explicitamente a influência de poeira, direção do vento, ângulo de incidência da irradiância e material do módulo fotovoltaico. Portanto, elas são consideradas implicitamente em termos de equações existentes ou no tratamento dos dados antes do uso das equações mencionadas, que é a abordagem utilizada por Bazyomo et al. (2016) ao calcular a irradiância solar em um plano inclinado usando o pacote R gratuito, solaR (PERPIÑÁN, 2012).

Uma síntese das equações apresentadas é mostrada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1. Modelos utilizados para considerar o impacto das variáveis meteorológicas na produção PV.

#	Artigo	Equações	Referência primária ¹
1	Zou et al. (2019) Medeiros et al. (2021)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} \left[1 - \beta (T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot} \right]$ $T_{cell} = T_a + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G_{tot}}{G_{\beta,ref}} \right)$	η_{cell} : Evans e Florschuetz (1977) e Spetrolab (1977) T_{cell} : Ross e Smokler (1986)
2	Crook et al. (2011) Panagea et al. (2014) Jerez et al. (2015 ^a) Wild et al. (2015) Bazyomo et al. (2016) Zhao et al. (2020)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} \left[1 - \beta (T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot} \right]$ $T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot}$	η_{cell} : Evans e Florschuetz (1977) e Spectrolab (1977) T_{cell} : Lasnier (1990)
3	Smith et al. (2017)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} \left[1 - \beta (T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot} \right]$ $T_{cell} = T_a + c_3 G_{tot}$	η_{cell} : Evans e Florschuetz (1977) e Spetrolab (1977) T_{cell} : Skoplaki et al. (2008)
4	Sawadogo et al. (2020)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} \left[1 - \beta (T_{cell} - T_{ref}) \right]$ $T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W + c_5 R_h$	η_{cell} : Jerez et al. (2015 ^a) T_{cell} : Tamizhmani et al. (2003)
5	Jerez et al. (2015 ^a) Bichet et al. (2019) Pérez et al. (2019) Feron et al. (2021)	$\eta_{cell} = \eta_{ref} \left[1 - \beta (T_{cell} - T_{ref}) \right]$ $T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W$	η_{cell} : Lewis e Kirkpatrick (1970) T_{cell} : Tamizhmani et al. (2003)
6	Gunderson et al. (2015)	$\eta_{cell} = constant$	η_{cell} : Sorensen (2001) T_{cell} : - ²

¹ A referência primária é o estudo que desenvolveu e/ou primeiro utilizou a equação. Não necessariamente é o estudo citado pelos autores dos estudos, na coluna 2, para justificar seu uso na estimativa de P_{pv} . Exemplo: 'A' cita 'B', que cita 'C', que cita 'D'; a referência primária para o estudo de 'A' é 'D', não 'B'. Pode haver mais de uma referência primária quando o estudo precursor não é evidente. ² O modelo M6 assume que a eficiência da célula fotovoltaica é constante, sem levar em conta as variáveis meteorológicas. Portanto, não há uma equação para estimar T_{cell} .

Assim, pode-se observar que não há consenso na literatura sobre qual conjunto de equações deve ser utilizado para estimar o potencial de produção fotovoltaica (P_{pv}), e não há estudo comparando os principais modelos usados. Portanto, o objetivo deste estudo é analisar a variabilidade e sensibilidade dos principais conjuntos de equações utilizados para estimar P_{pv} . Em outras palavras, o objetivo deste estudo não foi avaliar qual modelo é o mais preciso, mas sim examinar as diferenças nos resultados quando comparados entre si. Essas distinções foram determinadas dentro do contexto de variabilidade e sensibilidade a mudanças na temperatura ambiente e na irradiância solar. O artigo está estruturado da seguinte forma: A Seção 4.2 fornece esclarecimentos sobre os dados e modelos comparados, bem como a metodologia utilizada; A Seção 4.3 apresenta os resultados e os discute com base em análises estatísticas; e a Seção 4.4 resume as conclusões e as implicações decorrentes deste estudo.

4.2. Metodologia

4.2.1. Determinação dos Modelos

Os modelos foram definidos com base no que estava presente na literatura (Tabela 4.1) e foram os mais recorrentes na determinação do potencial de produção de energia fotovoltaica (Tabela 4.2). O modelo M6 utilizado por Gunderson et al. (2015) considera a eficiência da célula fotovoltaica como constante, portanto, não há equação para definir a temperatura da célula, nem para o fator de perda operacional.

Tabela 4.2. Modelos efetivamente comparados.

#	Equações	
	Temperatura	Fator de perda operacional
M1	$T_{cell} = T_a + (T_{NOCT} - 20) \left(\frac{G_{tot}}{G_{\beta,ref}} \right)$	$f_{temp} = [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}]$
M2	$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot}$	$f_{temp} = [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}]$
M3	$T_{cell} = T_a + c_3 G_{tot}$	$f_{temp} = [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}]$
M4	$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W_{10}$	$f_{temp} = [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref})]$
M5	$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} + c_4 W_{10} + c_5 R_h$	$f_{temp} = [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref})]$
M6	-	-

4.2.2. Dados meteorológicos

Os dados meteorológicos são necessários para possibilitar a análise comparativa de quão diferentes são as saídas dos seis modelos, M1 a M6, na estimativa de P_{pv} quando os mesmos dados meteorológicos são utilizados. Esses dados meteorológicos são necessários para o cálculo de P_{pv} , seguido pela análise de variabilidade (Seção 4.2.4) e sensibilidade (Seção 4.2.5).

Os dados utilizados foram disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) a partir do banco de dados históricos. Foram utilizados dados da estação meteorológica convencional (código OMM 82798) e da estação meteorológica automática (código OMM 81918) pertencentes à cidade de João Pessoa, capital do estado da Paraíba, nordeste do Brasil, para a comparação. Foram coletados dados mensais e diários para o período entre janeiro de 1961 e dezembro de 2021. Os parâmetros selecionados foram temperatura do ar média, irradiação solar (convertida para irradiância solar para possibilitar as análises realizadas aqui), velocidade média do vento e umidade relativa.

Os dados em sua forma integral foram organizados por parâmetro em planilhas e, em seguida, submetidos a um processo de controle de qualidade para verificar e eliminar erros derivados de problemas técnicos ou de transmissão de dados. A partir daí, todos os

dados foram organizados mensalmente, utilizando apenas anos completos; ou seja, anos nos quais os dados foram obtidos em todos os meses de janeiro a dezembro.

4.2.3. Cálculo da produção fotovoltaica (PVP)

Após definir os modelos a serem comparados utilizando os parâmetros climáticos detalhados acima e um módulo solar fotovoltaico escolhido, o potencial de produção fotovoltaica foi calculada. O módulo solar fotovoltaico selecionado foi o modelo Axitec AC 260P/156-60S, comumente utilizado na região. A Tabela 4.3 mostra as características técnicas do módulo solar (AXITEC, 2016).

PVP, como função das variáveis meteorológicas, foi calculado a partir da Equação (4.9) (NOTTON et al., 2005).

$$PVP = NPI \cdot A \cdot \eta_{cell} \cdot G_{tot} \cdot f_{temp} \quad (4.9)$$

onde *NPI* é o número de módulos considerados, em unidades, *A* é a área de um módulo PV, em m², η_{cell} é a eficiência do módulo PV, na base decimal, G_{tot} é a irradiância solar, em W/m², f_{temp} é o fator de perda operacional, adimensional.

Os cálculos foram realizados considerando *NPI* = 100. O cálculo da média de *PVP* utiliza dados diários de T_a e G_{tot} para estabelecer a média mensal e, somente então, realiza os cálculos usando as equações identificadas anteriormente. Pequenos erros surgirão do termo não linear de T_a e G_{tot} na Equação (4.2) porque a variação de T_a e G_{tot} ao longo do dia é uma média. Uma simulação numérica sob condições de céu limpo sugere que os erros variam de 1% a 2% dependendo da latitude (CROOK et al., 2011). No entanto, esses erros são altamente sistemáticos e têm pouco efeito na variação percentual na produção de energia quando analisados entre diferentes anos (CROOK et al., 2011).

Tabela 4.3. Características do módulo solar fotovoltaico.

Fabricante e modelo: Axitec AC-260P/156-60S			
Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Tecnologia da célula fotovoltaica	Silício policristalino	Coefficiente de irradiância solar	$\gamma = 0,12$
Número de painéis	$NPI = 100$	Coefficiente de temperatura	$\beta = 0,0042/^{\circ}\text{C}$
Potência nominal	$P_n = 260 \text{ Wp}$	Irradiância solar	$G_{\beta,ref} = 800 \text{ W/m}^2$
Área do módulo	$A = 1,63 \text{ m}^2$	Temperatura de operação da célula (*)	$T_{ref} = 25 ^{\circ}\text{C}$
Eficiência	$\eta_{cell} = 16\%$	Temperatura de operação nominal da célula	$NOCT = 45 ^{\circ}\text{C}$

(*) sobre condições padrões de teste estabelecidas pelo fabricante. Fonte: (AXITEC, 2016).

4.2.4. Análise de variabilidade

A análise de variabilidade buscou verificar quão diferentes podem ser os resultados de cada um dos seis modelos comparados. Essas diferenças foram quantificadas a partir da diferença relativa média entre cada par de modelos, considerando o valor mais baixo para estabelecer a referência (Equação (4.10)). Assim, o valor final foi calculado como uma média para os meses do ano.

$$DRMV = \frac{\sum_{i,j=1}^{meses} \frac{|X_j - X_i|}{\text{menor}(X_j; X_i)} \times 100}{n^{\circ} \text{ meses}} \quad (4.10)$$

onde X_j é o resultado da variável na análise do modelo j , X_i é o resultado da variável na análise do modelo i , e $DRMV$ é a diferença relativa média na variabilidade em %.

Optou-se por uma análise relativa para remover a influência da magnitude dos dados envolvidos, a fim de permitir que os resultados obtidos aqui sejam comparados com aqueles extraídos de dados meteorológicos de outras regiões.

4.2.5. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade buscou verificar quão diferentes podem ser os resultados de cada um dos seis modelos comparados quando as variáveis temperatura do ar e irradiação solar são alteradas. Essas diferenças foram quantificadas com base na diferença relativa média entre o valor de referência e o valor após alteração artificial (Equação (4.11)) das variáveis meteorológicas (Tabela 4.4). Assim, o valor final foi calculado como uma média para os meses do ano.

$$DRMS = \frac{\sum_{i=1}^{meses} \frac{|X_{i,alt} - X_i|}{X_i} \times 100}{n^{\circ} \text{ meses}} \quad (4.11)$$

onde X_i é o resultado de referência da variável na análise do modelo i , $X_{i,alt}$ é o resultado após a alteração artificial da variável na análise do modelo i , e $DRMS$ é a diferença relativa média de sensibilidade em %.

Tabela 4.4. Condições para análise das sensibilidades dos modelos comparados.

Condição	Temperatura do ar	Irradiância solar diária
C1	$T_a = T_{a,measured}$	$G_{tot} = G_{tot,measured}$
C2	$T_a = T_{a,measured} - 10^{\circ}\text{C}$	$G_{tot} = G_{tot,measured}$
C3	$T_a = T_{a,measured} + 10^{\circ}\text{C}$	$G_{tot} = G_{tot,measured}$
C4	$T_a = T_{a,measured}$	$G_{tot} = G_{tot,measured} - 41.6667 \text{ W/m}^2$
C5	$T_a = T_{a,measured}$	$G_{tot} = G_{tot,measured} + 41.6667 \text{ W/m}^2$

As variáveis T_a e G_{tot} foram alteradas artificialmente, conforme descrito na Tabela 4.4, para identificar a sensibilidade individual de cada modelo.

4.3. Resultados

4.3.1. Variabilidade dos modelos

A partir das Figuras 4.1–4.4, é possível observar que, apesar de utilizar exatamente a mesma base de dados climáticos, as saídas de cada um dos cinco modelos analisados têm algumas distinções que merecem ser destacadas. É importante enfatizar que a ausência de equações para os parâmetros de temperatura da célula e fator de perda operacional – devido à metodologia adotada pelo seu idealizador – tornou impossível incluir o modelo M6 nas Figuras 4.1 e 4.2.

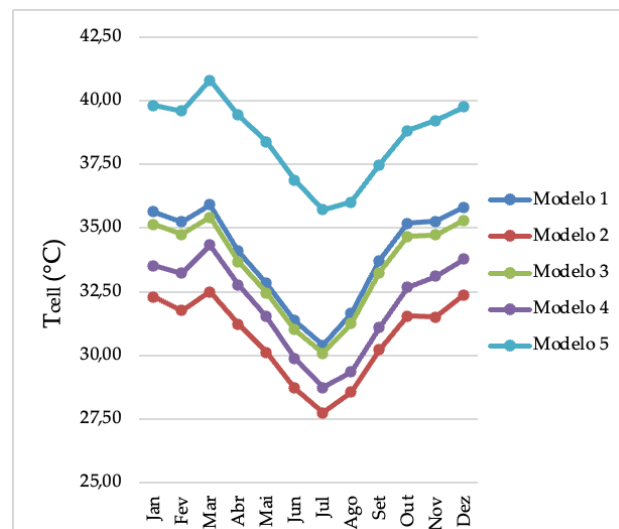


Figura 4.1. Valores médios mensais de T_{cell} para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.

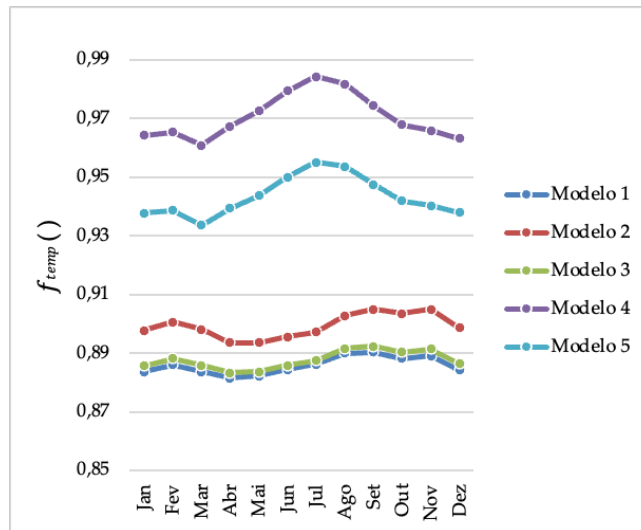


Figura 4.2. Valores médios mensais de f_{temp} para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.

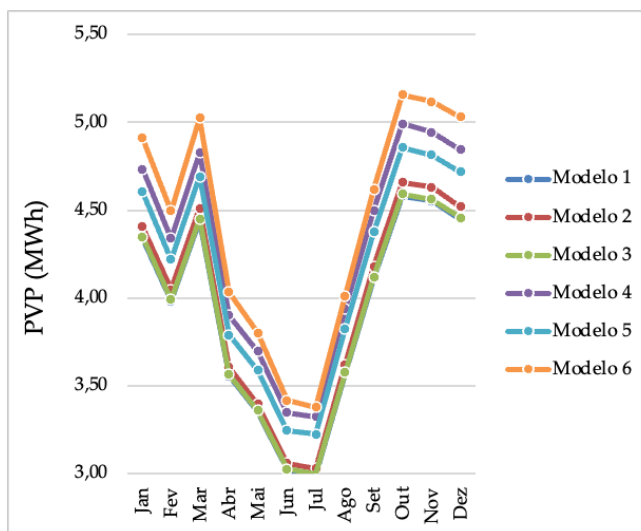


Figura 4.3. Valores médios mensais de PVP para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.

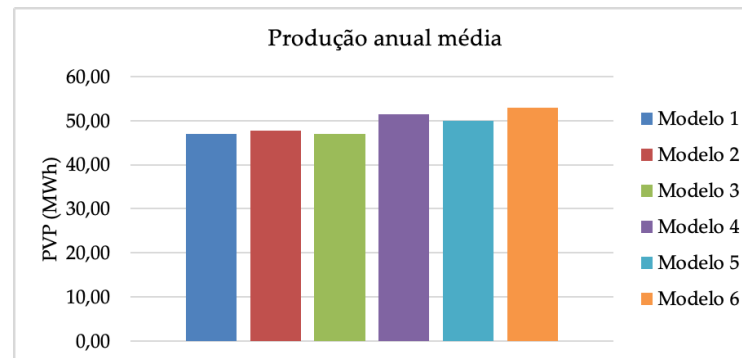


Figura 4.4. Valores médios anual de *PVP* para os modelos de cálculo de produção PV na cidade de João Pessoa, PB, Brasil, entre os anos de 1961 e 2021 para 100 módulos PV Axitec AC 260P/156-60S.

No que diz respeito à temperatura da célula (Figura 4.1), pode-se observar que, embora todos os modelos tenham o mesmo objetivo de estimar a temperatura das células do módulo fotovoltaico escolhido, os valores são todos diferentes, apesar de terem partido dos mesmos dados iniciais (variáveis meteorológicas).

Na Tabela 4.5, informações cruciais podem ser extraídas para uma melhor compreensão da variabilidade dos valores estimados para a temperatura da célula. As saídas do modelo M5 são aquelas com a maior disparidade, prevendo valores até 25,41% mais altos do que os estimados pelo modelo M2. O modelo M5 é aquele que estima as amplitudes mais altas para a temperatura da célula, e seu fator predominante é considerar a influência da umidade relativa, que não é considerada pelos outros modelos.

Tabela 4.5. Diferença relativa média entre os modelos de cálculo de produção de PV comparados dois a dois na variável T_{cell} .

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
M1	-	10,43%	1,33%	6,03%	13,59%	-
M2	10,43%	-	8,98%	4,16%	25,41%	-
M3	1,33%	8,98%	-	4,64%	15,09%	-
M4	6,03%	4,16%	4,64%	-	20,41%	-
M5	13,59%	25,41%	15,09%	20,41%	-	-
M6	-	-	-	-	-	-

Os modelos M1 e M3 têm a menor diferença média entre os valores estimados, com uma diferença média de apenas 1,33%. O modelo M4 apresenta resultados semelhantes aos modelos M1, M2 e M3, com diferenças entre 4,16% e 6,03%.

Em relação ao fator de perda operacional dos módulos fotovoltaicos causado pela temperatura (Figura 4.2), pode-se observar que os modelos M4 e M5 têm as magnitudes

mais altas. A redução da temperatura entre março e outubro faz com que f_{temp} aumente de forma mais significativa nos modelos M4 e M5, o que não é observado nos outros.

Informações quantitativas médias (Tabela 4.6) foram extraídas para uma melhor compreensão da variabilidade dos valores calculados para o fator de perda operacional dos módulos fotovoltaicos causado pela temperatura. É importante notar que, como relatado anteriormente, a diferença relativa entre os modelos foi acentuada nos meses de temperatura ambiente mais baixa. Em julho, a diferença relativa foi de 11,08% entre M1 e M4 e 10,90% entre M3 e M4, ambas mais altas do que os valores médios identificados na Tabela 4.6 (9,57% e 9,34%, respectivamente).

Tabela 4.6. Diferença relativa média entre os modelos de cálculo de produção de PV comparados dois a dois na variável f_{temp} .

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
M1	-	1,52%	0,21%	9,57%	6,49%	-
M2	1,52%	-	1,31%	7,93%	0,70%	-
M3	0,21%	1,31%	-	9,34%	6,27%	-
M4	9,57%	7,93%	9,34%	-	2,89%	-
M5	6,49%	0,70%	6,27%	2,89%	-	-
M6	-	-	-	-	-	-

Quanto ao potencial de produção de energia fotovoltaica (Figura 4.3), ao contrário de T_{cell} e f_{temp} , os valores mensais estimados têm uma diferença interna menor. M6 é o modelo mais otimista, estimando os valores mais altos para PVP, e M1 é o modelo mais conservador, estimando os valores mais baixos para PVP.

A Tabela 4.7 mostra que a diferença relativa média entre os modelos em relação aos valores de PVP segue o mesmo comportamento anteriormente observado para f_{temp} , como esperado, devido à característica de linearidade da equação que o define (Equação (4.9)). A principal distinção reside na possibilidade de definir valores para o modelo M6 usado por Gunderson et al. (2015), que considera a eficiência da célula PV como constante. Portanto, não há equação para definir a temperatura da célula ou o fator de perda operacional.

Tabela 4.7. Diferença relativa média entre os modelos de cálculo de produção de PV comparados dois a dois na PVP.

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
M1	-	1,52%	0,21%	9,57%	6,49%	12,89%
M2	1,52%	-	1,31%	7,93%	0,70%	11,20%
M3	0,21%	1,31%	-	9,34%	6,27%	12,65%
M4	9,57%	7,93%	9,34%	-	2,89%	3,03%
M5	6,49%	0,70%	6,27%	2,89%	-	6,01%
M6	12,89%	11,20%	12,65%	3,03%	6,01%	-

A diferença relativa média do ponto de vista da PVP estimada entre esses modelos alcança 12,89%, tomando os modelos M1 e M6 como referência. Os modelos M1 e M3 têm a menor diferença média entre os valores estimados, com uma diferença média de 0,21%. As saídas de M1, M2 e M3 têm uma diferença entre si de no máximo 1,52%.

A produção anual (Figura 4.4) segue o mesmo comportamento que a produção mensal, como esperado, e a produção estimada pelo modelo M6 é 12,89% maior do que a calculada pelo modelo M1. Os seis conjuntos de equações geram resultados diferentes, embora usem a mesma base de dados, o que era esperado, já que essas equações foram obtidas empiricamente.

4.3.2. Análise da sensibilidade

4.3.2.1. Sensibilidade a mudanças no T_a

Foi observado que, à medida que T_a aumenta, as curvas do gráfico para T_{cell} (Figura 4.5) se movem linearmente para cima com o aumento da temperatura e para baixo com sua diminuição.

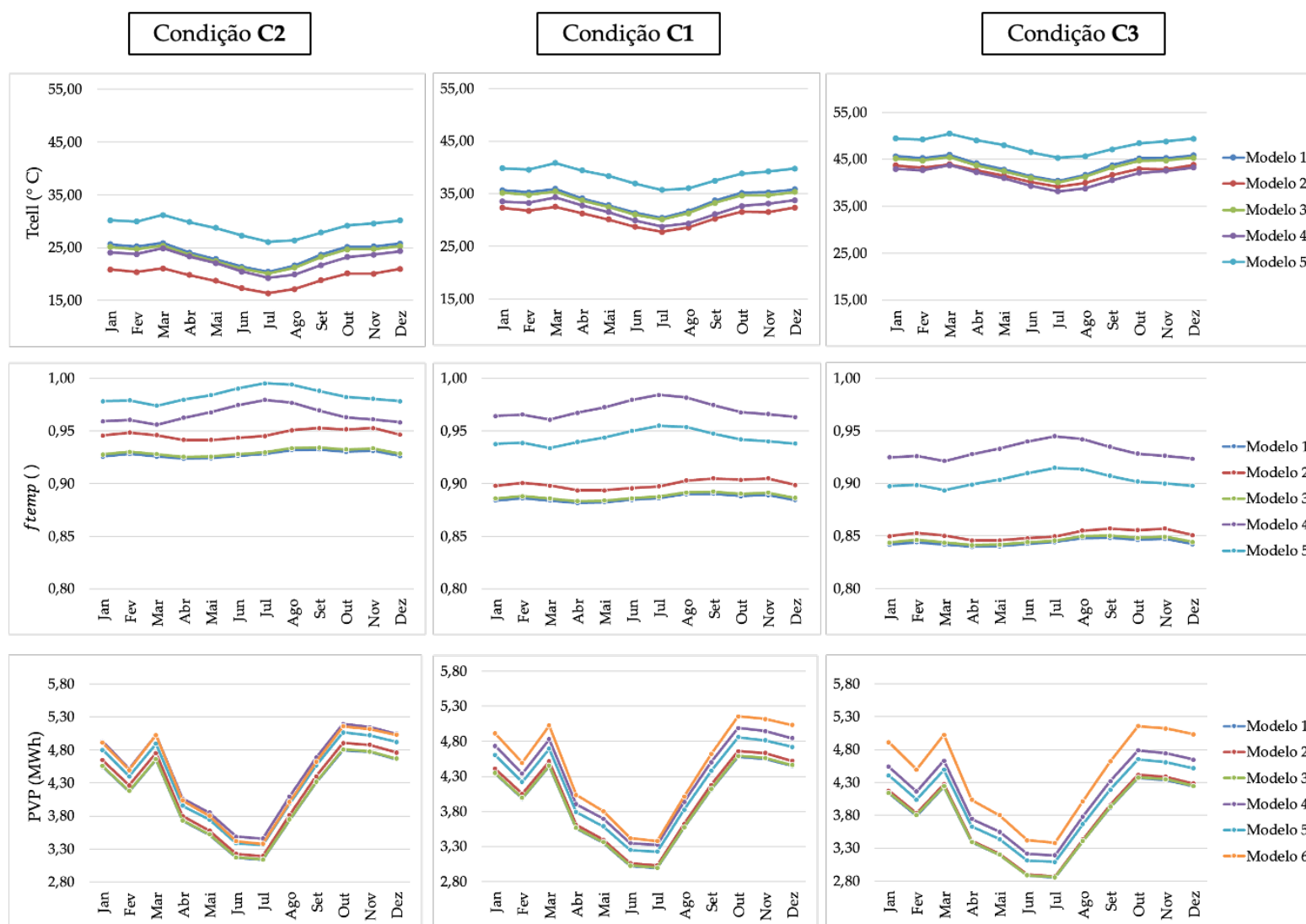


Figura 4.5. Condições para avaliar a sensibilidade dos parâmetros à variação da temperatura média do ar em cada modelo de cálculo de produção de PV.

A magnitude dessas mudanças para as condições C1, C2 e C3 pode ser vista nas Tabelas 4.8 e 4.9. A ordem de grandeza das mudanças relativas a uma variável específica também pode ser determinada pela derivada parcial de primeiro grau da equação que a modela.

Tabela 4.8. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C2 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
T_{cell}	-29,57%	-37,22%	-29,96%	-29,57%	-25,01%	-
f_{temp}	4,74%	5,32%	4,73%	-0,50%	4,28%	-
PVP	4,74%	5,32%	4,73%	4,08%	4,28%	-

Tabela 4.9. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C3 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
T_{cell}	29,57%	37,22%	29,96%	29,57%	25,01%	-
f_{temp}	-4,74%	-5,32%	-4,73%	-4,08%	-4,28%	-
PVP	-4,74%	-5,32%	-4,73%	-4,08%	-4,28%	-

Devido às diferentes sensibilidades (Tabelas 4.8 e 4.9), a variabilidade entre os valores estimados de T_{cell} de cada modelo é alterada quando há uma mudança em T_a , ou seja, há uma mudança na dispersão dos resultados dos modelos com a variação na temperatura ambiente.

O aumento em T_a causa uma redução em f_{temp} no modelo M2 mais significativa do que nos modelos M1, M3 e M5, de modo que a variabilidade entre eles é reduzida para os dados climáticos utilizados.

Como esperado, o aumento em T_a também causa uma redução em PVP. O aumento de temperatura causa uma redução em PVP no modelo M2 mais significativa do que nos modelos M1, M3, M4 e M5, de modo que a variabilidade entre eles é alterada com o aumento ou diminuição em T_a .

O modelo M2 é o modelo com a maior sensibilidade média à mudança em T_a para as variáveis T_{cell} , f_{temp} e PVP. O modelo M4 tem a menor sensibilidade média para f_{temp} e P_{pv} , e o modelo M5 tem a menor sensibilidade média para T_{cell} .

A causa primária dessa distinção reside na maneira como T_{cell} é modelado em relação ao coeficiente que considera a influência de T_a . Enquanto o modelo M2 adota um coeficiente c_2 de 1,14 (Equação (4.3)), o modelo M4 apresenta um coeficiente c_2 de 0,961

(Equação (4.4)). Esses valores aumentarão a temperatura da célula estimada mais no modelo M2 do que no M4, motivo pelo qual a eficiência estimada no M2 será menor que a do M4. Além disso, o modelo M4 também inclui um termo (c_4W) que reduz ainda mais T_{cell} considerando a velocidade do vento, um termo não incluído no conjunto de equações do modelo M2. Em combinação, essas diferenças de modelagem são os fatores que justificam a distinção entre o PVP estimado pelo M4 e pelo M2 quando há uma variação em T_a . O aumento de 10 °C em T_a causa reduções em PVP de 5,32% para o M2 e 4,08% para o M4, uma diferença absoluta de 1,24%.

O modelo M6, devido à forma como foi projetado, não possui sensibilidade à mudança de temperatura e permanece inalterado, enquanto os outros modelos têm seu PVP movido para cima quando a temperatura diminui e para baixo quando a temperatura aumenta.

4.3.2.2. Sensibilidade a mudanças no G_{tot}

Foi observado que as curvas do gráfico para T_{cell} (Figura 4.6) se movem linearmente para cima com o aumento da irradiância e para baixo com a sua diminuição. A magnitude dessas mudanças para as condições C1, C4 e C5 pode ser vista nas Tabelas 4.10 e 4.11.

Como há uma mudança de T_a , devido às diferentes sensibilidades (Tabelas 4.10 e 4.11), a variabilidade entre os valores estimados de T_{cell} de cada modelo também é alterada quando há uma mudança em G_{tot} . Ou seja, há uma mudança na dispersão dos resultados dos modelos. O aumento em G_{tot} causou um aumento em f_{temp} para os modelos M1, M2 e M3, e uma redução para os modelos M4 e M5. Essas mudanças foram pequenas. Para o M6, a variação de G_{tot} tem influência apenas em PVP.

É possível observar também que a dispersão dos resultados obtidos pelos modelos (Figura 4.6) é ampliada com o aumento da magnitude dos parâmetros T_a e G_{tot} . Assim, a amplitude da variabilidade entre os modelos (seção 4.3.1) será alterada pela magnitude das variáveis meteorológicas. Em menores temperatura e irradiância solar, os modelos apresentaram resultados mais similares, e sob temperatura e irradiância solar maiores, os modelos apresentaram saídas mais distintas.

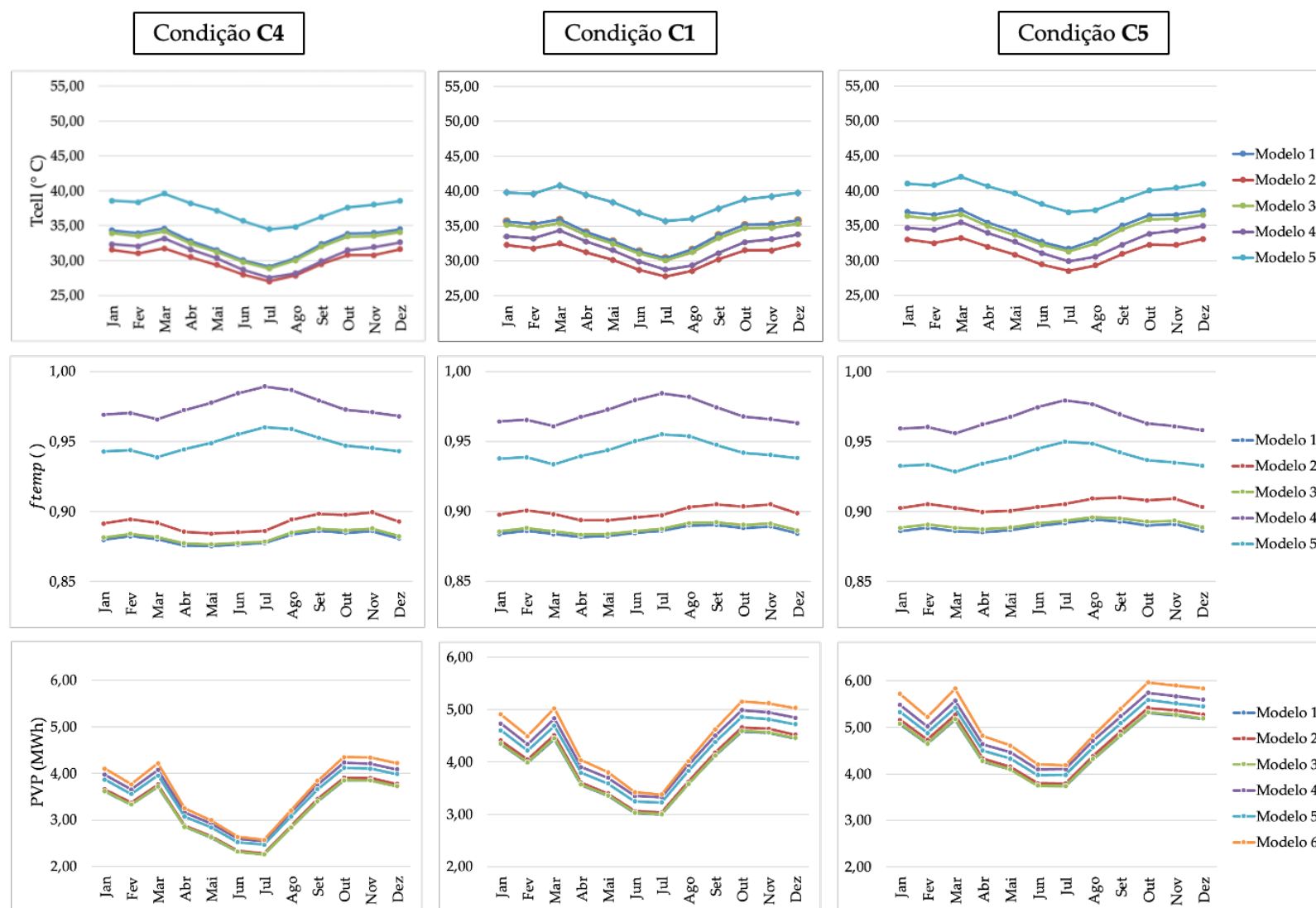


Figura 4.6. Condições para avaliar a sensibilidade dos parâmetros à variação da irradiância solar em cada modelo de cálculo de produção de PV.

Tabela 4.10. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C4 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
T_{cell}	-3,85%	-2,38%	-3,66%	-3,66%	-3,13%	-
f_{temp}	-0,58%	-0,84%	-0,62%	0,50%	0,54%	-
P_{pv}	-18,84%	-19,05%	-18,87%	-17,96%	-17,93%	-18,37%

Tabela 4.11. Sensibilidade média das variáveis entre as condições C5 e C1 para os modelos de cálculo de produção de PV.

	M1	M2	M3	M4	M5	M6
T_{cell}	3,85%	2,38%	3,66%	3,66%	3,13%	-
f_{temp}	0,37%	0,64%	0,41%	-0,50%	-0,54%	-
P_{pv}	18,81%	19,12%	18,86%	17,77%	17,73%	18,37%

Como esperado, o aumento em G_{tot} levou a um aumento em PVP , embora tenha sido responsável pela pequena redução em f_{temp} em alguns dos modelos. O aumento na irradiância causa um aumento em PVP no modelo M2 mais significativo do que nos modelos M1, M3, M4 e M5, de modo que a variabilidade entre eles é alterada com o aumento ou diminuição em G_{tot} . O modelo M2 tem a maior sensibilidade à mudança em G_{tot} para a PVP, enquanto o modelo M5 tem a menor sensibilidade. O aumento de 41,6667 W/m² em G_{tot} causa um aumento em P_{pv} de 19,12% para o modelo M2 e 17,73% para o modelo M5, uma diferença absoluta de 1,39%. Os incrementos em PVP para todos os modelos foram significativos e seriam plausíveis em casos de futuras reduções na nebulosidade local.

4.4. Discussão

Quando os modelos são analisados, fica evidente que a maior semelhança entre eles reside na modelagem de f_{temp} . Nos seis modelos analisados aqui (M1, M2, M3, M4, M5 e M6), apenas duas equações distintas foram observadas para a variável f_{temp} : Equações (4.1) e (4.2). A diferença entre essas duas equações é a presença de γ na segunda equação, que quantifica a influência da irradiância. A distinção da Equação (4.1) reside em não considerar a influência de G_{tot} , o que faz com que os modelos que a utilizam (M4 e M5) sejam menos sensíveis a mudanças em G_{tot} do que os outros. De acordo com Skoplaki e Palyvos (2009), o termo dependente de G_{tot} na Equação (4.2) serve para representar a redução na eficiência fotovoltaica do silício em baixos níveis de luz. Para T_{cell} , no entanto, há uma maior divergência. Ao analisar os modelos, fica evidente que a

maior diferença entre eles reside na modelagem de T_{cell} , já que cada modelo adotou uma maneira diferente de fazê-lo. Os modelos M1 (Equação (4.6)), M2 (Equação (4.3)) e M3 (Equação (4.7)) consideram a influência apenas de T_a e G_{tot} . Os autores que utilizaram esses modelos não justificaram a escolha. Pérez et al. (2019) constataram que este novo modelo linear, M5 (Equação (4.4)), que adicionalmente considera W , não é adequado para velocidades de vento maiores que 10 m/s, pois essas condições produzem uma temperatura irrealisticamente baixa. O modelo M4 (Equação (4.5)) considera mais variáveis, incluindo T_a , G_{tot} , W , e R_h , e presta atenção aos resultados de Bhattacharya et al. (2014) e Kazem et al. (2012), que mostraram que T_{cell} é sensível a W e também a R_h . De forma complementar, Mekhilef et al. (2012) mostraram duas situações em que a umidade pode impactar o desempenho da célula PV: (1) o efeito das partículas de vapor d'água, porque as gotículas d'água na célula refletem a irradiância solar, e (2) entrada de umidade na carcaça da célula solar. Tamizhmani et al. (2003) mostraram que a correlação entre os resultados do modelo M4 e a observação experimental é maior que 0,9. O estudo que utilizou o modelo M6 deixa claro que o objetivo era ser robusto ao considerar que a eficiência do módulo não depende de fatores meteorológicos.

Do ponto de vista da termodinâmica e das propriedades elétricas da célula fotovoltaica, não é difícil concluir que todos esses parâmetros meteorológicos influenciam direta ou indiretamente a temperatura da célula e a eficiência, em vista dos mecanismos de transferência de calor envolvidos neste volume de controle. O que precisa ser analisado é a precisão com que esses modelos representam a realidade.

Mavromatakis et al. (2014) analisaram sete relações diferentes para T_{cell} , que incluíram as Equações (4.4) e (4.6) (esta última assumindo uma velocidade do vento invariável de 1 m/s). Concluíram que: (1) As divergências podem ser descritas por uma distribuição gaussiana com incertezas similares às de um modelo simples de transferência de calor ($\approx 2,1-2,2$ °C). Argumentou-se que, considerando a simplicidade das relações e a complexidade da termodinâmica envolvida, essa precisão é geralmente considerada satisfatória. Além disso, foi relatado que uma maneira mais confiável seria usar a norma EN 60904-5 (1995), mas isso não é fácil de aplicar e a precisão é limitada pelas incertezas de vários parâmetros.

Mais recentemente, Ozden et al. (2020) compararam dez relações distintas para T_{cell} , que incluíram as Equações (4.4), (4.6) e (4.7). Concluíram que os modelos com menos parâmetros – por exemplo, a Equação (4.7) de Skoplaki et al. (2008) e King et al.

(2004) – têm melhor desempenho do que os outros. Este é um resultado intrigante, já que o senso comum sugeriria que quanto mais variáveis forem levadas em consideração, maior seria a precisão esperada. No entanto, deve ficar claro que essas são relações empíricas que foram definidas a partir de situações e módulos fotovoltaicos específicos e, portanto, não podem representar o todo. Há uma necessidade, por exemplo, de que este tipo de procedimento empírico seja realizado sob diferentes condições meteorológicas, e também é importante considerar a avaliação das mudanças sazonais no desempenho do PV.

A variabilidade de resultados entre as diversas metodologias para estimar PVP não é algo novo. Em 2011, Podewils (2011) conduziu um estudo com 18 programas de software que estimavam P_{pv} de três usinas de PV, que mostraram diferenças de até 20%. Essa magnitude é similar à calculada para a variabilidade do modelo M6 em comparação com os outros modelos.

Roberts et al. (2017) analisaram cinco modelos de PV, dois dos quais usaram a Equação (4.1) e um dos quais usou a Equação (4.6). Eles também compararam o desempenho dos modelos com medidas coletadas em uma pequena usina de PV de 2,2 kWp na Universidade OVGU (Magdeburg, Alemanha), com 20 módulos de 110 Wp. Esses autores descobriram que o erro de viés médio relativo (em inglês *relative mean bias error*, rMBE) de todos os modelos de potência e modelos baseados em circuitos equivalentes mostrou resultados semelhantes, embora com sinais diferentes: 5,14% (superestimação) e -4,91% (subestimação), respectivamente. Esses resultados estão em linha com os observados na variabilidade entre os modelos M1, M2, M3 e M5.

Uma grande vantagem deste estudo ao comparar modelos de potência e não os programas de software comerciais já bem estudados (RETScreen, SAM, PVGIS, PVSyst e PVSOL) é que os primeiros têm a capacidade de estimar melhor PVP em uma frequência mensal. González-Peña et al. (2021) concluíram que os programas de software, em termos globais anuais, na maioria das vezes mostram desvios abaixo de 10%. No entanto, este aparente bom resultado esconde estimativas ruins ao longo do ano, em que as superestimações são compensadas pelas subestimações mês a mês. Um maior erro no nível mensal pode criar situações indesejadas para os gestores de usinas de PV, especialmente em termos de disponibilidade de energia. González-Peña et al. (2021) relataram em seu estudo um desvio de até 31,0% no mês de novembro para o software PVSOL para um sistema fixo.

Recentemente, Fuster-Palop et al. (2022) compararam os resultados obtidos a partir de um modelo de potência (usando as Equações (4.1) e (4.6)), um modelo estatístico (MLR) e um modelo de aprendizado de máquina (RF) para uma usina de PV no oeste de Olmedilla de Alarcón (Cuenca, Espanha) de 60 MWp. Esta usina é a maior até agora analisada com base no desempenho relatado na literatura. O modelo de potência mostrou erros pontuais maiores que 5%, mas um erro anual de 1,81%, em linha com o que foi observado neste estudo. Eles concluíram que ambos os modelos estatísticos forneceram melhor precisão do que o modelo de potência. No entanto, seu uso é condicionado à disponibilidade de dados medidos da usina de PV, o que não é possível na fase de planejamento, antes que a usina entre em operação.

Morais et al. (2021) conduziram um estudo com uma usina de PV do IFPI no campus de Floriano (Piauí, Brasil) de 171,6 kWp, com 660 módulos de 260 Wp. Os autores usaram três bancos de dados de irradiação solar (INMET, SWERAS e ABES) juntamente com uma metodologia semelhante à do modelo M6, e dois programas de software (Pvsyst e Solergo) para comparar estimativas de geração de eletricidade. Moraes et al. (2021) concluíram que a escolha da metodologia para calcular as estimativas de PVP pode influenciar diretamente os resultados das análises de viabilidade econômica. Os investimentos são feitos com base, entre vários fatores, na taxa interna de retorno (TIR), e os autores mostraram que sob uma metodologia a TIR seria -0,87%, enquanto sob a outra seria 2,52%. Ou seja, uma indica perda e a outra indica lucro. Diante dessa situação, é fácil visualizar os possíveis impactos derivados de erros de estimativas de PVP e, portanto, a importância de conhecer os modelos de potência mais conservadores e otimistas

É comum associar os impactos derivados de erros de estimativas de PVP apenas com usinas de PV; no entanto, deve ficar claro que o alcance é muito maior, estando ligado a qualquer sistema que utilize energia fotovoltaica. Silva et al. (2018), por exemplo, conduziram um estudo analisando a viabilidade de produção de energia para veículos elétricos usando uma estrutura PV de 1,26 kWp. Esses autores concluíram que apenas um dos dezessete modelos de veículos elétricos poderia ser alimentado exclusivamente pela energia desta estrutura. A questão restante era: ‘esta estimativa é conservadora, otimista ou média em comparação com as outras metodologias usadas?’ O presente estudo ajuda a criar parâmetros ao iniciar uma linha de pesquisa que busca comparar modelos de potência existentes e exaustivamente utilizados na literatura, além de pesquisas iniciadas, como a de

Correa-Betanzo et al. (2018), que analisaram o impacto em PVP de acordo com o modelo adotado para T_{cell} .

4.5. Conclusões

Diferentes conjuntos de equações são utilizados para estimar a produção de energia fotovoltaica (PVP). Verifica-se que há uma disparidade na forma como distintas são as saídas desses modelos. Este estudo estabeleceu os conjuntos de equações mais utilizados na literatura para estimar o potencial de produção de energia fotovoltaica a partir de variáveis meteorológicas. Além disso, analisou a variabilidade e sensibilidade desses conjuntos de equações quando há variação nas condições climáticas.

Na literatura, foram identificados seis modelos para estimar a PVP e todos foram analisados do ponto de vista da variabilidade e sensibilidade. O modelo M1 utiliza temperatura ambiente e temperatura nominal de operação da célula, juntamente com a irradiação solar, para estimar PVP. O modelo M2 utiliza os mesmos dados de entrada que o M1, mas exclui a temperatura nominal de operação da célula ao estimar PVP. O modelo M3 continua com esses dados de entrada do M2, mas introduz diferentes coeficientes para considerar influências variáveis no cálculo de PVP. O modelo M4 mantém os mesmos parâmetros do M2, agora também incorporando o impacto direto da velocidade do vento. O modelo M5 utiliza as mesmas variáveis do M4, incorporando adicionalmente a influência direta da umidade do ar. O modelo M6 simplifica a abordagem, considerando que PVP depende exclusivamente da irradiação solar, garantindo que as mudanças nas variáveis meteorológicas não afetem a eficiência do módulo fotovoltaico, distinguindo-o dos cinco modelos anteriores.

Nas condições climáticas da cidade de João Pessoa (Paraíba, Brasil), o modelo M6 é o mais otimista, estimando os maiores valores para PVP. O modelo M1 é o mais conservador, estimando os menores valores para PVP. A diferença anual estimada em PVP entre esses modelos atinge 12,89%. Observa-se que, de acordo com a análise de diferenças percentuais, a variação nos resultados varia dependendo dos dados climáticos, causando uma dispersão entre os modelos. As análises de sensibilidade mostraram que, devido às diferentes sensibilidades, a variabilidade entre os modelos é alterada com a mudança de T_a e com a mudança de G_{tot} . Portanto, estudos semelhantes em diferentes condições climáticas são recomendados.

Quanto à sensibilidade às mudanças nas variáveis meteorológicas, os modelos M1, M2, M3, M4 e M5 têm suas PVP estimados aumentados quando a temperatura diminui e diminuídos quando a temperatura aumenta, como esperado. O modelo M6 é uma exceção. Devido ao seu design, este modelo não é sensível a mudanças de temperatura e PVP permanece inalterado quando T_a muda. O modelo M2 tem a maior sensibilidade à mudança em G_{tot} para a variável PVP, enquanto M5 tem a menor sensibilidade. O aumento de 41.6667 W/m² em G_{tot} causa um aumento em PVP de 19,12% para o modelo M2 e 17,73% para o modelo M5, uma diferença relativa de 7,84%. Sob as mudanças em T_a , o aumento de 10 °C em T_a causa uma redução em PVP de 5,32% para o modelo M2 e 4,08% para o modelo M4, uma diferença relativa de 30,39%.

A importância de determinar a variabilidade e sensibilidade dos principais conjuntos de equações utilizados na literatura para estimar o potencial de produção de energia fotovoltaica a partir de variáveis meteorológicas tem sido destacada. As saídas dos modelos analisados mostram distinções e sensibilidades que podem influenciar significativamente as conclusões de estudos nesta área de pesquisa. As variações e sensibilidades observadas entre os modelos são tão significativas que podem influenciar conclusões em estudos que visam prever tendências de energia fotovoltaica em regiões específicas. Ao analisar as tendências, é crucial considerar suas implicações em análises de viabilidade. Essas divergências, por sua vez, podem reformular análises de viabilidade e comprometer a confiabilidade de sistemas de energia fotovoltaica, levando a mudanças econômicas e socioambientais.

4.6. Referências

- AXITEC. AXI power: **60 células policristalino**, 2016. Disponível em: <<http://www.axitecsolar.com/pt/modulos-solares.html>>.
- BAZYOMO, S. D. Y. B.; LAWIN, E. A.; COULIBALY, O.; OUEDRAOGO, A. Forecasted Changes in West Africa Photovoltaic Energy Output by 2045. **Climate**, v. 4, 53, 2016.
- BHATTACHARYA, T.; CHAKRABORTY, A.K.; PAL, K. Effects of ambient temperature and wind speed on performance of monocrystalline solar photovoltaic module in Tripura. **India J. Sol. Energy**, v. 2014, 817078, 2014.
- BICHET, A.; HINGRAY, B.; EVIN, G.; DIEDHIOU, A.; KEBE, C. M. F.; ANQUETIN, S. Potential impact of climate change on solar resource in Africa for photovoltaic energy: analyses from CORDEX-AFRICA climate experiments. **Environmental Research Letters**, v. 14, 124039, 2019.
- CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, v. 32, 1724–1730, 2007.

- CORREA-BETANZO, C.; CALLEJA, H.; LEÓN-ALDACO, S. Module temperature models assessment of photovoltaic seasonal energy yield. **Sustain. Energy Technol. Assess.**, v. 27, 9–16, 2018.
- CROOK, J. A.; JONES, L. A.; FORSTER, P. M.; CROOK, R. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy Environmental Science**, v. 4, 3101-3109, 2011.
- DJAMILA, M.; ERNEST, R. Modeling of solar irradiance and cells. In *Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control*; Springer-Verlag London Ltd.: London, UK, 2012; pp. 31–87.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3. Ed., Nova Jersey: Wiley, 2006. 928 p.
- EN 60904-5, 1995. Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit method.
- EVANS, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, v. 27, 555–560, 1981.
- EVANS, D.L.; FLORSCHUETZ, L.W. Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. **Sol. Energy**, v. 19, 255–262, 1977.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; JACKSON, R. B. Climate change extremes and photovoltaic power output. **Nature Sustainability**, v. 4, 270-276, 2021.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; LABBE, F. Rural electrification efforts based on off-grid photovoltaic systems in the Andean region: comparative assessment of their sustainability. **Sustainability**, v. 9, 1825, 2017.
- FUSTER-PALOP, E.; VARGAS-SALGADO, C.; FERRI-REVERT, J.C.; PAYÁ, J. Performance analysis and modelling of a 50 MW grid-connected photovoltaic plant in Spain after 12 years of operation. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 170, 112968, 2022.
- GONZÁLEZ, A.; PÉREZ, J. C.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J. Future projections of wind resource in a mountainous archipelago, Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 104, 120-128, 2017.
- GUNDERSON, I.; GOYETTE, F.; GAGO-SILVA, A.; QUIQUEREZ, L.; LEHMANN, A. Climate and land-use change impacts on potential solar photovoltaic power generation in the Black Sea region, **Environmental Science e Policy**, v. 46, 70-81, 2015.
- HA, S.; ZHOU, Z.; IM, E.; LEE, Y. Comparative assessment of future solar power potential based on CMIP5 and CMIP6 multi-model ensembles. **Renew. Energy.**, v. 206, 324–335, 2023.
- JEREZ, S.; TOBIN, I.; VAUTARD, R.; MONTAVEZ, J.P.; LOPEZ-ROMERO, J.M.; THAIS, F.; BARTOK, B.; CHRISTENSEN, O.B.; COLETTE, A.; DEQUE, M.; NIKULIN, G.; KOTLARSKI, S.; VAN MEIJGAARD, E.; TEICHMANN, C.; WILD, M. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. **Nature Communication**, v. 6, 10014, 2015.
- KAFKA, J. L.; MILLER, M.A. A climatology of solar irradiance and its controls across the United States: implications for solar panel orientation. **Renewable Energy**, v. 135, 897-907, 2019.
- KAZEM, H.A.; CHAICHAN, M.T.; AL-SHEZAWI, I.M.; AL-SAIDI, H.S.; AL-RUBKHI, H.S.; ALSINANI, K.; AL-WAELI, A.H.A. Effect of Humidity on the PV Performance in Oman. **Asian Trans. Eng.**, v. 2, 29–32, 2012.

- KING, D.L.; BOYSON, W.E.; KRATOCHVIL, J.A. Photovoltaic Array Performance Model; No: SAND2004-3; Sandia National Laboratories: Springfield, VA, USA, 2004.
- KLISE, G.T.; STEIN, J.S. Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems; Sandia National Laboratories (SNL): Albuquerque, NM, USA, 2009.
- KOU, Q.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. **Solar Energy**, v. 64 (1-3), 33–40, 1998.
- LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook**. 1. Ed. Adam Hilger: Nova Iorque, 1990. 572 p.
- LEWIS, C.A.; KIRKPATRICK, J.P. Solar cell characteristics at high solar intensities and temperatures. In Proceedings of the 8th IEEE Photovoltaic Specialists Conference Record, Seattle, WA, USA, 4–6 August 1970; pp. 123–134.
- MAVROMATAKIS, F.; KAVOUSSANAKI, E.; VIGNOLA, F.; FRANGHIADAKIS, Y. Measuring and estimating the temperature of photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 110, 656–666, 2014.
- MEDEIROS, S.E.L.; NILO, P.F.; SILVA, L.P.; SANTOS, C.A.C.; CARVALHO, M.; ABRAHÃO, R. Influence of climatic variability on the electricity generation potential by renewable sources in the Brazilian semi-arid region. **J. Arid. Environ.**, v. 184, 104331, 2021.
- MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16 (5), 2920–2925, 2012.
- MORAIS, F.H.M.; OLIVEIRA, O.A.V.; SILVA, L.; MORAES, A.M.; BARBOSA, F.R. Influência da Irradiação Solar na Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos. **Rev. Bras. Meteorol.**, v. 36, 4, 723–734, 2021.
- NIU, J.; QIN, W.; WANG, L.; ZHANG, M.; WU, J.; ZHANG, Y. Climate change impact on photovoltaic power potential in China based on CMIP6 models. **Sci. Total Environ.**, v. 858, 159776, 2023.
- NOTTON, G.; CRISTOFARI, C.; MATTEI, M.; POGGI, P. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. **Applied Thermal Engineering**, v. 25, 2854–2877, 2005.
- ORZEN, T.; TOLGAY, D.; YAKUT, M.S.; AKINOGLU, B.G. An extended analysis of the models to estimate photovoltaic module temperature. **Turk. J. Eng.**, v. 4, 183–196, 2020.
- PANAGEA, I. S.; TSANIS, I. K.; KOUTROULIS, A. G.; GRILLAKIS, M. G. Climate change impact on photovoltaic energy output: The case of Greece. **Advances in Meteorology**, v. 2014, 264506, 2014.
- PÉREZ, J. C.; GONZÁLEZ, A.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J.; FELIPE, J. Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 133, 749–759, 2019.
- PERPIÑÁN, O. solaR: Solar Radiation and photovoltaic Systems with R. **Journal of Statistical Software**, v., 50(9), 1–32, 2012.
- PODEWILS, C. Differenze evidenti. Quel che i gestori degli impianti dovrebbero sapere sui programmi di simulazione. **Photon**, v. 5, 140–147, 2011.
- ROBERTS, J.J.; ZEVALLOS, A.A.M.; CASSULA, A.M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 72, 1104–1123, 2017.

- ROSS, R.G.; SMOKLER, M.I. Flat-plate solar array project final report—Vol. VI: Engineering Sciences and reliability, in: Report DOE/JPL-1012-125, 1986.
- SAWADOGO, W.; ABIODUN, B. J.; OKOGBUE E. C. Impacts of global warming on photovoltaic power generation over West Africa. **Renewable Energy**, v. 151, 263-277, 2020.
- SILVA, J.E.; SANTOS, F.R.; KALTMAIER, G.; URBANETZ JUNIOR, J. Implementation of a photovoltaic panel to supply electric cars energy demands. **Braz. Arch. Biol. Technol.**, v.61, e18000530, 2018.
- SKOPLAKI E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, 614–624, 2009.
- SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, 1393–1402, 2008.
- SMITH, C. J.; CROOK, J. A.; CROOK, R.; JACKSON, L. S.; OSPREY, S. M.; FORSTER, P. M. Impacts of Stratospheric Sulfate Geoengineering on Global Solar Photovoltaic and Concentrating Solar Power Resource. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 56, 1483-1497, 2017.
- SORENSEN, B. GIS management of solar resource data. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 67, 503–509, 2001.
- SPECTROLAB. Photovoltaic Systems Concept Study; Rep. AL0-2748-12; Spectrolab, Inc.: Sylmar, CA, USA, 1977.
- TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD C. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating, in: **NCPV and Solar Program Review Meeting**, v. 1, 936-939, 2003.
- TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. **Solar Energy**, v. 82, 1–12, 2008.
- WILD, M.; FOLINI, D.; HENSCHER, F.; FISCHER, N.; MÜLLER, B. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 116, 12–24, 2015.
- ZHANG, J.; YOU, Q.; ULLAH, S. Changes in photovoltaic potential over China in a warmer future. **Environ. Res. Lett.**, v. 17, 114032, 2022.
- ZHAO, X.; HUANG, G.; LU, C.; ZHOU, X.; LI, Y. Impacts of climate change on photovoltaic energy potential: A case study of China. **Applied Energy**, v. 280, 115888, 2020.
- ZONDAG, H. A. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 12, 891–959, 2008.
- ZOU, L.; WANG, L.; LI, J.; LU, Y.; GONG, W.; NIU, Y. Global surface solar radiation and photovoltaic power from coupled model intercomparison project phase 5 climate models. **Journal of Cleaner Production**, v. 224, 304–324, 2019.
- ZULUAGA, C.F.; AVILA-DIAZ, A.; JUSTINO, F.B.; MARTINS, F.R.; CERON, W.L. The climate change perspective of photovoltaic power potential in Brazil. **Renew. Energy**, v. 193, 1019–1031, 2022.

CAPÍTULO 5 – IMPACTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NO POTENCIAL DE ENERGIA FOTOVOLTAICA NO NORDESTE DO BRASIL: UMA PERSPECTIVA BASEADA EM MODELOS CMIP6

Resumo

A utilização de energia fotovoltaica forma uma componente chave das estratégias do Brasil para atender às demandas energéticas de sua população, ao mesmo tempo em que auxilia no esforço global para mitigar as mudanças climáticas, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a região Nordeste do Brasil contribui significativamente para a produção de energia solar do país, representando 44,66% do total, devido aos seus abundantes recursos solares. Esta pesquisa avaliou os efeitos das mudanças climáticas no potencial de energia fotovoltaica (P_{pv}) utilizando um conjunto de 9 modelos avançados de Sistema Terrestre do CMIP6, considerando dois cenários de mudança climática (SSP2-4.5 e SSP5-8.5). As alterações na irradiância solar, na temperatura do ar próxima à superfície e no P_{pv} foram calculadas para os períodos futuros de curto prazo (2021-2050) e longo prazo (2071-2100), em relação ao período histórico (1980-2014). No futuro, a direção das mudanças dos parâmetros estudados permanece consistente entre os cenários, embora as magnitudes sejam mais pronunciadas no cenário SSP5-8.5 no período de 2071-2100. As tendências para a irradiância solar anual geralmente indicam aumento em toda a região Nordeste, exceto para o período de 2021-2050 sob o cenário SSP2-4.5 para o estado do Piauí. Enquanto isso, a temperatura do ar próxima à superfície mostra uma clara tendência de aquecimento em todos os cenários, áreas e períodos. Os resultados indicam que o P_{pv} diminuirá em algum percentual em todo o Nordeste do Brasil. A redução deve ser mais significativa sob o cenário SSP5-8.5, nos estados do Ceará, Piauí e Maranhão, onde as maiores reduções ($> 2,5\%$) são projetadas, enquanto os estados da Paraíba, Pernambuco e Bahia devem experimentar reduções menores ($< 2,0\%$). Verificaram-se as maiores diminuições de P_{pv} no estado do Piauí sob ambos os cenários, com valores de $-4,26\%$ (SSP5-8.5) e $-1,93\%$ (SSP2-4.5) no final do século. A tecnologia atual dos sistemas de P_{pv} é sensível o suficiente ao aumento de temperatura para reduzir a produção de P_{pv} , assim anulando o impacto positivo do aumento da irradiância solar.

Palavras-chave: energia solar; taxa de desempenho; mudanças climáticas.

5.1. Introdução

A busca global por fontes de energia renovável como uma via crucial para a mitigação das mudanças climáticas tem impulsionado investigações sobre sua viabilidade em meio às condições climáticas em transformação. Entre essas, a tecnologia fotovoltaica (FV) destaca-se como uma solução promissora, oferecendo produção de energia limpa através da captura e conversão da irradiância solar (ZHANG et al., 2022). No entanto, o potencial futuro dos sistemas de energia solar está intrinsecamente ligado aos padrões evolutivos das mudanças climáticas, exigindo uma avaliação aprofundada de sua interação, especialmente em regiões vulneráveis às mudanças climáticas (NIU et al., 2023).

A região Nordeste do Brasil (NEB) serve como um estudo de caso emblemático devido à sua significativa dependência de fontes de energia renovável e à sua suscetibilidade ao cenário climático em transformação. Como uma das regiões marcadas por previsões de diminuição da precipitação e intensificação das secas (JENKINS e WARREN, 2015), o NEB enfrenta um duplo desafio. Primeiramente, a dependência prevalente da energia hidrelétrica, que representa 52,03% da capacidade energética do país (ANEEL, 2024), enfrenta limitações atribuídas a restrições socioambientais para a construção de novas barragens (RIBEIRO et al., 2016). Em segundo lugar, a natureza estocástica dos fluxos fluviais inerentes à hidroeletricidade impacta a segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) durante períodos de severa escassez de água, levando a episódios históricos de racionamento de eletricidade (CORRÊA DA SILVA et al., 2016). Por outro lado, fontes renováveis como a PV, substituindo fontes convencionais, podem contribuir para a melhoria da qualidade do ar, mitigação das mudanças climáticas e expansão do acesso à eletricidade para a população (RÜTHER et al., 2011).

Em 2021, estimativas do Ministério de Minas e Energia do Brasil (BRASIL, 2021) projetavam um crescimento substancial na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, com uma capacidade antecipada de cerca de 8,4 GW até 2030. No entanto, essa previsão foi superada mais rapidamente do que o esperado, confirmando a expansão acelerada no Brasil. Em janeiro de 2024, a capacidade instalada de usinas solares no Brasil ultrapassou 11,5 gigawatts (GW), representando 5,74% do total de energia em operação, que é de 198,3 GW. Notavelmente, a NEB contribui significativamente, representando 44,66% de toda a produção de energia solar no país (ANEEL, 2024). Isso se deve à prevalência de excelentes recursos solares na região (DE JONG et al., 2016; 2017). Apesar

desse domínio regional, a capacidade de geração fotovoltaica do país permanece relativamente baixa em comparação com os padrões globais, conforme enfatizado por Lentz et al. (2014). Em virtude de a localização geográfica do Brasil ser majoritariamente dentro dos Trópicos, ela proporciona um amplo potencial para a energia solar, havendo uma tendência crescente de adoção de energia solar em resposta a esses desafios. Isso é particularmente verdadeiro para a região Nordeste, que tem aumentado proporcionalmente sua capacidade instalada representativa em relação ao nível nacional no Brasil (ANEEL, 2024). Além disso, o Brasil pode considerar o uso de sistemas PV em reservatórios hidrelétricos para melhorar a segurança energética e hídrica durante secas extremas (GONÇALVES et al., 2020; CAMPOS et al., 2021).

À medida que as mudanças climáticas impactam vários parâmetros climáticos essenciais para a produção de energia solar – como irradiância solar, padrões de precipitação e temperatura (MORA et al., 2018; WILD et al., 2015) – a utilização e expansão de sistemas PV exigem uma compreensão astuta dessas transformações. Para avaliar o impacto das mudanças climáticas no potencial de energia fotovoltaica, dados de saída de GCMs têm sido aplicados em estudos sobre as perspectivas de mudança na energia fotovoltaica (ZULUAGA et al., 2022; NARVAEZ et al., 2023). A previsão precisa das mudanças climáticas é crucial, exigindo a utilização de modelos climáticos avançados, como o CMIP6.

Os GCMs do NEX-GDDP-CMIP6 são de última geração em termos de modelos climáticos e combinam cenários socioeconômicos com caminhos de forçamento radiativo (chamados de Caminhos Socioeconômicos Compartilhados, em inglês *shared socioeconomic paths*, SSPs) (O'NEILL et al., 2017; VAN VUUREN et al., 2011) em uma escala mais refinada e com a correção de viés-estatístico (THRASHER et al., 2012; 2022). Realizar uma análise mais refinada pode produzir uma compreensão completa dos principais riscos enfrentados pela produção de energia solar fotovoltaica devido às mudanças climáticas, destacando a oportunidade e importância deste estudo.

Pesquisas anteriores empregaram extensivamente vários modelos CMIP para avaliar quantitativamente os impactos de longo prazo das mudanças climáticas na produção de energia PV em diferentes regiões. Estudos na Ásia (YANG et al., 2018; ZHAO et al., 2020; ZHANG et al., 2022), África (GAETANI et al., 2014; BAZYOMO et al., 2016; BICHET et al., 2019; SAWADOGO et al., 2020^a), Europa (PANAGEA et al.,

2014; GAETANI et al., 2014; JEREZ et al., 2015; GUNDERSON et al., 2015; MÜLLER et al., 2019; PÉREZ et al., 2019), e globalmente (CROOK et al., 2011; WILD et al., 2015; SMITH et al., 2017; ZOU et al., 2019; FERON et al., 2021) contribuíram para a compreensão desses impactos. No entanto, nenhum desses estudos utilizou modelos CMIP6, confiando em vez disso nos CMIP3, CMIP5 ou outras simulações anteriores. Recentemente, houve estudos que empregaram modelos CMIP6 na China (NIU et al., 2023) e globalmente (HA et al., 2023). No contexto brasileiro, Medeiros et al. (2021) utilizaram dados históricos sem empregar modelos climáticos, De Jong et al. (2019) estudaram o impacto das mudanças climáticas na energia eólica e solar utilizando modelos CMIP5, mas limitaram sua análise a mudanças na temperatura, irradiância solar e velocidade do vento, sem calcular ou comparar diretamente a produção de energia PV. Zuluaga et al. (2022), usando modelos CMIP6, avaliaram o impacto das mudanças climáticas na PV em nível nacional, negligenciando as especificidades da distribuição espacial da capacidade de produção de energia PV instalada na região Nordeste. Consequentemente, persiste uma lacuna na realização de análises abrangentes que abordem especificamente os efeitos das mudanças climáticas no potencial PV no NEB utilizando modelos CMIP6.

Portanto, este estudo visa preencher essa lacuna, examinando os impactos das mudanças climáticas no potencial fotovoltaico no NEB utilizando os mais recentes modelos CMIP6. Avaliando as variações espaço-temporais na irradiância solar e nos parâmetros climáticos, busca-se uma análise abrangente para determinar como as mudanças climáticas podem afetar a produção futura de energia dos sistemas PV nesta região. Esta investigação visa oferecer insights críticos que possam informar o planejamento energético sustentável e a formulação de políticas no NEB.

5.2. Metodologia

5.2.1. Dados climáticos e cenários do CMIP6

Saídas diárias de GCMs do NEX-GDDP-CMIP6 foram utilizadas. Os dados incluem temperatura média do ar próxima à superfície (T_a em °C) e irradiância solar global (G_{tot} em W/m²). Para este estudo, foi utilizada a média derivada de cinco modelos para T_a (ACCESS-ESM1-5, CANESM5, GFDL-ESM4, NESM3 e TAI-ESM1) e de seis para G_{tot} (CMCC-CM2-SR5, EC-EARTH3-VEG-LR, GFDL-ESM4, MPI-ESM1-2-LR, MRI-

ESM2-0, TAI-ESM1). Para selecionar esses modelos, utilizou-se a análise previamente conduzida por Zuluaga et al. (2022), que construiu dois rankings de desempenho baseados no parâmetro estatístico KGE (do inglês *Kling-Gupta Efficiency*) alcançado na simulação de G_{tot} e T_a .

O conjunto de dados NEX-GDDP-CMIP6, fornecido pelo Climate Analytics Group e NASA AMES Research Center, é acessível através do portal Thredds do NASA Center for Climate Simulation (NCCS) (<https://www.nccs.nasa.gov/services/data-collections/land-based-products/Nex-GDDP-cmip6>). Os GCMs têm uma resolução de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ (latitude/longitude), tornando-o ideal para estudos que requerem dados de alta resolução (THRASHER et al., 2022).

Para avaliar as mudanças projetadas em G_{tot} e T_a devido às variações climáticas no futuro, definiram-se dois períodos futuros baseados em uma média de 30 anos terminando em 2050 (2021-2050; curto prazo) e 2100 (2071-2100; longo prazo). A análise foi centrada no período de 1980 a 2014 (período histórico) como uma linha de base, alinhando-se com a condição de referência contemporânea. Este período serve como o período de referência padrão atual e é amplamente usado pela Organização Meteorológica Mundial (OMM) para calcular normais climáticas. Ambos os períodos futuros foram examinados sob dois cenários distintos: SSP2-4.5, comparável ao RCP 4.5 no CMIP5, refletindo uma combinação de baixa vulnerabilidade social e emissões intermediárias de GHGs para melhor corresponder às condições atuais. O segundo cenário, SSP5-8.5 (comparável ao RCP 8.5 no CMIP5), representa o cenário de mudança climática mais pessimista e severo. Informações detalhadas sobre o ScenarioMIP e cenários SSP podem ser encontradas em O'NEILL et al. (2016).

5.2.2. Ajuste de Temperatura

Os dados climáticos representam médias diárias, incluindo tanto o dia quanto a noite, mas apenas as temperaturas diurnas são necessárias para o presente trabalho. Para ajustar à temperatura média mensal diurna (T_a), utilizou-se o mesmo método adotado por Crook et al. (2011). Assim, T_a pode ser aproximado com a Equação 5.1.

$$T_a = \bar{T} + \frac{\overline{DTR}}{4} \quad (5.1)$$

onde a barra superior indica médias mensais.

5.2.3. Análise de tendências – Método de Mann-Kendall

Depois de reunir as saídas diárias dos GCMs fornecidas pelo conjunto de dados NEX-GDDP-CMIP6, séries temporais discretas de T_a anual e G_{tot} foram organizadas com base na avaliação da qualidade dos dados e nos critérios de detecção de outliers, conforme descrito por Viney e Bates (2004). O teste de Mann-Kendall foi então empregado para avaliar a presença de tendências e caracterizar o comportamento das séries temporais, seguindo a metodologia proposta inicialmente por Sneyers (1992). De acordo com a OMM, o teste de Mann-Kendall é considerado um método eficaz para detectar tendências em estudos de mudança climática (GOOSSENS e BERGER, 1986; MODARES e SILVA, 2007).

A metodologia utilizada aqui seguiu o mesmo procedimento usado por Medeiros et al. (2019; 2021). Deve-se notar, no entanto, que enquanto o estudo deles utilizou dados históricos, este estudo usa projeções futuras, como mencionado anteriormente.

5.2.4. Quantificação das mudanças em T_a e G_{tot}

Para entender melhor as alterações em T_a e G_{tot} , as mudanças foram quantificadas pela Equação 5.2.

$$\Delta X = X_{futuro} - X_{histórico} \quad (5.2)$$

onde X é a variável que foi analisada, sendo T_a , em °C, ou G_{tot} , em W/m².

5.2.5. Potencial de energia fotovoltaica

A metodologia foi proposta por Crook et al. (2011) e é amplamente utilizada em estudos sobre o potencial de energia fotovoltaica (PANAGEA et al., 2014; WILD et al., 2015; JEREZ et al., 2015; BAZYOMO et al., 2016; YANG et al., 2018; ZHAO et al., 2020; ZULUAGA et al., 2022). Embora seja uma abordagem simples, segundo Wild et al. (2015), ela fornece uma estimativa confiável das mudanças previstas na irradiância solar e na temperatura sobre o potencial dos sistemas fotovoltaicos. O P_{pv} pode ser obtido a partir das Equações 5.3, 5.4 e 5.6.

$$P_{pv} = G_{tot} \eta_{cell} \quad (5.3)$$

$$\eta_{cell} = \eta_{ref} [1 - \beta(T_{cell} - T_{ref}) + \gamma \log_{10} G_{tot}] \quad (5.4)$$

$$T_{cell} = c_1 + c_2 T_a + c_3 G_{tot} \quad (5.5)$$

onde η_{cell} e η_{ref} são, respectivamente, a eficiência da célula fotovoltaica e a eficiência de referência, β e γ são, respectivamente, os coeficientes de temperatura e irradiância definidos pelo material e estrutura da célula, e T_{cell} e T_{ref} são, respectivamente, a temperatura da célula e a temperatura de referência de 25 °C (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009; ZONDAG, 2008; EVANS, 1981; TONUI e TRIPANAGNOSTOPOULOS, 2008).

Na Equação 5.4, β assume o valor de 0,0045/°C e $\gamma = 0.1$ para células de silício monocristalino (CROOK et al., 2011). Na Equação 5.4, a redução na eficiência da célula fotovoltaica devido a baixos níveis de luminosidade é considerada por meio de γ (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009).

Enquanto G_{tot} pode ser medido diretamente, T_a não pode, e algumas relações foram desenvolvidas para determiná-la. Na sequência dos estudos de vários autores (DUFFIE et al., 2006; KOU et al., 1998; LASNIER e ANG, 1990), uma expressão empírica geral para T_a foi definida de acordo com a Equação (5). Os coeficientes dependem dos detalhes do módulo e da montagem que afetam a transferência de calor da célula. Os coeficientes normalmente usados nesta equação foram obtidos no estudo conduzido por Lasnier e Ang (1990) para uma célula de silício monocristalino, a saber: $c_1 = -3.75$ °C, $c_2 = 1.14$ and $c_3 = 0.0175$ °C·m²/W.

Deve-se notar que não é necessário ter dados específicos para um módulo fotovoltaico, pois na Equação 5.3 a potência total gerada (em W) não é determinada, mas sim um valor unitário (em W/m²), de modo que a análise realizada aqui se aplica tanto a um único módulo quanto a um grande parque fotovoltaico. Além disso, observe que as equações contêm constantes que foram definidas para a tecnologia de silício. Os dados relacionados à tecnologia de módulos fotovoltaicos de silício cristalino foram utilizados devido à sua contínua predominância na participação de mercado (YEH e YEH, 2013).

O valor de η_{ref} não é crucial, pois apenas a mudança fracionária $\Delta P_{pv}/P_{pv}$ é considerada. O cálculo da média mensal de P_{pv} utilizou T_a e G_{tot} diários. Erros menores surgem dos termos não lineares de G_{tot} na Equação 5.4 devido à variação média temporal de G_{tot} e T_a ao longo do dia. De acordo com Crook et al. (2011), uma simulação numérica sob condições de céu limpo indica que esses erros variam de 1% a 2%, com base na

latitude. No entanto, esses erros são significativamente sistemáticos e têm impacto mínimo na variação ano a ano em P_{pv} (CROOK et al., 2011).

5.2.5.1. Estimativa das contribuições de T_a e G_{tot}

Para uma compreensão mais abrangente do impacto de G_{tot} e T_a nas estimativas futuras de P_{pv} , torna-se imperativo isolar a contribuição de cada variável. Para alcançar esse objetivo, foi adotado um método semelhante ao de Zuluaga et al. (2022). A abordagem envolveu o recálculo do P_{pv} sob duas condições distintas:

- i. Mantendo os valores históricos de T_a enquanto varia apenas G_{tot} sob os dois SSPs, denominado $P_{pv}(\Delta G_{tot})$.
- ii. Preservando os valores históricos de G_{tot} enquanto varia T_a sob os dois SSPs, referido como $P_{pv}(\Delta T_a)$.

Essa metodologia permitiu discernir e avaliar as contribuições individuais de G_{tot} e T_a nas projeções futuras de P_{pv} .

5.2.6. Áreas estudadas

Como mencionado, ao contrário de estudos anteriores que analisaram os impactos das mudanças climáticas em P_{pv} em níveis global e nacional, este estudo se concentra especificamente no NEB. Dessa forma, foram consideradas as especificidades da distribuição espacial da capacidade de produção de energia fotovoltaica instalada na região Nordeste do Brasil. Para alcançar isso, cada um dos nove estados dessa região foi analisado individualmente. Para delinear as áreas sob estudo, decidiu-se empregar uma grade de $1,0^\circ \times 1,0^\circ$ (latitude/longitude) para cada estado no NEB, visando representar da melhor forma a área total em análise. Essas grades foram escolhidas com base em dados fornecidos pela ANEEL (2024) sobre a quantidade de potência outorgada para operação de usinas fotovoltaicas. Aqui, foram consideradas não apenas as usinas operacionais, mas também aquelas previstas para construção, já que os períodos futuros de produção de energia (2021-2050 e 2071-2100) serão avaliados. Como resultado, várias áreas foram selecionadas para exame devido a instalações existentes significativas de energia solar fotovoltaica ou com desenvolvimentos planejados.

Essas áreas específicas estão delineadas no mapa do NEB apresentado na Figura 5.1 e detalhadas na Tabela 5.1, fornecendo a grade mais significativa das plantas

fotovoltaicas. Foram estudadas escalas anual e mensal nos estados do Rio Grande do Norte (R1), Paraíba (R2), Pernambuco (R3), Alagoas (R4), Sergipe (R5), Bahia (R6), Ceará (R7), Piauí (R8) e Maranhão (R9) (Figura 5.1). É importante frisar que foram analisadas uma única área específica para cada ente federativo, e não toda a extensão de cada estado.

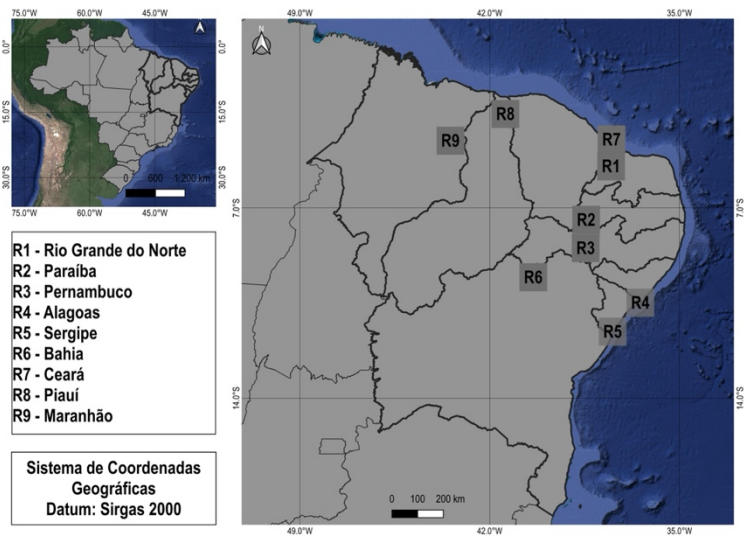


Figura 5.1. Mapa do Nordeste do Brasil delineando as áreas abrangidas neste estudo.

Tabela 5.1. Áreas do Nordeste do Brasil incluídas no estudo.

Áreas	Localização	Estado brasileiro	Potência PV outorgada pela ANEEL (kW)
R1	5°– 6° S, 37°– 38° W	Rio Grande do Norte	6.048.868
R2	7°– 8° S, 38°– 39° W	Paraíba	2.879.707
R3	8°– 9° S, 38°– 39° W	Pernambuco	1.053.376
R4	10°– 11° S, 36°– 37° W	Alagoas	82.928
R5	11°– 12° S, 37°– 38° W	Sergipe	110
R6	9°– 10° S, 40°– 41° W	Bahia	3.047.927
R7	4°– 5° S, 37°– 38° W	Ceará	5.586.985
R8	3°– 4° S, 41°– 42° W	Piauí	4.397.476
R9	4°– 5° S, 43°– 44° W	Maranhão	226.168

5.3. Resultados e discussões

5.3.1. Padrões climáticos e tendências registradas de elementos atmosféricos

No presente trabalho, a análise dos valores de climatologia anual média e das tendências decadais de G_{tot} e T_a não foi realizada, uma vez que essa investigação já foi exaustivamente executada por Zuluaga et al. (2022). A pesquisa de Zuluaga et al. aborda de forma abrangente esses aspectos, fornecendo conjuntos de dados detalhados e conclusões relevantes. Portanto, para evitar redundância e garantir a originalidade deste estudo, o foco foi direcionado para outras áreas de interesse que complementam e expandem o conhecimento existente.

5.3.2. Mudanças climáticas futuras

5.3.2.1. Análises de mudanças em T_a e G_{tot}

As Figuras 5.2 e 5.3 ilustram as mudanças projetadas mensais nas variáveis G_{tot} e T_a para o futuro próximo (2021-2050) e o longo prazo (2071-2100) em relação ao período histórico (1980-2014) sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5. Analisou-se o período mais longo para possibilitar uma análise futura mais abrangente; no entanto, deve-se considerar, neste contexto, a continuidade da tecnologia fotovoltaica atual (considerando os valores assumidos na Seção 5.2.5) ou seu potencial substituto/melhoramento no futuro.

A Figura 5.2 mostra o ciclo anual para T_a , indicando quais meses apresentam mudanças futuras acentuadas. No futuro próximo (2021-2050), observa-se um aumento em T_a entre 0,95 e 2,02 °C para o cenário SSP2-4.5 e entre 0,96 e 2,49 °C para o cenário SSP5-8.5. Enquanto isso, no longo prazo (2071-2100), haverá um aumento em T_a de até 1,77-3,62 °C e 3,06-5,96 °C para os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, respectivamente. Os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5 (em ambos os períodos futuros) exibem a mesma direção de mudança, diferenciando-se apenas nas magnitudes para todas as variáveis. Nas áreas R1 a R7, o aumento em T_a apresenta uma forma parabólica côncava entre o mês 5 (maio) e o mês 11 (novembro). Nas áreas R8 e R9, ao contrário das outras, observou-se uma forma parabólica convexa. As áreas R4 e R9 mostraram, respectivamente, o menor e o maior aumento em T_a para ambos os cenários e períodos. As magnitudes das mudanças discutidas aqui são semelhantes às obtidas por Zuluaga et al. (2022).

A Figura 5.3 mostra quais meses exibem mudanças acentuadas em G_{tot} no futuro. O aumento em G_{tot} na região Nordeste ocorre durante o inverno, enquanto a redução acontece durante o verão. Esse padrão indica um aumento na amplitude do ciclo sazonal para o período de 2021-2050. Os aumentos em G_{tot} nas áreas R1 a R7 ocorrem entre abril e agosto, com aumentos adicionais de setembro a novembro nas áreas R2, R3, R6 e R9, indicando um aumento durante esses períodos. Em janeiro, há reduções em G_{tot} em todas as áreas para ambos os períodos e cenários, com exceção das áreas R3 e R6, que apresentam pequeno aumento no futuro próximo para o período SSP2-4.5. Essa redução também ocorre em fevereiro, exceto na área R6.

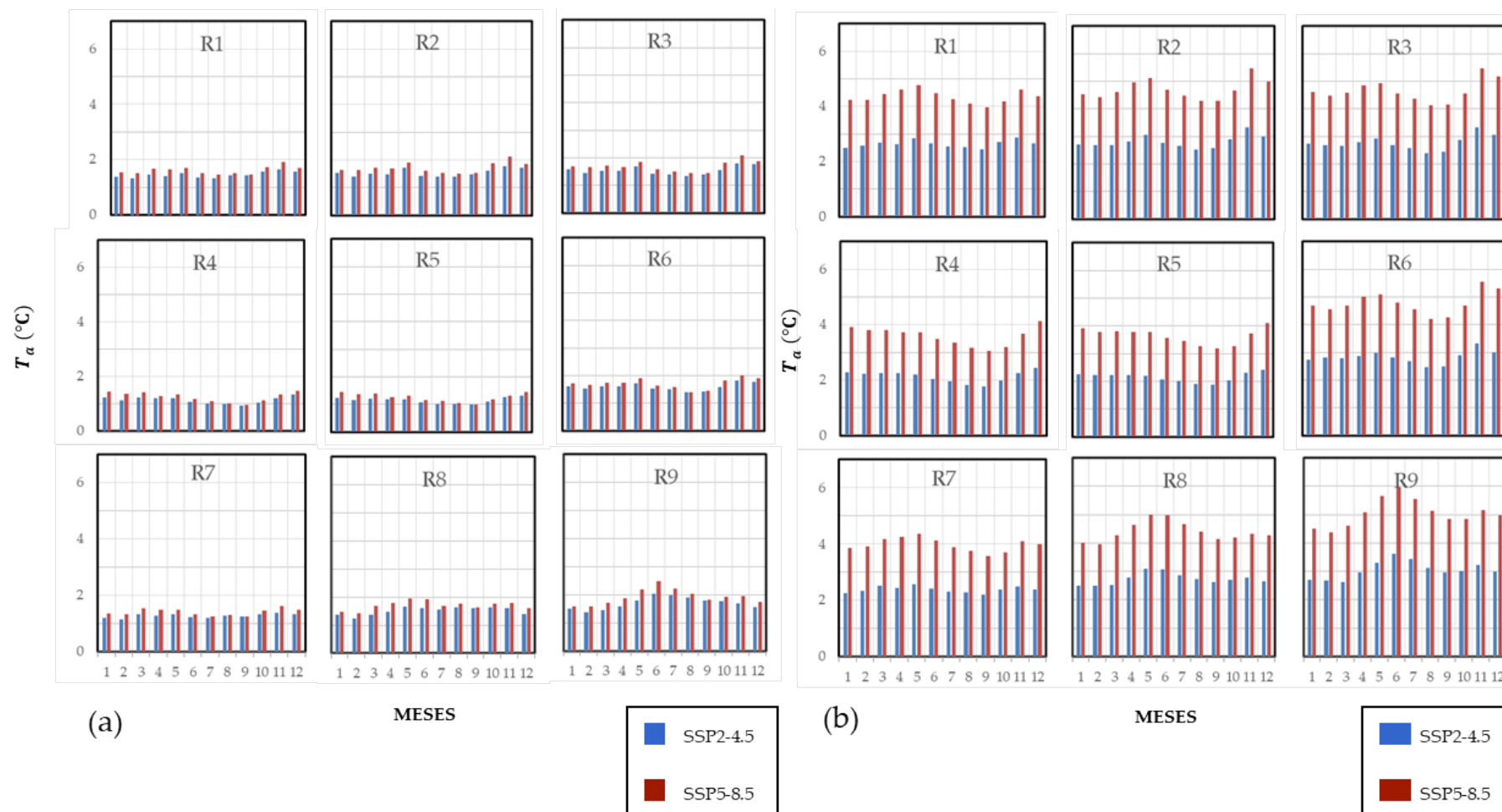


Figura 5.2. Mudanças projetadas para o (a) futuro próximo (2021-2050) e (b) futuro a longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, no ciclo anual da média mensal de T_a sobre diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho).

A área R8 exibiu a redução mais pronunciada em G_{tot} no futuro de longo prazo. Esta área experimenta uma diminuição em G_{tot} ao longo do ano (exceto por aumentos menores em maio, junho e novembro), com a queda mais substancial em todo o NEB ocorrendo de janeiro a outubro ($>7,5 \text{ W/m}^2$), destacando o cenário SSP5-8.5. É importante notar que o maior aumento em T_a ($>5 \text{ }^\circ\text{C}$), no entanto, ocorre em um mês diferente (maio), indicando que não há uma relação dependente única entre essas duas variáveis, e destacando a existência de outros fatores que contribuem para essas mudanças climáticas.

Quanto ao comportamento temporal projetado de G_{tot} e T_a , as Tabelas 5.2 e 5.3 resumem os valores de variabilidade interanual e tendências, respectivamente, para G_{tot} e T_a em cada estado do NEB sob dois cenários de mudança climática para ambos os períodos futuros.

Para quantificar a variabilidade interanual, foi calculado o desvio padrão (DP). Na Tabela 5.2, extrai-se que a área R6 apresenta a maior variabilidade interanual de G_{tot} (DP = $2,94 \text{ W/m}^2$ para 2021-2050 e DP = $2,52 \text{ W/m}^2$ para 2071-2100, ambos sob SSP5-8.5), enquanto a área R8 demonstra a menor variabilidade interanual com DP = $0,84 \text{ W/m}^2$ durante 2071-2100 sob SSP5-8.5. É importante destacar que uma menor variabilidade interanual nos valores de G_{tot} indica maior estabilidade na produção de energia solar ao longo do período. Por outro lado, uma maior variabilidade interanual nos valores de G_{tot} indica menor estabilidade na produção de energia solar ao longo do período. Esses achados são consistentes com as variabilidades interanuais de G_{tot} relatadas no Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017) e Zuluaga et al. (2022). De maneira semelhante, a maior variabilidade interanual de T_a ocorre nas áreas R2 e R6 durante o período de 2071-2100 sob SSP5-8.5 (DP = $0,71 \text{ }^\circ\text{C}$). Por outro lado, as áreas R4 e R5 exibem a menor variabilidade interanual de T_a com valores de DP de $0,21 \text{ }^\circ\text{C}$ (durante o período de 2071-2100, sob SSP2-4.5).

As áreas R1, R3 e R7 apresentam valores medianos tanto para as médias quanto para o desvio padrão de ambos os parâmetros G_{tot} e T_a . Observa-se que tais locais se apresentam com características compatíveis para a exploração da tecnologia PV em virtude de valores mais estáveis, favorecendo a previsibilidade de produção de energia elétrica.

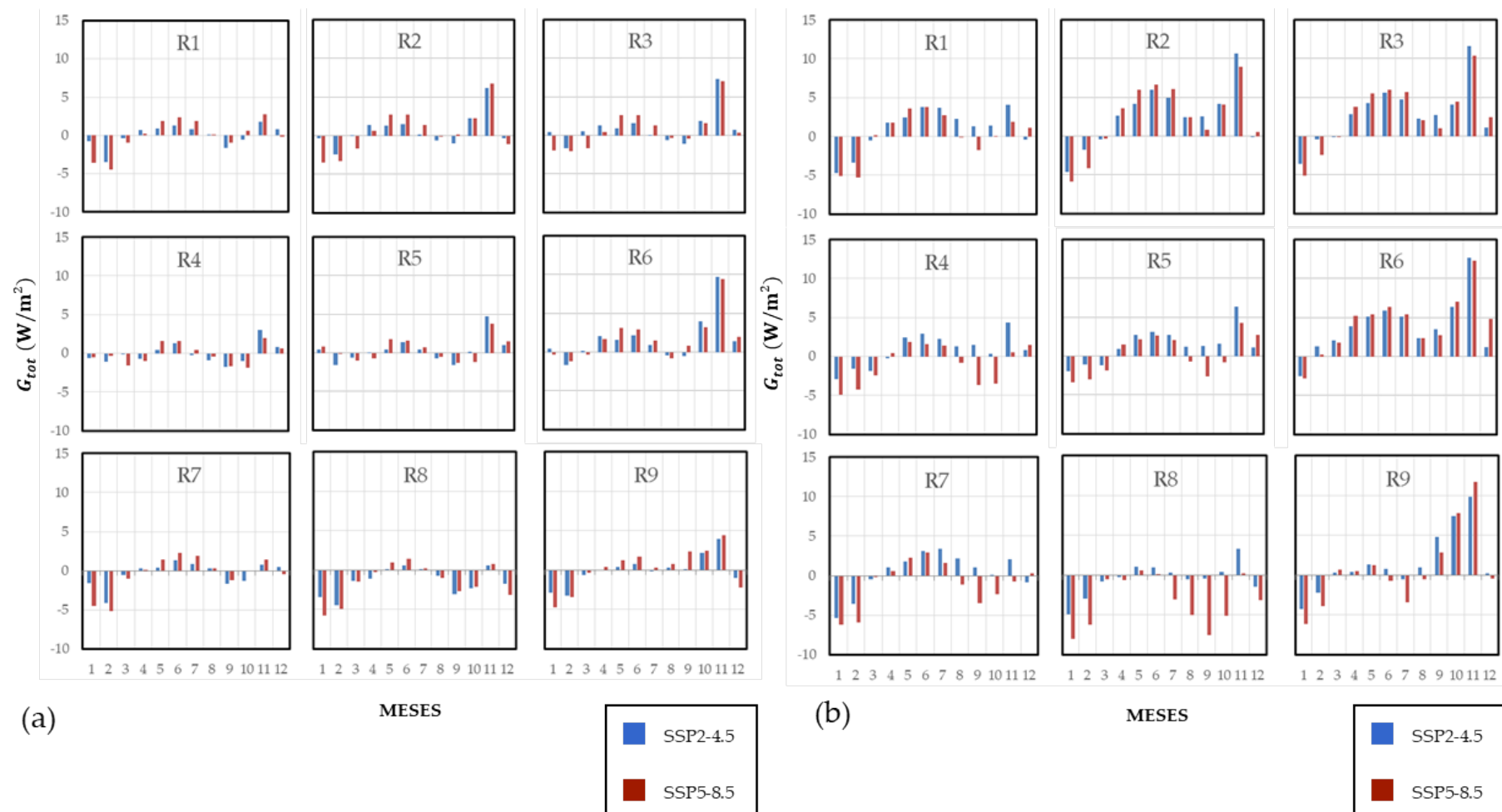


Figura 5.3. Mudanças projetadas para o (a) futuro próximo (2021-2050) e (b) futuro a longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, no ciclo anual da média mensal de G_{tot} sobre diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho).

Na Tabela 5.3, verifica-se que para G_{tot} , as tendências foram estatisticamente significativas em todas as áreas para o período de 2071-2100. No entanto, durante o período de 2021-2050, as áreas R7, R8 e R9 não exibiram resultados estatisticamente significativos para ambos os cenários. Geralmente, as tendências de G_{tot} indicam um aumento em toda a região NEB, exceto para a área R8 durante o período de 2021-2050 sob o cenário SSP2-4.5, a qual não apresentou tendências significativas. Notavelmente, a área R6 mostrou a maior tendência de aumento na G_{tot} , com uma magnitude de 0,210 W/m² por ano para 2021-2050 e 0,148 W/m² por ano para 2070-2100, ambos sob o cenário SSP5-8.5 e com $p < 0,01$. Enquanto isso, T_a apresenta uma tendência de aumento (aquecimento) estatisticamente significativa em todos os cenários, áreas e períodos. Para T_a , a área R2 exibiu a maior tendência, com uma magnitude de 0,058°C por ano para o período de 2021-2050. Para o período de 2070-2100, o valor máximo foi de 0,066°C por ano para as áreas R2 e R6. Em ambos os períodos, as maiores tendências de aumento na T_a ocorreram sob o cenário SSP5-8.5 e com $p < 0,001$.

Deve-se destacar que as áreas R3 e R6 foram as únicas que apresentaram tendências significativas para ambos os cenários e períodos de tempo. Fato que trás previsibilidade à produção PV em tais locais, e fator positivo ao planejamento energético.

Tabela 5.2. Flutuações anuais de G_{tot} e T_a para períodos futuros sob ambas as projeções de mudança climática em diferentes áreas do Nordeste do Brasil.

Variável	Área	Variabilidade interanual – Média (desvio padrão)			
		2021 - 2050		2071 - 2100	
		SSP2-4.5	SSP5-8.5	SSP2-4.5	SSP5-8.5
G_{tot} (W/m ²)	R1	244,12 (1,29)	244,15 (1,35)	245,13 (1,24)	244,39 (1,28)
	R2	252,33 (1,80)	252,24 (2,25)	254,20 (1,97)	254,06 (1,85)
	R3	254,22 (1,85)	254,07 (2,53)	256,20 (2,11)	256,09 (2,07)
	R4	244,82 (1,09)	244,77 (1,63)	245,65 (1,66)	243,87 (1,39)
	R5	246,06 (1,33)	246,12 (1,96)	247,10 (1,81)	245,94 (1,71)
	R6	252,82 (2,02)	253,00 (2,94)	255,08 (2,13)	255,41 (2,52)
	R7	238,98 (1,18)	238,96 (1,21)	239,74 (1,09)	238,34 (1,12)
	R8	214,86 (0,99)	214,75 (0,96)	215,79 (1,13)	213,07 (0,84)
	R9	202,66 (1,03)	202,93 (1,16)	204,28 (1,18)	203,48 (0,96)
T_a (°C)	R1	32,45 (0,31)	32,61 (0,54)	33,63 (0,26)	35,35 (0,66)
	R2	30,46 (0,35)	30,64 (0,58)	31,73 (0,27)	33,64 (0,71)
	R3	30,74 (0,35)	30,90 (0,58)	31,96 (0,27)	33,86 (0,69)
	R4	28,97 (0,29)	29,09 (0,45)	29,96 (0,21)	31,42 (0,55)
	R5	28,90 (0,29)	29,01 (0,47)	29,90 (0,21)	31,39 (0,57)
	R6	30,85 (0,36)	30,97 (0,55)	32,08 (0,25)	34,04 (0,71)
	R7	31,96 (0,29)	32,09 (0,49)	33,07 (0,24)	34,65 (0,62)
	R8	31,17 (0,29)	31,37 (0,44)	32,39 (0,25)	34,07 (0,61)
	R9	32,37 (0,35)	32,60 (0,47)	33,72 (0,26)	35,73 (0,68)

Tabela 5.3. Tendências de longo prazo de G_{tot} e T_a para períodos futuros sob ambos os cenários de mudança climática em diferentes áreas do Nordeste do Brasil.

Variável	Área	Tendências			
		2021 - 2050		2071 - 2100	
		SSP2-4.5	SSP5-8.5	SSP2-4.5	SSP5-8.5
G_{tot} (W/m ² por ano)	R1	0,019 ^{ns}	0,058 ⁺	0,069 [*]	0,076 [*]
	R2	0,072 ^{ns}	0,168 ^{***}	0,090 [*]	0,123 ^{***}
	R3	0,089 [*]	0,186 ^{**}	0,102 ⁺	0,128 ^{***}
	R4	0,024 ^{ns}	0,079 ⁺	0,068 ⁺	0,054 [*]
	R5	0,047 ^{ns}	0,093 [*]	0,074 [*]	0,080 [*]
	R6	0,117 ^{**}	0,210 ^{**}	0,090 ⁺	0,148 ^{**}
	R7	0,006 ^{ns}	0,022 ^{ns}	0,014 ^{**}	0,050 [*]
	R8	-0,006 ^{ns}	-0,025 ^{ns}	0,061 [*]	0,037 ⁺
	R9	0,028 ^{ns}	0,033 ^{ns}	0,072 [*]	0,071 ^{**}
T_a (°C por ano)	R1	0,025 ^{***}	0,055 ^{***}	0,016 ^{**}	0,062 ^{***}
	R2	0,027 ^{***}	0,058 ^{***}	0,019 ^{**}	0,066 ^{***}
	R3	0,027 ^{***}	0,056 ^{***}	0,019 ^{**}	0,062 ^{***}
	R4	0,020 ^{***}	0,044 ^{***}	0,012 ^{**}	0,048 ^{***}
	R5	0,020 ^{**}	0,045 ^{***}	0,013 ^{**}	0,052 ^{***}
	R6	0,029 ^{***}	0,053 ^{***}	0,015 ^{**}	0,066 ^{***}
	R7	0,023 ^{***}	0,050 ^{***}	0,053 [*]	0,059 ^{***}
	R8	0,025 ^{***}	0,046 ^{***}	0,018 ^{**}	0,060 ^{***}
	R9	0,029 ^{***}	0,050 ^{***}	0,019 ^{***}	0,065 ^{***}

***p < 0,001; **p < 0,01; *p < 0,05; +p < 0,1; ns not significant.

5.3.3. Mudanças futuras no P_{pv}

A Figura 5.4 retrata as variações mensais de P_{pv} nos estados do NEB sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, tanto no futuro próximo quanto no longo prazo, em comparação com o período histórico. Semelhante ao padrão observado nas variáveis atmosféricas, o P_{pv} futuro exhibe padrões espaciais comparáveis em ambos os cenários SSP, diferenciando-se apenas em suas magnitudes.

A Figura 5.4(b) ilustra de forma mais clara, devido às magnitudes mais elevadas, as mudanças estimadas para cada mês e estação do ano. As áreas analisadas, exceto R8, apresentam meses específicos em que se projeta um aumento futuro em P_{pv} , concentrado principalmente no inverno (junho a agosto) ou na primavera (setembro a novembro). No entanto, essas mudanças positivas não excedem 3% em nenhum caso, com a maior magnitude ocorrendo na área R6, alcançando +2,68% (SSP2-4.5) em novembro durante o período de 2071-2100, diretamente associada ao aumento em G_{tot} observado no mesmo período.

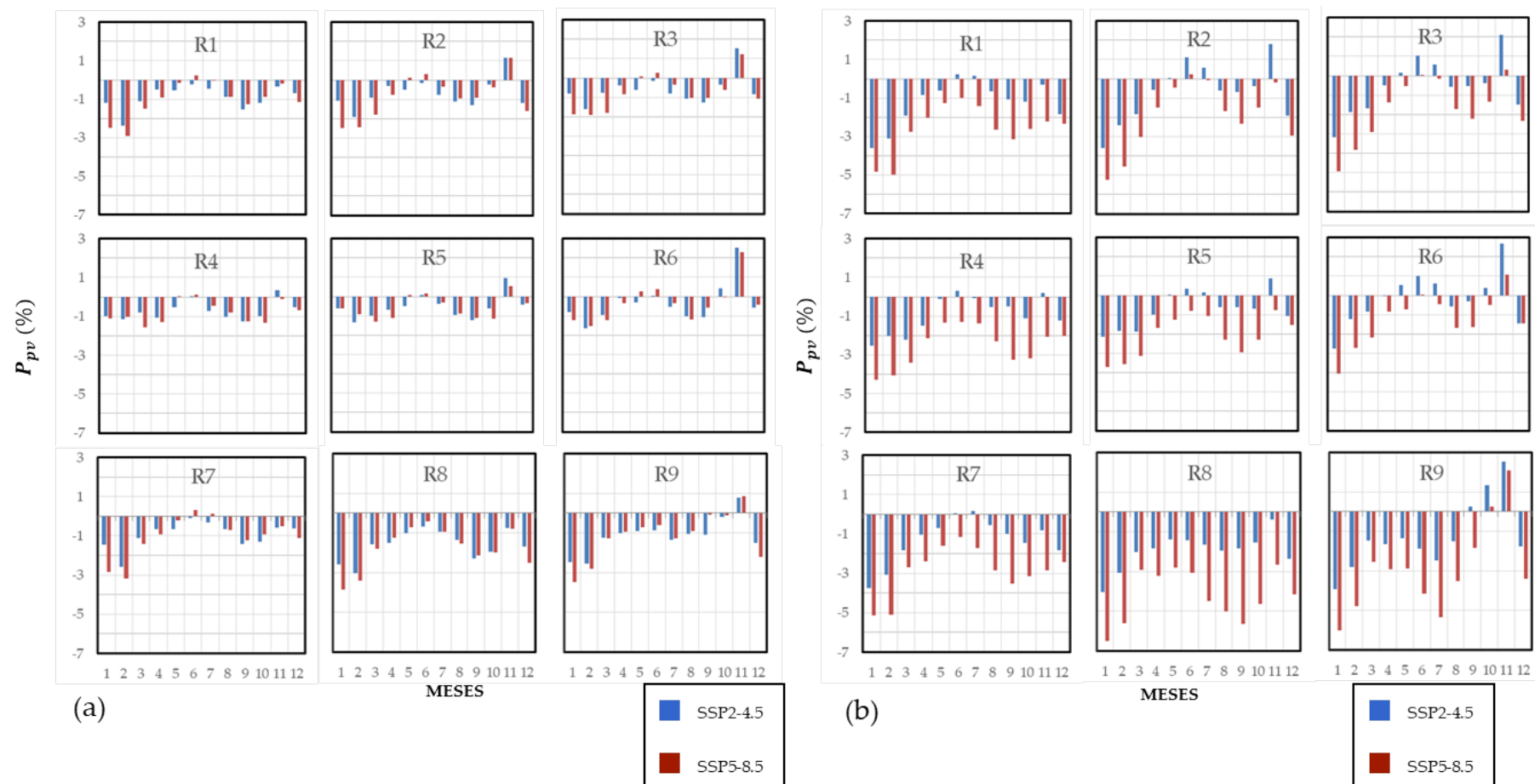


Figura 5.4. Mudanças projetadas para o (a) futuro próximo (2021-2050) e (b) futuro em longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, no ciclo anual da média mensal de P_{pv} sobre diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho).

Por outro lado, a redução projetada no futuro para P_{pv} pode ser atribuída ao aquecimento substancial (Figura 5.2) combinado com uma queda (ou falta de mudança) em G_{tot} esperada para os estados do NEB (Figura 5.3). Geralmente, todas as áreas estudadas (R1 a R9) experimentarão uma diminuição em P_{pv} na maior parte do ano sob ambos os cenários climáticos. Nas áreas R3, R4, R5 e R6, as projeções de curto prazo (Figura 5.4A) indicam uma diminuição de P_{pv} de menos de -2,0% em todos os meses sob ambos os cenários. Em todas as áreas, é esperada uma redução acentuada durante o primeiro trimestre do ano, particularmente em janeiro e fevereiro (verão). No futuro de longo prazo (Figura 5.4B), a área R8 apresentará mudanças de até -4,04% (SSP2-4.5) e -6,49% (SSP5-8.5) em janeiro, correspondendo ao período de maiores diminuições na área R8 (Figura 5.3).

As flutuações no P_{pv} calculado são exibidas em sequências cronológicas para áreas específicas. Todas são comparadas a um ponto de referência da média de 1980 a 2014. A Figura 5.5 ilustra diagramas de alterações percentuais em P_{pv} . Cada área é analisada individualmente, com dados do conjunto incluídos. Vale ressaltar que diversos gráficos apresentam diferentes escalas para o eixo vertical para melhor visualizar as mudanças, dado a amplitude das magnitudes entre as diferentes áreas do NEB. Apesar das flutuações anuais, todas as tendências extensas demonstram uma linearidade evidente, portanto, uma linha reta de ajuste é fornecida para cada diagrama. Observa-se que há mudanças nas tendências de P_{pv} ao comparar os períodos. Destacam-se as áreas R1, cuja tendência muda de negativa em ambos os cenários no curto prazo para, no longo prazo, uma tendência positiva no SSP2-4.5 e uma tendência negativa no SSP5-8.5; e R8, cuja tendência muda de negativa para tendências praticamente constantes no período de longo prazo. Isso ressalta as características meteorológicas específicas de cada área analisada.

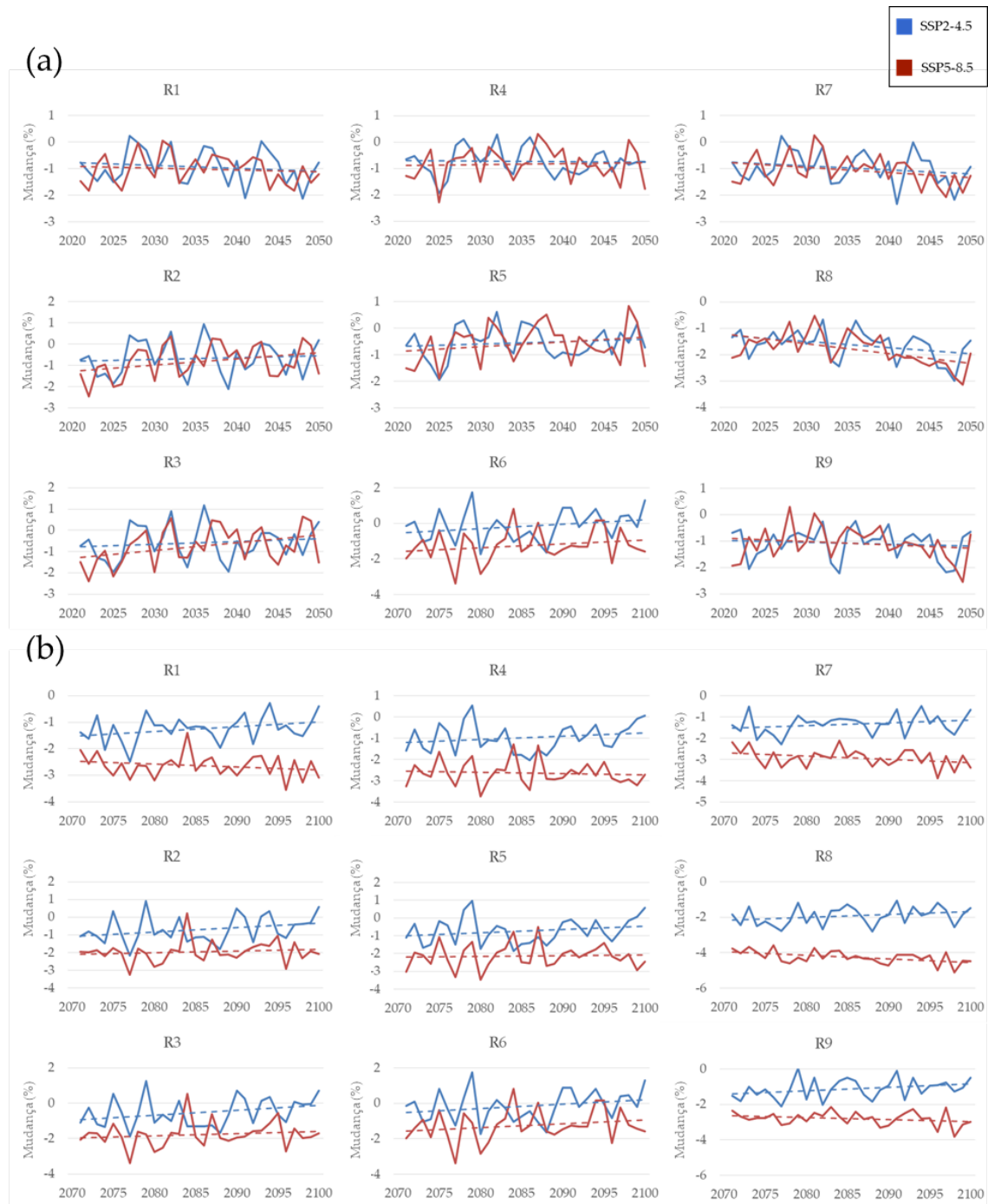


Figura 5.5. Variação percentual anual em P_{pv} para o A) futuro próximo (2021-2050) e B) futuro a longo prazo (2071-2100), ambos em comparação com 1980-2014, para diferentes áreas do Nordeste do Brasil nos cenários SSP2-4.5 (em azul) e SSP5-8.5 (em vermelho). A linha tracejada mostra a tendência linear de melhor ajuste.

A Figura 5.6 ilustra as variações percentuais em P_{pv} para o curto e longo prazo, calculadas a partir do valor médio do período em comparação com o período histórico, levando em conta as saídas absolutas. Evidentemente, são notáveis as diferenças regionais.

O declínio generalizado em P_{pv} indica um impacto negativo do aumento de T_a na tecnologia de geração fotovoltaica, superando o aumento disponível em G_{tot} , especialmente sob o cenário SSP5-8.5. Observa-se que os valores no cenário SSP5-8.5 são iguais ou maiores em magnitude do que os estimados no cenário SSP2-4.5. A mesma tendência se aplica ao comparar os períodos de curto e longo prazo, com o último mostrando maiores magnitudes. O P_{pv} tende a diminuir em algum percentual em todo o Nordeste do Brasil. Todas as áreas analisadas apresentam reduções gerais que atingem proporções abaixo de 5%. A redução é esperada para ser mais significativa nas áreas R7, R8 e R9, onde as maiores reduções ($> 2,5\%$) são antecipadas, enquanto as áreas R2, R3 e R6 devem experimentar reduções menores ($< 2,0\%$). As maiores diminuições em P_{pv} são esperadas no estado do Piauí sob ambos os cenários, com valores de 4,26% (SSP5-8.5) e 1,93% (SSP2-4.5) no final do século. A menor diminuição em P_{pv} é observada no estado da Bahia no final do século (0,15%).

No entanto, como mencionado, análises futuras devem considerar se a tecnologia de módulos fotovoltaicos de silício cristalino continuará a ser usada até o final do século, o que pode não ocorrer devido ao desenvolvimento de materiais mais eficientes na conversão de G_{tot} em P_{pv} .

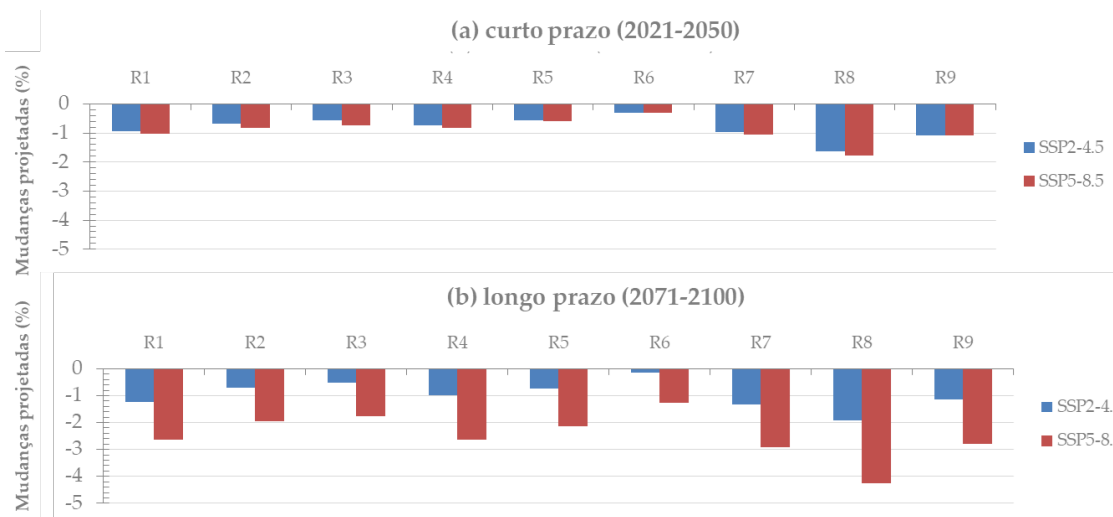


Figura 5.6. Variação percentual no potencial de produção fotovoltaica sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho) para o (a) o futuro próximo (2021-2050) e (b) o futuro a longo prazo (2071-2100) em diferentes áreas do Nordeste do Brasil.

5.3.3.1. Contribuições da temperatura e da irradiância

Com a análise de sensibilidade, quando T_a permanece inalterada, as projeções de P_{pv} indicam um aumento com valores de pico superiores a 3% (Figura 5.7) devido ao crescimento em G_{tot} (Figura 5.3) em quase todas as áreas e sob ambos os cenários. Comparado com a Figura 5.6, as quedas em P_{pv} são atenuadas ou até mesmo convertidas em leves ganhos (-1,5% a +3,5%) quando T_a permanece inalterada, enquanto as maiores reduções persistem na área R8 (sob o cenário SSP5-8.5 para o futuro de longo prazo).

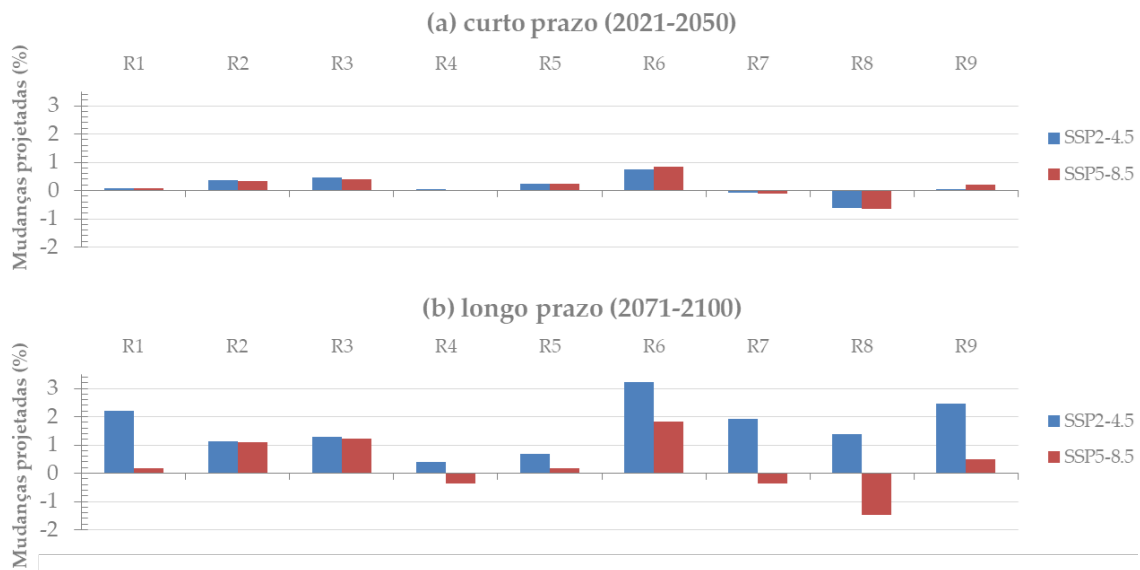


Figura 5.7. Mudanças projetadas no potencial de produção fotovoltaica pela variação isolada de G_{tot} (P_{pv} (ΔG_{tot})) para (a) o futuro próximo (2021-2050) e (b) o futuro a longo prazo (2071-2100) sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, ambos em comparação com o período histórico (1980-2014) para diferentes áreas do Nordeste do Brasil.

A Figura 5.8 ilustra que T_a tem um impacto negativo muito significativo em P_{pv} , que diminui conforme o ambiente esquentar. Esta contribuição negativa é relevante (>9%) para as áreas R1, R6, R7, R8 e R9 sob o cenário SSP2-4.5 para o futuro de longo prazo. Portanto, observa-se que, sem exceção, P_{pv} diminuiria em todos os estados do Nordeste do Brasil, atingindo valores de até -1,62% e -1,79% nos cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, respectivamente, no futuro de curto prazo e valores de até -1,93% e -4,26%, também nos cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, respectivamente, no futuro de longo prazo. Previsões todas para a área R8. Os achados são consistentes com vários outros trabalhos de pesquisa (CROOK et al., 2011; Jerez et al., 2015; ZOU et al., 2019; MÜLLER et al., 2019; SAWADOGO et al., 2020a; SAWADOGO et al., 2020b; ZULUAGA et al., 2022), que

demonstram que o aquecimento ambiental (um aumento em T_a) reduz a eficiência de conversão fotovoltaica, diminuindo assim P_{pv} .

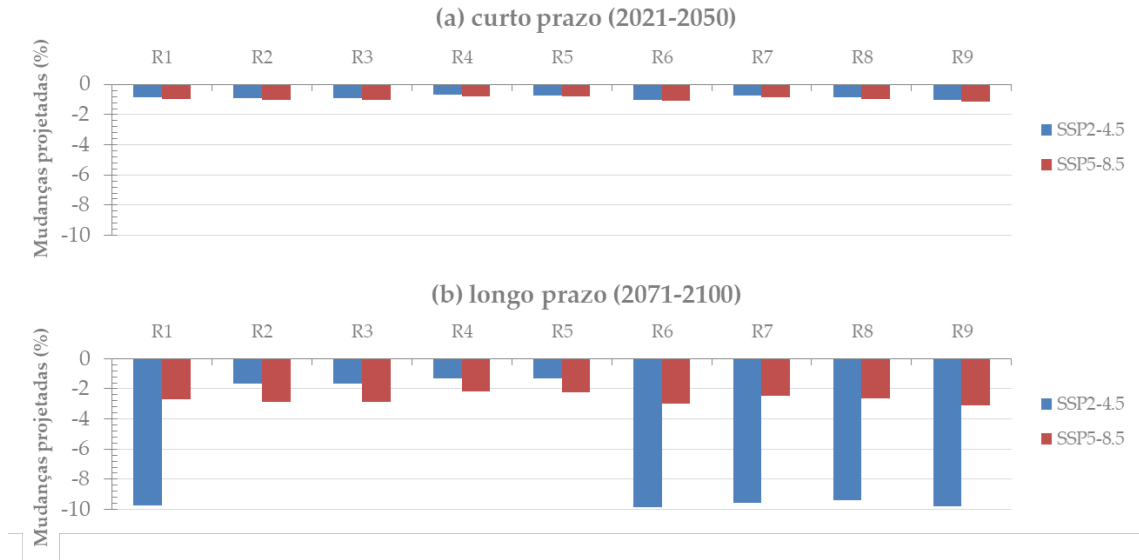


Figura 5.8. Mudanças projetadas no potencial de produção fotovoltaica pela variação isolada de T_a (P_{pv} (ΔT_a)) para (a) o futuro próximo (2021-2050) e (b) o futuro a longo prazo (2071-2100) sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5, ambos em comparação com o período histórico (1980-2014) para diferentes áreas do Nordeste do Brasil.

A Figura 5.9 exibe pares de barras que demonstram a contribuição fracionária de ΔT_a e ΔG_{tot} , derivadas de padrões lineares. O total dessas duas razões é próximo de 1, com variações devido a produtos cruzados. Razões abaixo de 0 ou acima de 1 sugerem que ΔT_a e ΔG_{tot} estão influenciando o resultado de maneiras contrárias (CROOK et al., 2011).

As contribuições fracionárias variam significativamente entre as áreas. Em alguns casos, as flutuações na produção causadas por ΔT_a e ΔG_{tot} se contrabalançam, levando a uma mudança geral mínima na produção PV, mas com contribuições fracionárias relativamente grandes. Isso ocorre em áreas como R2, R3 e R6. Em ambos os cenários para essas áreas, um aumento em ΔG_{tot} leva a um aumento em P_{pv} , mas esse efeito é ofuscado por um aumento em T_a , resultando em uma diminuição geral de P_{pv} . Além disso, observou-se um aumento na contribuição fracionária de G_{tot} ao longo do tempo e uma diminuição na contribuição de T_a . Também foi notado que, dentro do mesmo período, a contribuição de T_a é menor e G_{tot} é maior no cenário SSP2-4.5 do que no cenário SSP5-8.5. Isso destaca que, embora T_a seja responsável pela redução em P_{pv} (Figura 5.6), essa

contribuição se tornaria progressivamente menor se a tendência observada neste estudo continuar.

Ao selecionar locais e tecnologias para novas usinas solares interconectadas de grande escala, essenciais para a transição para uma economia de baixo carbono, é crucial levar em conta as variações na produção de energia solar. Realizar uma avaliação comparável com uma gama mais ampla de modelos fotovoltaicos aprofundaria a compreensão das incertezas na produção de energia, influenciadas não apenas pelas mudanças esperadas na irradiância e temperatura, mas também pelos materiais escolhidos, que devem apresentar melhorias na eficiência ao longo do tempo (POLMAN et al., 2016; MÜLLER et al., 2019). Portanto, esses achados iniciais devem ser considerados como estimativas preliminares.

5.4. Conclusões

Este estudo avaliou os potenciais efeitos das mudanças climáticas na capacidade de geração fotovoltaica no Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5. Os resultados podem ajudar a compreender as vantagens e limitações do uso da geração de energia fotovoltaica no futuro. Foram analisadas duas variáveis atmosféricas, G_{tot} e T_a , que influenciam a produção dos sistemas fotovoltaicos, utilizando dados dos Modelos de Sistema Terrestre (em inglês *Earth System Models*, ESMs) do CMIP6. Os dados para estimar o potencial fotovoltaico foram derivados desses modelos em conjunto para cada variável e usados para calcular o P_{pv} histórico (1980-2014), bem como projeções de P_{pv} para dois períodos futuros: curto prazo (2021-2050) e final de século (2071-2100).

As tendências de G_{tot} indicam um aumento geral em toda a região Nordeste, exceto para o período de 2021-2050 sob o cenário SSP2-4.5 para a área R8 (estado do Piauí) a qual não apresentou tendências significativas. Enquanto isso, T_a mostra uma clara tendência de aumento (aquecimento) em todos os cenários, áreas e períodos. Embora pareça que a energia solar será mais abundante (provavelmente devido a reduções na cobertura de nuvens), a resposta da tecnologia atual dos sistemas fotovoltaicos ao aumento de T_a impediria qualquer ganho na produção de energia fotovoltaica. De fato, à medida que T_a aumenta, a eficiência dos painéis fotovoltaicos diminui, anulando o impacto positivo do aumento de G_{tot} .

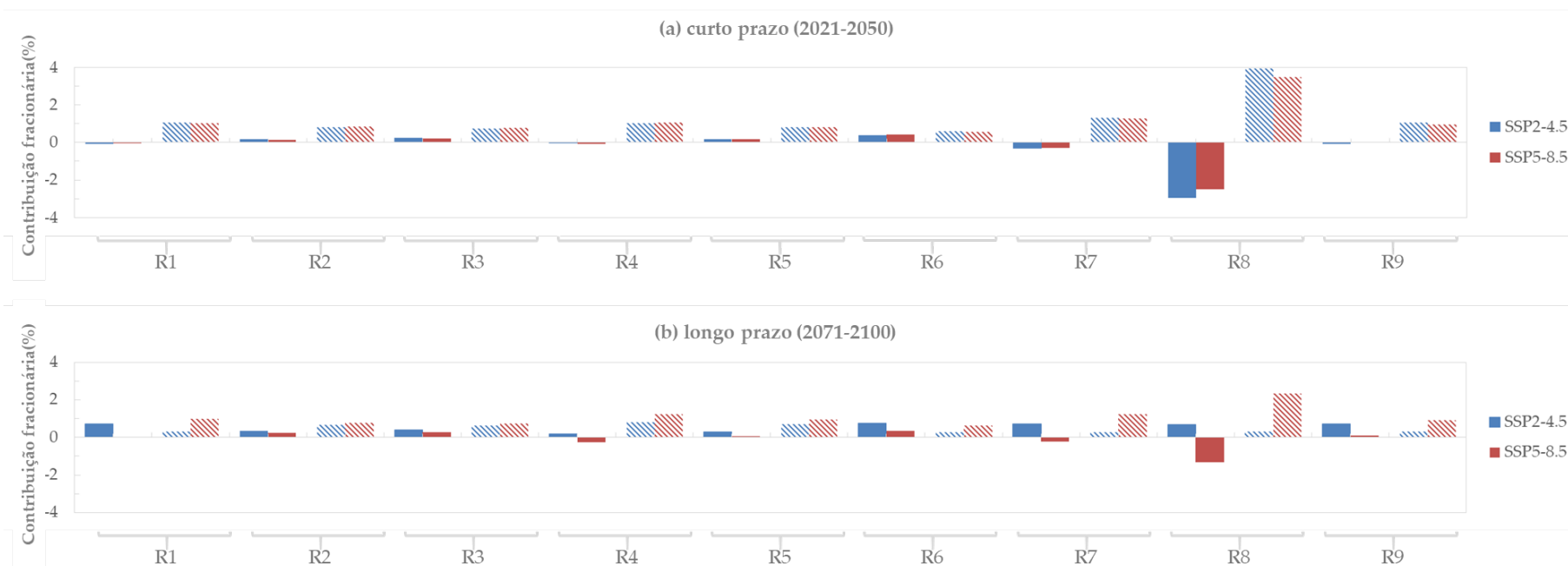


Figura 5.9. Contribuições fracionárias de G_{tot} (em barras sólidas) e T_a (em barras listradas) para a mudança na produção de PV para diferentes áreas do Nordeste do Brasil sob os cenários SSP2-4.5 (azul) e SSP5-8.5 (vermelho) para o (a) futuro próximo e (b) futuro a longo prazo.

O futuro P_{pv} exibe padrões espaciais comparáveis em ambos os cenários SSP, diferenciando-se apenas em suas magnitudes, semelhante ao padrão observado nas variáveis atmosféricas. Os cálculos sugerem que o P_{pv} diminuirá em algum percentual em toda a região Nordeste do Brasil em virtude, predominantemente, do aumento da temperatura. A redução deve ser mais significativa nos estados do Ceará (R7), Piauí (R8) e Maranhão (R9), onde as maiores reduções ($> 2,5\%$) são antecipadas, enquanto os estados da Paraíba (R2), Pernambuco (R3) e Bahia (R6) devem experimentar reduções menores ($< 2,0\%$).

Com base nas descobertas, várias estratégias podem ser implementadas, como otimizar as instalações solares em áreas específicas. Além disso, este estudo é crucial para fornecer estimativas futuras mais confiáveis de P_{pv} ao incorporar modelos climáticos avançados e considerar variações climáticas regionais.

5.5. Referências

- ANEEL. ANEEL's Generation Information System. 2024. Disponível em: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. (Acessed em 9 January 2024).
- AVILA-DIAZ, A.; BENEZOLI, V.; JUSTINO, F.; TORRES, R.; WILSON, A. Assessing current and future trends of climate extremes across Brazil based on reanalyses and earth system model projections. **Climate Dynamics**, v. 55, 1403-1426, 2020.
- BAZYOMO, S. D. Y. B.; LAWIN, E. A.; COULIBALY, O.; OUEDRAOGO, A. Forecasted Changes in West Africa Photovoltaic Energy Output by 2045. **Climate**, v. 4, 53, 2016.
- BICHET, A.; HINGRAY, B.; EVIN, G.; DIEDHIOU, A.; KEBE, C. M. F.; ANQUETIN, S. Potential impact of climate change on solar resource in Africa for photovoltaic energy: analyses from CORDEX-AFRICA climate experiments. **Environmental Research Letters**, v. 14, 124039, 2019.
- BRAZIL. Ministry of Mines and Energy. Energy Research Company. Ten-Year Energy Expansion Plan 2030. Rio de Janeiro. RJ. 2021. p. 453.
- CAMPOS, E.F. DE; PEREIRA, E.B.; VAN OEL, P.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; COSTA, R.S. Hybrid power generation for increasing water and energy securities during drought: exploring local and regional effects in a semi-arid basin. **J. Environ. Manag.**, 294, 2021.
- CORRÊA DA SILVA, R.; DE MARCHI NETO, I.; SILVA SEIFERT, S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 59, 328-341, 2016.
- CROOK, J. A.; JONES, L. A.; FORSTER, P. M.; CROOK, R. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy Environmental Science**, v. 4, 3101-3109, 2011.
- DE JONG, P.; BARRETO, T. B.; TANAJURA, C. A. S.; KOULOOUKOU, D.; OLIVEIRA-ESQUERRE, K. P.; KIPERSTOK, A.; et al. Estimating the impact of climate change on wind and solar energy in Brazil using a South American regional climate model. **Renewable Energy**, v. 141, 390-401, 2019.

- DE JONG, P.; DARGAVILLE, R.; SILVER, J.; UTEMBE, S.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E.A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. **Applied Energy**, v. 195, 538-555, 2017.
- DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; SANCHEZ, A.S.; DARGAVILLE, R.; TORRES, E.A. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, v. 100, 401-415, 2016.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3. ed., Nova Jersey: Wiley, 2006. 928 p.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.; MCGOWAN, J. **Solar Engineering of Thermal Processes**. A wiley-interscience. 1980.
- EVANS, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, v. 27, 555-560, 1981.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; JACKSON, R. B. Climate change extremes and photovoltaic power output. **Nature Sustainability**, v. 4, 270-276, 2021.
- GAETANI, M.; HULD, T.; VIGNATI, E.; MONFORTI-FERRARIO, F.; DOSIO, A.; RAES, F. The near future availability of photovoltaic energy in Europe and Africa in climate-aerosol modelling experiments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, 706-716, 2014.
- GONÇALVES, A.R.; ASSIREU, A.T.; MARTINS, F.R.; CASAGRANDE, M.S.G.; MATTOS, E.V.; COSTA, R.S.; PASSOS, R.B.; PEREIRA, S.V.; PES, M.P.; LIMA, F.J.L.; PEREIRA, E.B. Enhancement of cloudless skies frequency over a large tropical reservoir in Brazil. **Rem. Sens.** 12, 1-26, 2020.
- GOOSSENS, C.; BERGER, A. Annual and seasonal climatic variations over the northern hemisphere and Europe during the last century. **Annales geophysicae**. Series B. Terrestrial and Planetary Physics. v. 4(4). 385-399. 1986.
- GUNDERSON, I.; GOYETTE, F.; GAGO-SILVA, A.; QUIQUEREZ, L.; LEHMANN, A. Climate and land-use change impacts on potential solar photovoltaic power generation in the Black Sea region, **Environmental Science e Policy**, v. 46, 70-81, 2015.
- HA. S.; ZHOU. Z.; IM. E.; LEE. Y. Comparative assessment of future solar power potential based on CMIP5 and CMIP6 multi-model ensembles. **Renew. Energy**. 206. 324-335. 2023.
- Hersbach. H.; Bell. B.; Berrisford. P.; et al. The ERA5 global reanalysis. **Q.J.R. Meteorol. Soc.** 146. 1999-2049. 2020.
- JENKINS. K.; WARREN. R. Quantifying the impact of climate change on drought regimes using the Standardised Precipitation Index. **Theoretical and Applied Climatology**. 120. 41-54. 2015.
- JEREZ, S.; TOBIN, I.; VAUTARD, R.; MONTAVEZ, J.P.; LOPEZ-ROMERO, J.M.; THAIS, F.; BARTOK, B.; CHRISTENSEN, O.B.; COLETTE, A.; DEQUE, M.; NIKULIN, G.; KOTLARSKI, S.; VAN MEIJGAARD, E.; TEICHMANN, C.; WILD, M. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. **Nature Communication**, v. 6, 10014, 2015.
- KOU, Q.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. **Solar Energy**, v. 64 (1-3), 33-40, 1998.
- LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook**. 1. ed. Adam Hilger: Nova Iorque, 1990. 572 p.

- LENTZ, A.; RENNE, D.; TIEPOLO, G.M.; JUNIOR, J.U.; JUNIOR, O.C.; VIANA, T. Photovoltaic generation potential of paraná state, Brazil e a comparative analysis with european countries. **Energy Procedia**, v. 57 725-734, 2014.
- MEDEIROS, S.E.L.; ABRAHÃO, R.; SILVA, L.P.; SILVA, W.K.M. Comparison between observed and estimated data to assess air temperature variability and trends in the Sertão Paraibano mesoregion (Brazil). **Environ Monitt Assess**. v. 191. 63. 2019.
- MEDEIROS, S.E.L.; NILO, P.F.; SILVA, L.P.; et al. Influence of climatic variability on the electricity generation potential by renewable sources in the Brazilian semi-arid region. **Journal of Arid Environments**. 184. 104331. 2021.
- MODARES, R.; SILVA, V.P.R. Trends analysis of rainfall record in arid and semi-arid regions of Iran. **Journal of Arid Environments**. v. 70(1). 344–355. 2007.
- MORA C.; SPIRANDELLI, D.; FRANKLIN, E.C.; et al. Broad threat to humanity from cumulative climate hazards intensified by greenhouse gas emissions. **Nat. Clim. Change**. 8. 1062–71. 2018.
- MÜLLER, J.; FOLINI, D.; WILD, M.; PFENNINGER, S. CMIP-5 models project photovoltaics are a no-regrets investment in Europe irrespective of climate change. **Energy**, v. 171, 135-148, 2019.
- NARVAEZ, G.; BRESSAN, M.; PANTOJA, A.; GIRALDO, L. F. Climate change impact on photovoltaic power potential in South America. **Environmental Research Communications**. 5(8). 081004. 2023.
- NIU, J.; QIN, W.; WANG, L.; et al. Climate change impact on photovoltaic power potential in China based on CMIP6 models. **Science of the Total Environment**. 858.159776. 2023.
- O'NEILL, C.; TEBALDI, C.; VAN VUUREN, D.P.; et al. The scenario model Intercomparison project (ScenarioMIP) for CMIP6. **Geosci. Model Dev**. 9. 3461-3482. 2016.
- PANAGEA, I. S.; TSANIS, I. K.; KOUTROULIS, A. G.; GRILLAKIS, M. G. Climate change impact on photovoltaic energy output: The case of Greece. **Advances in Meteorology**, v. 2014, 264506, 2014.
- PEREIRA E.B., MARTINS F.R., GONÇALVES A.R., et al. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2, INPE, São Jose dos Campos, 2017. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br>.
- PÉREZ, J. C.; GONZÁLEZ, A.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J.; FELIPE, J. Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 133, 749–759, 2019.
- POLMAN, A.; KNIGHT, M.; GARNETT, E.C.; EHRLER, B.; SINKE, W.C. Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges. **Science**, v. 352, aad4424, 1-10, 2016.
- RIBEIRO, A.E.D.; AROUCA, M.C.; COELHO, D.M. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: the influence of location, area and shape. **Renewable Energy**, v. 85, 554-563, 2016.
- RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil, **Energy Policy**, v. 39(3), 1027-1030, 2011.
- SAWADOGO, W.; ABIODUN, B. J.; OKOGBUE E. C. Impacts of global warming on photovoltaic power generation over West Africa. **Renewable Energy**, v. 151, 263-277, 2020.
- SAWADOGO, W.; REBOITA, M.S.; FAYE, A.; et al. Current and future potential of solar and wind energy over Africa using the RegCM4 CORDEX-CORE ensemble. **Clim. Dynam**, 57, 1647-1672, 2020.

- SKOPLAKI E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, 614–624, 2009.
- SMITH, C. J.; CROOK, J. A.; CROOK, R.; JACKSON, L. S.; OSPREY, S. M.; FORSTER, P. M. Impacts of Stratospheric Sulfate Geoengineering on Global Solar Photovoltaic and Concentrating Solar Power Resource. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 56, 1483-1497, 2017.
- SNEYERS, R. On the use of statistical analysis for the objective determination of climatic change. **Meteorologische Zeitschrift**. v. 1. 247–256. 1992.
- THRASHER, B.; WANG, W.; MICHAELIS, A. et al. NASA Global Daily Downscaled Projections, CMIP6. **Sci Data**. 9. 262. 2022.
- THRASHER, B.; MAURER, E. P.; MCKELLAR, C.; DUFFY, P. B. Technical Note: Bias correcting climate model simulated daily temperature extremes with quantile mapping. **Hydrology and Earth System Sciences**. 16(9). 3309-3314. 2012.
- TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. **Solar Energy**, v. 82, 1–12, 2008.
- VINEY, N.R.; BATES, B.C. It never rains on Sunday: the prevalence and implications of untagged multi-day rainfall accumulations in the Australian high quality data set. **International Journal of Climatology**. v. 24. 1171–1192. 2004.
- WILD, M.; FOLINI, D.; HENSCH, F.; FISCHER, N.; MÜLLER, B. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 116, 12–24, 2015.
- YANG, J.; YANG, Y.; ELIA CAMPANA, P.; HE, J. City-level analysis of subsidy-free solar photovoltaic electricity price, profits and grid parity in China. **Nature Energy**, v. 4, 709–17, 2019.
- YEH, N.; YEH, P. Organic solar cells: their developments and potentials. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, 21. 421–431. 2013.
- ZHANG, J.; YOU, O.; ULLAH, S. Changes in photovoltaic potential over China in a warmer future. **Environ. Res. Lett.** 17. 114032. 2022.
- ZHAO, X.; HUANG, G.; LU, C.; ZHOU, X.; LI, Y. Impacts of climate change on photovoltaic energy potential: A case study of China. **Applied Energy**, v. 280, 115888, 2020.
- ZONDAG, H. A. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 12, 891–959, 2008.
- ZOU, L.; WANG, L.; LI, J.; LU, Y.; GONG, W.; NIU, Y. Global surface solar radiation and photovoltaic power from coupled model intercomparison project phase 5 climate models. **Journal of Cleaner Production**, v. 224, 304–324, 2019.
- ZULUAGA, C.F.; AVILA-DIAZ, A.; JUSTINO, F.B.; MARTINS, F.R.; CERON, W.L. The climate change perspective of photovoltaic power potential in Brazil. **Renew. Energy**. 193. 1019-1031. 2022.
- ZULUAGA, C.F.; AVILA-DIAZ, A.; JUSTINO, F.B.; WILSON, A.B. Climatology and trends of downward shortwave radiation over Brazil. **Atmos. Res.** 250. 105347. 2021.

CAPÍTULO 6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Abordaram-se diversos aspectos da produção científica e dos impactos do clima na energia fotovoltaica, explorando questões desde a evolução do campo de pesquisa, com as revisões, até as metodologias para estimativa e os efeitos regionais específicos, com aplicações para o Nordeste do Brasil. A seguir, sintetizam-se as principais conclusões de cada estudo incluído nesta tese para fornecer uma visão abrangente e integral.

Capítulo 2: este estudo revelou um crescimento substancial na produção científica sobre os impactos das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica ao longo das últimas décadas, com um pico significativo em 2021. A análise das publicações, autores e instituições mostrou uma crescente maturidade da área, refletida em uma maior produtividade e impacto dos artigos. A variação nas palavras-chave e a falta de uma trajetória de pesquisa definida sugerem um campo ainda em desenvolvimento, mas com uma tendência emergente de especialização. A diversidade das bases científicas e o aumento na colaboração internacional indicam um interesse crescente e uma contribuição global para o avanço do conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica.

Capítulo 3: o segundo estudo destacou a importância das mudanças climáticas na produção de energia fotovoltaica, identificando diferentes metodologias e cenários utilizados para projetar os impactos futuros. A revisão apontou que, apesar dos avanços metodológicos, ainda existem lacunas significativas na pesquisa, particularmente em regiões como a América do Sul e Central. As diferenças nos resultados dos estudos evidenciam a necessidade de uma abordagem sistemática e integrada, que considere tanto os aspectos tecnológicos quanto econômicos e ambientais, para fornecer previsões mais robustas e aplicáveis.

Capítulo 4: o estudo analisou a variabilidade e sensibilidade dos modelos de estimativa do potencial de produção fotovoltaica com base em variáveis meteorológicas. A identificação e comparação de seis modelos evidenciaram discrepâncias significativas nas estimativas de produção, influenciadas por variáveis como temperatura e irradiância solar. As diferenças na sensibilidade dos modelos ressaltam a importância de escolher modelos adequados localmente. Devendo-se considerar a dispersão dos resultados obtidos pelos modelos é ampliada com o aumento da magnitude dos parâmetros T_a e G_{tot} . Ademais, deve-se considerar a variabilidade climática nas análises, o que pode impactar significativamente as previsões e a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos.

Capítulo 5: o último artigo focou nos efeitos das mudanças climáticas na capacidade de geração fotovoltaica no Nordeste do Brasil. A análise dos cenários SSP2-4.5 e SSP5-8.5 mostrou uma tendência de aumento na irradiância solar, mas com um impacto líquido negativo no potencial de produção de energia fotovoltaica devido ao aumento da temperatura, que reduz a eficiência dos painéis fotovoltaicos. As projeções indicam uma diminuição geral no potencial de produção fotovoltaica, com variações regionais significativas. Esses resultados sublinham a necessidade de estratégias de otimização localizadas e de ajustes nas instalações para mitigar os efeitos adversos das mudanças climáticas.

Os resultados encontrados ao longo da tese demonstram que, embora o campo da produção de energia fotovoltaica tenha avançado significativamente, ainda existem desafios e incertezas substanciais, especialmente no que diz respeito à adaptação às mudanças climáticas. A análise evidenciou que as metodologias utilizadas para estimar os impactos climáticos na produção de energia são diversas e variam amplamente, o que pode resultar em previsões inconsistentes. Essas inconsistências são particularmente preocupantes em regiões como o Nordeste do Brasil, onde as condições climáticas específicas e as variações sazonais podem afetar de forma única a eficiência e a produtividade dos sistemas fotovoltaicos.

Além disso, a diversidade dos modelos de previsão utilizados nos estudos ressalta a necessidade de uma padronização nas abordagens metodológicas. A falta de uma abordagem sistemática e integrada que contemple aspectos tecnológicos, econômicos e ambientais impede a criação de previsões robustas e aplicáveis. As lacunas identificadas na pesquisa, como a falta de dados regionais específicos e a insuficiência de estudos de longo prazo, indicam que há uma necessidade urgente de desenvolver modelos mais precisos e adaptáveis que possam fornecer uma avaliação mais realista dos futuros cenários climáticos e seus impactos na energia fotovoltaica.

Por fim, as implicações regionais específicas, como observadas no Nordeste do Brasil, destacam a importância de considerar as particularidades locais nas estratégias de implementação e otimização de sistemas fotovoltaicos. Estratégias adaptativas, como a escolha de tecnologias mais resistentes ao calor e o desenvolvimento de infraestruturas que possam lidar com variabilidades climáticas, são essenciais para mitigar os impactos negativos das mudanças climáticas. Além disso, é crucial promover políticas públicas e incentivos para pesquisa e desenvolvimento nessa área, visando fortalecer a resiliência do setor energético e garantir uma transição energética sustentável. Essas conclusões fornecem uma base sólida para futuras investigações e oferecem percepções valiosas para pesquisadores, formuladores

de políticas e profissionais do setor, que buscam enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades no contexto da geração de energia fotovoltaica diante das mudanças climáticas.

Estas conclusões fornecem uma base sólida para futuras investigações e oferecem percepções valiosas para pesquisadores, formuladores de políticas e profissionais da área, visando enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades no contexto da geração de energia fotovoltaica frente às mudanças climáticas.

REFERÊNCIAS DE TODA A TESE

- AGUILAR, C.; HERRERO, J.; POLO, M.J. Topographic effects on solar radiation distribution in mountainous watersheds and their influence on reference evapotranspiration estimates at watershed scale. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 7, 2373–2411, 2010.
- AKHTER, M. N.; MEKHILEF, S.; MOKHLIS, H.; SHAH, N. M. Review on forecasting of photovoltaic power generation based on machine learning and metaheuristic techniques. **IET Renewable Power Generation**, v. 13 (7), 1009–1023, 2019.
- AL SAMOULY, A.; LUONG, C.N.; LI, Z.; SMITH, S.; BAETZ, B.; GHATH, M. Performance of multi-model ensembles for the simulation of temperature variability over Ontario, Canada. **Environmental Earth Sciences**, v. 77 (13), 524, 2018.
- ALLAN, R. P.; SODEN, B. J. Large discrepancy between observed and simulated precipitation trends in the ascending and descending branches of the tropical circulation. **Geophysical Research Letter.**, v. 34 (18), L18705, 2007.
- ALLEN, R. J., NORRIS, J. R., WILD, M. Evaluation of multidecadal variability in CMIP5 surface solar radiation and inferred underestimation of aerosol direct effects over Europe, China, Japan, and India. **Journal of Geophysical Research: – Atmospheres**, v. 118 (12), 6311–6336, 2013.
- ALSAMAMRA, H.; RUIZ-ARIAS, J. A.; POZO-VÁZQUEZ, D.; TOVAR-PESCADOR, J. A comparative study of ordinary and residual kriging techniques for mapping global solar radiation over southern Spain. **Agricultural and Forest Meteorology**, v. 149, 1343–1357, 2009.
- ANDRÉS, A. Measuring Academic Research: how to undertake a bibliometric study. **Measuring Academic Research**. Cambridge: Chandos Publishing, 2009.
- ANEEL. Agência Nacional da Energia Elétrica/Brazilian National Electricity Agency, BIG e Banco de Informações de Geração/Information Bank of Generation, 2018. Available at: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>. (Accessed 26 February 2018).
- ANEEL. ANEEL's Generation Information System. 2024. Disponível em: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. (Accessed em 9 January 2024).
- ANTONANZAS, J.; OSORIO, N.; ESCOBAR, R.; URRACA, R.; MARTINEZ-DE-PISON, F.; ANTONANZAS-TORRES, F. Review of photovoltaic power forecasting. **Solar Energy**, v. 136, 78–111, 2016.
- ARÁN-CARRIÓN, J.; ESPÍN ESTRELLA, A.; AZNAR DOLS, F.; RAMOS RIDAO, A. The electricity production capacity of photovoltaic power plants and the selection of solar energy sites in Andalusia (Spain). **Renewable Energy**, v. 33, 545–552, 2008.
- AVILA-DIAZ, A.; BENEZOLI, V.; JUSTINO, F.; TORRES, R.; WILSON, A. Assessing current and future trends of climate extremes across Brazil based on reanalyses and earth system model projections. **Climate Dynamics**, v. 55, 1403–1426, 2020.
- AXITEC. AXI power: **60 células policristalino**, 2016. Disponível em: <http://www.axitecsolar.com/pt/modulos-solares.html>.
- BARTÓK, B.; WILD, M.; FOLINI, D.; LÜTHI, D.; KOTLARSKI, S.; SCHÄR, C.; VAUTARD, R.; JEREZ, S.; IMECS, Z. Projected changes in surface solar radiation in CMIP5 global climate models and in EURO-CORDEX regional climate models for Europe. **Climate Dynamics**, v. 49, 2665–2683, 2017.

- BAURZHAN, S.; JENKINS, G. P. Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries? **Renewable Sustainable Energy Reviews** v. 60, p. 1405-1418, 2016.
- BAZYOMO, S. D. Y. B.; LAWIN, E. A.; COULIBALY, O.; OUEDRAOGO, A. Forecasted Changes in West Africa Photovoltaic Energy Output by 2045. **Climate**, v. 4, 53, 2016.
- BHATTACHARJEE, S.; BHAKTA, S. Analysis of system performance indices of PV generator in a cloudburst precinct. **Sustainable Energy Technologies Assessment**, v. 4, 62–71, 2013.
- BIASUTTI, M. Forced Sahel rainfall trends in the CMIP5 archive. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 118, 1613–1623, 2013.
- BICHET, A.; HINGRAY, B.; EVIN, G.; DIEDHIOU, A.; KEBE, C. M. F.; ANQUETIN, S. Potential impact of climate change on solar resource in Africa for photovoltaic energy: analyses from CORDEX-AFRICA climate experiments. **Environmental Research Letters**, v. 14, 124039, 2019.
- BOBERG, F.; CHRISTENSEN, J. H. Overestimation of Mediterranean summer temperature projections due to model deficiencies. **Nature Climate Change**, v. 2 (6), 433–436, 2012.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, Rio de Janeiro, RJ, 2017, p. 264.
- BRASIL. Região Nordeste bate recorde na geração de energia eólica e solar. **Governo do Brasil**, 23 de jul de 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/07/regiao-nordeste-bate-recorde-na-geracao-de-energia-eolica-e-solar>. Acesso em: 15 de set de 2021.
- BRAZIL. Ministry of Mines and Energy. Energy Research Company. Ten-Year Energy Expansion Plan 2030. Rio de Janeiro. RJ. 2021. p. 453.
- BURNETT, D.; BARBOUR, E.; HARRISON, G.P. The UK solar energy resource and the impact of climate change. **Renewable Energy**, v. 71, 333–343, 2014.
- BUSH, M.J. **Climate change and renewable energy: How to end the climate crisis**. 1. ed. Cham: Springer International Publishing, 2020. p. 525.
- CAI, T.; DUAN, S.; CHEN, C. Forecasting power output for grid-connected photovoltaic power system without using solar radiation measurement. In Proceedings of the 2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Hefei, China, 16–18 June 2010; Volume 10, pp. 773–777.
- CALLON, M.; COURTIAL, J. P.; LAVILLE, F. Co-word analysis as a tool for describing the network of interactions between basic and technological research: The case of polymer chemistry. **Scientometrics**, v. 22(1), 155–205, 1991.
- CAMPOS, E.F. DE; PEREIRA, E.B.; VAN OEL, P.; MARTINS, F.R.; GONÇALVES, A.R.; COSTA, R.S. Hybrid power generation for increasing water and energy securities during drought: exploring local and regional effects in a semi-arid basin. **J. Environ. Manag.**, 294, 2021.
- CARBON BRIEF. Clear on Climate. Q&A: How do climate models work? Disponível em: <https://www.carbonbrief.org/qa-how-do-climate-models-work> Acesso em: 15/01/2021.
- CARMONA-SERRANO, N.; MORENO-GUERRERO, A. J.; MARÍN-MARÍN, J. A.; LÓPEZ-BELMONTE, J. Evolution of the autism literature and the influence of parents: a scientific mapping in Web of Science. **Brain Sciences**, v. 11(1), 1–16, 2021.

- CHAICHAN, M. T.; KAZEM, H. A. Experimental analysis of solar intensity on photovoltaic in hot and humid weather conditions. **International Journal Scientific e Engineering Research**, v. 7, 91–96, 2016.
- CHEN, C; DUAN, S; CAI, T; LIU, B. Online 24-h solar power forecasting based on weather type classification using artificial neural network. **Solar Energy**, v. 85, 2856–2870, 2011.
- CHEN, S. A.; VISHWANATH, A.; SATHE, S.; KALYANARAMAN, S. Shedding light on the performance of solar panels: a data-driven view. **SIGKDD Explorations Newsletter**, v. 17, 24–36, 2016.
- CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, v. 32, 1724–1730, 2007.
- CHRISTENSEN, J. H; BOBERG, F.; CHRISTENSEN, O. B; LUCAS-PICHER, P. On the need for bias correction of regional climate change projections of temperature and precipitation. **Geophysical Research Letters**, v. 35 (20), L20709, 2008.
- CHRISTENSEN, J.H.; CARTER, T.R.; RUMMUKAINEN, M.; AMANATIDIS, G. Evaluating the performance and utility of regional climate models: the PRUDENCE project. **Climate Change**, v. 81, 1–6, 2007.
- CISCAR, J. C.; DOWLING, P. Integrated assessment of climate impacts and adaptation in the energy sector. **Energy Economics**, v. 46, 531–538, 2014.
- CMIP5. Coupled Model Intercomparison Project Phase 5. <http://cmip-pcmdi.llnl.gov/cmip5>. Last accessed on 5 November 2020. (2013).
- COBO, M.J.; LÓPEZ-HERRERA, A.G.; HERRERA-VIDEIRA, E.; HERRERA, F. SciMAT: A new Science Mapping Analysis Software Tool. **Journal of the American Society for Information Science and Technology**, v. 63(8), 1609–1630, 2012.
- CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; LAROZE, D.; MACDONELL, S.; JORQUERA, J.; SEPÚLVEDA, E.; et al. Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert. **Science Reports**, v. 8, 13943, 2018.
- CORDEX. Coordinated Regional Climate Downscaling Experiment. <https://cordex.org/>. Last accessed on 22 March 2021. (2021)
- CORRÊA DA SILVA, R.; DE MARCHI NETO, I.; SILVA SEIFERT, S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 59, 328–341, 2016.
- CORREA-BETANZO, C.; CALLEJA, H.; LEÓN-ALDACO, S. Module temperature models assessment of photovoltaic seasonal energy yield. **Sustain. Energy Technol. Assess.**, v. 27, 9–16, 2018.
- COSTA, S. C.; DINIZ, A. S. A.; KAZMERSKI, L. L. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: literature review update for 2012–2015. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 63, 33–61, 2016.
- CRAIG, M. T.; LOSADA CARREÑO, I.; ROSSOL, M.; HODGE, B-M.; BRANCUCCI, C. Effects on power system operations of potential changes in wind and solar generation potential under climate change. **Environmental Research Letters**, v. 14, 034014, 2019.
- CROOK, J. A.; JONES, L. A.; FORSTER, P. M.; CROOK, R. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy Environmental Science**, v. 4, 3101–3109, 2011.
- CROOK, J.A.; JONES, L.A.; FORSTER, P.M; CROOK, R. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy Environ. Sci.**, v. 4, 3101–3109, 2011.

- DA GUARDA, E. L. A.; DOMINGOS, R. M. A.; JORGE, S. H. M.; DURANTE, L. C.; SANCHES, J. C. M.; LEÃO, M.; CALLEJAS, I. J. A. The influence of climate change on renewable energy systems designed to achieve zero energy buildings in the present: A case study in the Brazilian Savannah. **Sustainable Cities and Society**, v. 52, p. 101843, 2020.
- DAS, U.K.; TEY, K.S.; SEYEDMAHMOUDIAN, M.; MEKHILER, S.; IDRIS, M.Y.I.; DEVENTER, W.V.; HORAN, B.; STOJCEVSKI, A. Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, 912-928, 2018.
- DE JONG, P.; BARRETO, T. B.; TANAJURA, C. A. S.; KOULOLOUKOU, D.; OLIVEIRA-ESQUERRE, K. P.; KIPERSTOK, A.; et al. Estimating the impact of climate change on wind and solar energy in Brazil using a South American regional climate model. **Renewable Energy**, v. 141, 390-401, 2019.
- DE JONG, P.; DARGAVILLE, R.; SILVER, J.; UTEMBE, S.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E.A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. **Applied Energy**, v. 195, 538-555, 2017.
- DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; SANCHEZ, A.S.; DARGAVILLE, R.; TORRES, E.A. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, v. 100, 401-415, 2016.
- DE JONG, P.; TANAJURA, C.A.S.; SANCHEZ, A.S.; DARGAVILLE, R.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E.A. Hydroelectric production from Brazil's São Francisco River could cease due to climate change and inter-annual variability. **Sci. Total Environ.**, v. 634, 1540-1553, 2018.
- DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, 78-88, 2006.
- DEE, D. P.; UPPALA, S. M.; SIMMONS, A.J.; BERRISFORD, P.; POLI, P.; KOBAYASHI, S.; et al. The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 137, 553-597, 2011.
- DÉQUÉ, M.; CALMANTI, S.; CHRISTENSEN, O. B.; AQUILA, DELL, A.; MAULE, C. F.; HAENSLER, A.; NIKULIN, G.; TEICHMANN C. A multi-model climate response over tropical Africa at +2 °C. **Climate Services**, v. 7, 87-95, 2017.
- DIAGNE, M.; DAVID, M.; LAURET, P.; BOLAND, J.; SCHMUTZ, N. Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, 65-76, 2013.
- DJAMILA, M.; ERNEST, R. Modeling of solar irradiance and cells. In *Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control*; Springer-Verlag London Ltd.: London, UK, 2012; pp. 31-87.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 3. ed., Nova Jersey: Wiley, 2006. 928 p.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.; MCGOWAN, J. **Solar Engineering of Thermal Processes**. A wiley-interscience. 1980.
- EMODI, N.V.; CHAIECHI, T.; BEG, A.B.M.R.A. The impact of climate variability and change on the energy system: A systematic scoping review. **Science of the Total Environment**, v. 676, p. 545-563, 2019.
- EN 60904-5, 1995. Photovoltaic devices – Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit method.
- EVANS, D. L. Simplified method for predicting photovoltaic array output. **Solar Energy**, v. 27, 555-560, 1981.

- EVANS, D.L.; FLORSCHUETZ, L.W. Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. **Sol. Energy**, v. 19, 255–262, 1977.
- EVIN, G.; HINGRAY, B.; BLANCHET, J.; ECKERT, N.; MORIN, S.; VERFAILLIE, D. Partitioning uncertainty components of an incomplete ensemble of climate projections using data augmentation. **Journal of Climate**, v. 32, 2423–2440, 2019.
- EXPÓSITO, F.J.; GONZÁLEZ, A.; PÉREZ, J.C.; DÍAZ, J.P.; TAIMA, D. High-resolution future projections of temperature and precipitation in the Canary Islands. **Journal of Climate**, v. 28 (19), 7846–7856, 2015.
- EYRING, V.; BONY, S.; MEEHL, G. A.; SENIOR, C. A.; STEVENS, B.; STOUFFER, R. J.; TAYLOR, K. E. Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) experimental design and organization. **Geoscientific Model Development**, v. 9, 1937–1958, 2016.
- FANT, C.; ADAM SCHLOSSER, C.; STRZEPEK, K. The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa. **Applied Energy**, v. 161: 556–564, 2016.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; DAMIANI, A.; JACKSON, R. B. Climate change extremes and photovoltaic power output. **Nature Sustainability**, v. 4, 270–276, 2021.
- FERON, S.; CORDERO, R. R.; LABBE, F. Rural electrification efforts based on off-grid photovoltaic systems in the Andean region: comparative assessment of their sustainability. **Sustainability**, v. 9, 1825, 2017.
- FUSTER-PALOP, E.; VARGAS-SALGADO, C.; FERRI-REVERT, J.C.; PAYÁ, J. Performance analysis and modelling of a 50 MW grid-connected photovoltaic plant in Spain after 12 years of operation. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 170, 112968, 2022.
- GAETANI, M.; HULD, T.; VIGNATI, E.; MONFORTI-FERRARIO, F.; DOSIO, A.; RAES, F. The near future availability of photovoltaic energy in Europe and Africa in climate-aerosol modelling experiments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, 706–716, 2014.
- GAN, T.Y.; ITO, M.; HÜLSMANN, S.; QIN, X.; LU, X.X.; LIONG, S.Y.; RUTSCHMAN, P.; DISSE, M.; KOIVUSALO, H. Possible climate change/variability and human impacts, vulnerability of drought-prone regions, water resources and capacity building for Africa. **Hydrological Sciences Journal**, v. 61(7), 1209–1226, 2016.
- GANDOMAN, F. H.; RAEISI, F.; AHMADI, A. A literature review on estimating of PV-array hourly power under cloudy weather conditions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, 579–592, 2016.
- GIL, V.; GAERTNER, M. A.; GUTIERREZ, C.; LOSADA, T. Impact of climate change on solar irradiation and variability over the Iberian Peninsula using regional climate models. **International Journal Climatology**, 39, 5916, 2018.
- GONÇALVES, A.R.; ASSIREU, A.T.; MARTINS, F.R.; CASAGRANDE, M.S.G.; MATTOS, E.V.; COSTA, R.S.; PASSOS, R.B.; PEREIRA, S.V.; PES, M.P.; LIMA, F.J.L.; PEREIRA, E.B. Enhancement of cloudless skies frequency over a large tropical reservoir in Brazil. **Rem. Sens.** 12, 1–26, 2020.
- GONZÁLEZ, A.; PÉREZ, J. C.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J. Future projections of wind resource in a mountainous archipelago, Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 104, 120–128, 2017.

- GOOSSENS, C.; BERGER, A. Annual and seasonal climatic variations over the northern hemisphere and Europe during the last century. **Annales geophysicae**. Series B. Terrestrial and Planetary Physics. v. 4(4). 385–399. 1986.
- GUNDERSON, I.; GOYETTE, F.; GAGO-SILVA, A.; QUIQUEREZ, L.; LEHMANN, A. Climate and land-use change impacts on potential solar photovoltaic power generation in the Black Sea region, **Environmental Science e Policy**, v. 46, 70-81, 2015.
- GUTIÉRREZ, C.; DE LA VARA, A.; GONZÁLEZ-ALEMÁN, J. J.; GAERTNER, M. A. Impact of climate change on wind and photovoltaic energy resources in the Canary Islands and adjacent regions. **Sustainability**, v. 13, 4104, 2021.
- GUTIÉRREZ, C.; SOMOT, S.; NABAT, P., MALLET, M.; CORRE, L.; VAN MEIJGAARD, E.; PERPIÑÁN, O.; GAERTNER. Future evolution of surface solar radiation and photovoltaic potential in Europe: investigating the role of aerosols. **Environmental Research Letters**, v. 15, 034035, 2020.
- HA. S.; ZHOU. Z.; IM. E.; LEE. Y. Comparative assessment of future solar power potential based on CMIP5 and CMIP6 multi-model ensembles. **Renew. Energy**. 206. 324–335. 2023.
- HAERTER, J. O.; HAGEMANN, S.; MOSELEY, C; PIANI, C. Climate model bias correction and the role of timescales. **Hydrology and Earth System Sciences**, v. 15 (3), 1065–1079, 2011.
- HAGEDORN, R.; DOBLAS-REYES, F.J.; PALMER, T.N. The rationale behind the success of multi-model ensembles in seasonal forecasting – I. Basic concept. **Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography**, v. 57 (3), 219-233, 2005.
- HAKUBA, M. Z.; FOLINI, D.; SANCHEZ-LORENZO, A.; WILD, M. Spatial representativeness of ground-based solar radiation measurements. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 118, 8585–8597, 2013.
- HAM-BALOYI, W. T.; JORDAN, P. Systematic review as a research method in post-graduate nursing education. **Health SA Gesondheid**, v. 21, p. 120-128, 2016.
- HERRERA-VIDEIRA, E.; LÓPEZ-ROBLES, J. R.; GUALLAR, J.; COBO, M. J. Global trends in coronavirus research at the time of Covid-19: A general bibliometric approach and content analysis using SciMAT. **El Profesional de la Información**, v. 29(3), 1–20, 2020.
- Hersbach. H.; Bell. B.; Berrisford. P.; et al. The ERA5 global reanalysis. **Q.J.R. Meteorol. Soc.** 146. 1999-2049. 2020.
- HINGRAY, B.; SAÏD, M. Partitioning internal variability and model uncertainty components in a multimember multimodel ensemble of climate projections. **Journal of Climate**, v. 27 6779–6798, 2014.
- HIRSCH, J. An index to quantify an individual's scientific research out-put. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, 102, 16569–16572, 2005.
- HOUGHTON, J.T.; DING, Y.; GRIGGS, D.J.; NOGUER, M.; VAN DER LINDEN, P.J. DAI, X.; et al.. Contribution of working group I to the third assessment report of the intergovernmental panel on climate change. *Clim. Change 2001: The Scientific Basis*, 2001.
- HUANG, G. A stepwise cluster analysis method for predicting air quality in an urban environment. **Atmospheric Environment. Part B. Urban Atmosphere**, v. 26, 349–357, 1992.
- HUBER, I.; BUGLIARO, L.; PONATER, M.; GARNY, H.; EMDE, C.; MAYER, B. Do climate models project changes in solar resources? **Solar Energy**, v. 129, 65-84, 2016.

- HULD, T.; GOTTSCHALG, R.; BEYER, H. G.; TOPIC, M. Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. **Solar Energy**, v. 84, 324–338, 2010.
- IPCC Special Report on Climate Change and Land. Geneva, Switzerland, 2019
- IPCC. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2013a.
- IPCC. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, 2021.
- IPCC. Special Report on Emissions Scenarios. Cambridge Univ. Press, 2013b.
- JACOB, D.; PETERSEN J; EGGERT B; ALIAS A; CHRISTENSEN, O. B.; BOUWER, L. M.; et al. EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research. **Regional Environmental Change**, v. 14, 563–578, 2014.
- JENKINS. K.; WARREN. R. Quantifying the impact of climate change on drought regimes using the Standardised Precipitation Index. **Theoretical and Applied Climatology**. 120. 41-54. 2015.
- JEREZ, S.; THAIS, F.; TOBIN, I.; WILD, M.; COLETTE, A.; YIOU, P.; VAUTARD, R. The CLIMIX model: A tool to create and evaluate spatially-resolved scenarios of photovoltaic and wind power development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, 1-15, 2015b.
- JEREZ, S.; TOBIN, I.; VAUTARD, R.; MONTAVEZ, J.P.; LOPEZ-ROMERO, J.M.; THAIS, F.; BARTOK, B.; CHRISTENSEN, O.B.; COLETTE, A.; DEQUE, M.; NIKULIN, G.; KOTLARSKI, S.; VAN MEIJGAARD, E.; TEICHMANN, C.; WILD, M. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. **Nature Communication**, v. 6, 10014, 2015a.
- KAFKA, J. L.; MILLER, M.A. A climatology of solar irradiance and its controls across the United States: implications for solar panel orientation. **Renewable Energy**, v. 135, 897-907, 2019.
- KAWASE, H.; YOSHIKANE, T.; HARA, M.; AILIKUN, B.; KIMURA, F.; YASUNARI, T. Downscaling of the climatic change in the Mei-yu rainband in East Asia by a pseudo climate simulation method. **SOLA**, v. 4, 73-76, 2008.
- KAWASE, H.; YOSHIKANE, T.; HARA, M.; KIMURA, F.; YASUNARI, T.; AILIKUN, B.; UEDA, H.; INOUE, T. Intermodel variability of future changes in the Baiu rainband estimated by the pseudo global warming downscaling method. **Journal of Geophysical. Research**, v. 114, 2009.
- KAZEM, H.A.; CHAICHAN, M.T.; AL-SHEZAWI, I.M.; AL-SAIDI, H.S.; AL-RUBKHI, H.S.; ALSINANI, K.; AL-WAELI, A.H.A. Effect of Humidity on the PV Performance in Oman. **Asian Trans. Eng.**, v. 2, 29–32, 2012.
- KIMURA, F.; KITO, A. Downscaling by Pseudo Global Warming Method, The Final Report of ICCAP 4346, 2007.
- KING, D.L.; BOYSON, W.E.; KRATOCHVIL, J.A. Photovoltaic Array Performance Model; No: SAND2004-3; Sandia National Laboratories: Springfield, VA, USA, 2004.
- KLISE, G.T.; STEIN, J.S. Models Used to Assess the Performance of Photovoltaic Systems; Sandia National Laboratories (SNL): Albuquerque, NM, USA, 2009.
- KOU, Q.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. A method for estimating the long-term performance of direct-coupled PV pumping systems. **Solar Energy**, v. 64 (1-3), 33–40, 1998.

- LACCHINI, C.; RÜTHER, R. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. **Renewable Energy**, v. 83, 786-798, 2015.
- LARA-FANEGO, V.; RUIZ-ARIAS, J. A.; POZO-VA'ZQUEZ, D.; SANTOS-ALAMILLOS, F. J.; TOVAR-PESCADOR, J. Evaluation of the WRF model solar irradiance forecasts in Andalusia (southern Spain). **Solar Energy**, v. 86, 2200–2217, 2012.
- LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic Engineering Handbook**. 1. ed. Adam Hilger: Nova Iorque, 1990. 572 p.
- LAUER, A.; ZHANG, C.; ELISON-TIMM, O.; WANG, Y.; HAMILTON, K. Downscaling of climate change in the Hawaii region using CMIP5 results: on the choice of the forcing fields. **Journal of Climate**, v. 26 (24), 10006-10030, 2013.
- LAWIN, A. E.; NIYONGENDAKO, M.; MANIRAKIZA, C. Solar irradiance and temperature variability and projected trends analysis in Burundi. **Climate**, v. 7, 83, 2019.
- LEHMANN, A.; GIULIANI, G.; MANCOSU, E.; ABBASPOUR, K.C.; SÖZEN, S.; GORGAN, D.; BEEL, A.; RAY, N. Filling the gap between earth observation and policy making in the Black Sea catchment with enviroGRIDS. **Environmental Science and Policy**, v. 46, 1–12, 2015.
- LELIEVELD, J.; BERRESHEIM, H.; BORRMANN, S.; CRUTZEN, P. J.; DENTENER, F. J.; FISCHER, H. et al. Global air pollution crossroads over the Mediterranean. **Science**, v. 298, 794–799, 2002.
- LENTZ, A.; RENNE, D.; TIEPOLO, G.M.; JUNIOR, J.U.; JUNIOR, O.C.; VIANA, T. Photovoltaic generation potential of paraná state, Brazil e a comparative analysis with european countries. **Energy Procedia**, v. 57 725-734, 2014.
- LEWIS, C.A.; KIRKPATRICK, J.P. Solar cell characteristics at high solar intensities and temperatures. In Proceedings of the 8th IEEE Photovoltaic Specialists Conference Record, Seattle, WA, USA, 4–6 August 1970; pp. 123–134.
- LI, H.B.; ROBOCK, A.; WILD, M. Evaluation of intergovernmental panel on climate change fourth assessment soil moisture simulations for the second half of the twentieth century. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 112, D06106, 2007.
- LI, X.; MAUZERALL, D. L.; BERGIN, M. H. Global reduction of solar power generation efficiency due to aerosols and panel soiling. **Nature Sustainable**, v.3, 720–727, 2020.
- LIBERATI, A.; ALTMAN, D.G.; TETZLAFF, J.; MULROW, C.; GÖTZSCHE, P.C.; IOANNIDIS, J.P.; CLARKE, M.; DEVEREAUX, P.J.; KLEIJNEN, J.; MOHER, D. The PRISMA statement for reporting systematic reviews and meta-analyses of studies that evaluate health care interventions: Explanation and elaboration. **PLoS Med.**, v. 6, e1000100, 2009.
- LÓPEZ-BELMONTE, J.; MORENO-GUERRERO, A. J.; LÓPEZ-NÚÑEZ, J. A.; HINOJO-LUCENA, F. J. Augmented reality in education. A scientific mapping in Web of Science. **Interactive Learning Environments**, 1–15, 2020.
- LÓPEZ-ROBLES, J. R.; OTEGI-OLASO, J. R.; PORTO, I.; COBO, M. J. 30 years of intelligence models in management and business: a bibliometric review. **International Journal of Information Management**, v. 48, 22–38, 2019.
- LOTKA, A. J. The frequency distribution of scientific productivity. **Journal of the Washington Academy of Sciences**, v. 16(12), 317–323, 1926.

- MACGUFFIE, K.; HENDERSON-SELLERS, A. **A Climate Modelling Primer**. 3. ed. John Wiley and Sons: Chichester, 2006. 288 p.
- MARÍN-MARÍN, J. A.; MORENO-GUERRERO, A. J.; DÚO-TERRÓN, P.; LÓPEZ-BELMONTE, J. STEAM in education: a bibliometric analysis of performance and co-words in Web of Science. **International journal of STEM Education**. v. 8 (41), 2021.
- MARTÍNEZ-DURBÁN, M.; ZARZALEJO, L.F.; BOSCH, J.L.; ROSIEK, S.; POLO, J.; BATLLES, F.J. Estimation of global daily irradiation in complex topography zones using digital elevation models and meteosat images: comparison of the results. **Energy Conversion and Management**, v. 50, 2233–2238, 2009.
- MAVROMATAKIS, F.; KAVOUSSANAKI, E.; VIGNOLA, F.; FRANGHIADAKIS, Y. Measuring and estimating the temperature of photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 110, 656–666, 2014.
- MEDEIROS, S.E.L.; ABRAHÃO, R.; SILVA, L.P.; SILVA, W.K.M. Comparison between observed and estimated data to assess air temperature variability and trends in the Sertão Paraibano mesoregion (Brazil). **Environ Monit Assess**. v. 191. 63. 2019.
- MEDEIROS, S.E.L.; NILO, P.F.; SILVA, L.P.; et al. Influence of climatic variability on the electricity generation potential by renewable sources in the Brazilian semi-arid region. **J. Arid. Environ**. 184. 104331. 2021.
- MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16 (5), 2920–2925, 2012.
- MICROSOFT. **Excel. 2013**. Available at: <https://www.microsoft.com/>. Acesso em: Jul. 13, 2021.
- MODARES, R.; SILVA, V.P.R. Trends analysis of rainfall record in arid and semi-arid regions of Iran. **Journal of Arid Environments**. v. 70(1). 344–355. 2007.
- MONTERO-DÍAZ, J.; COBO, M. J.; GUTIÉRREZ-SALCEDO, M.; SEGADO-BOJ, F.; HERRERA-VIEDMA, E. Mapeo científico de la Categoría «Comunicación» en WoS (1980–2013). **Comunicar**. v. 26(55), 81–91, 2018.
- MORA C.; SPIRANDELLI, D.; FRANKLIN, E.C.; et al. Broad threat to humanity from cumulative climate hazards intensified by greenhouse gas emissions. **Nat. Clim. Change**. 8. 1062–71. 2018.
- MORAIS, F.H.M.; OLIVEIRA, O.A.V.; SILVA, L.; MORAES, A.M.; BARBOSA, F.R. Influência da Irradiação Solar na Análise de Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos. **Rev. Bras. Meteorol.**, v. 36, 4, 723–734, 2021.
- MORENO-GUERRERO, A. J., GÓMEZ-GARCÍA, G., LÓPEZ-BELMONTE, J., & RODRÍGUEZ-JIMÉNEZ, C. Internet addiction in the Web of Science database: a review of the literature with scientific mapping. **International Journal of Environmental Research and Public Health**, v. 17(8), 1–16, 2020.
- MOSS, R. H.; EDMONDS, J. A.; HIBBARD, K. A.; MANNING, M. R.; ROSE, S. K.; VAN VUUREN, D. P.; CARTER, T. R.; EMORI, S.; KAINUMA, M.; KRAM, T. et al. The next generation of scenarios for climate change research and assessment. **Nature**, v. 463 (7282), 747–756, 2010.
- MPIMET, 2020. Climate Data Operators. Available online: <http://www.mpimet.mpg.de/cdo> Acesso em: 01/07/2020.
- MUELLER, B.; SENEVIRATNE, S. I. Systematic land climate and evapotranspiration biases in CMIP5 simulations. **Geophysical Research Letters**, v. 41, 2014.

- MÜLLER, B.; WILD, M.; DRIESSE, A.; BEHRENS, K. Rethinking solar resource assessments in the context of global dimming and brightening. **Solar Energy**, v. 99, 272–282, 2014.
- MÜLLER, J.; FOLINI, D.; WILD, M.; PFENNINGER, S. CMIP-5 models project photovoltaics are a no-regrets investment in Europe irrespective of climate change. **Energy**, v. 171, 135–148, 2019.
- NARVAEZ, G.; BRESSAN, M.; PANTOJA, A.; GIRALDO, L. F. Climate change impact on photovoltaic power potential in South America. **Environmental Research Communications**, 5(8). 081004. 2023.
- NIKULIN, G.; JONES, C.; GIORGI, F.; ASRAR, G.; BÜCHNER, M.; CEREZO-MOTA, R. et al., Precipitation climatology in an ensemble of CORDEX-Africa regional climate simulations. **Journal of Climate**, v. 25 (18), 6057–6078, 2012.
- NIU, J.; QIN, W.; WANG, L.; et al. Climate change impact on photovoltaic power potential in China based on CMIP6 models. **Science of the Total Environment**, 858.159776. 2023.
- NOAA. National Oceanic and Atmospheric Administration. The First Climate Model. 2017. Disponível em: http://celebrating200years.noaa.gov/breakthroughs/climate_model/. Acesso em: 13/04/2021.
- NOTTON, G.; CRISTOFARI, C.; MATTEI, M.; POGGI, P. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. **Applied Thermal Engineering**, v. 25, 2854–2877, 2005.
- NOYONS, E. C. M.; MOED, H. F. (1999). Combining Mapping and Citation Analysis for Evaluative Bibliometric Purposes: A Bibliometric Study, **Journal of the American Society for Information Science**, v. 50(2), 115–131, 1999.
- OHUNAKIN, O. S.; ADARAMOLA, M. S.; OYEWOLA, O. M.; MATTHEW, O. J.; FAGBENLE, R. O. The effect of climate change on solar radiation in Nigeria. **Solar Energy**, v. 116, 272–286, 2015.
- OMAR, A. M.; SHAARI, S.; HUSSIN, M. Z.; SOPIAN, K. B. Energy yield calculation of the grid connected photovoltaic power system. **Computer Applications in Environmental Sciences and Renewable Energy**, 162–167, 2014.
- O'NEILL, C.; TEBALDI, C.; VAN VUUREN, D.P.; et al. The scenario model Intercomparison project (ScenarioMIP) for CMIP6. **Geosci. Model Dev.** 9. 3461–3482. 2016.
- ORZEN, T.; TOLGAY, D.; YAKUT, M.S.; AKINOGLU, B.G. An extended analysis of the models to estimate photovoltaic module temperature. **Turk. J. Eng.**, v. 4, 183–196, 2020.
- PACHAURI, R. K.; MAYER, L. Intergovernmental panel on climate change. Climate change 2014: synthesis report. Geneva, Switzerland: Intergovernmental Panel on Climate Change; 2015.
- PANAGEA, I. S.; TSANIS, I. K.; KOUTROULIS, A. G.; GRILLAKIS, M. G. Climate change impact on photovoltaic energy output: The case of Greece. **Advances in Meteorology**, v. 2014, 264506, 2014.
- PAŠIČKO, R.; BRANKOVIĆ, C.; ŠIMIĆ, Z. Assessment of climate change impacts on energy generation from renewable sources in Croatia. **Renewable Energy**, v. 46, p. 224–231, 2012.
- PATT, A.; PFENNINGER, S.; LILLIESTAM, J. Vulnerability of solar energy infrastructure and output to climate change. **Climate Change**, v. 121, 93–102, 2013.
- PEIXÓTO, J. P.; OORT, A.H. The Physics of Climate. USA: American Institute of Physics, 1992.

- PEREIRA E.B., MARTINS F.R., GONÇALVES A.R., ET AL. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2, INPE, São Jose dos Campos, 2017. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br>.
- PÉREZ, J. C.; GONZÁLEZ, A.; DÍAZ, J. P.; EXPÓSITO, F. J.; FELIPE, J. Climate change impact on future photovoltaic resource potential in an orographically complex archipelago, the Canary Islands. **Renewable Energy**, v. 133, 749–759, 2019.
- PERPIÑÁN, O. solaR: Solar Radiation and photovoltaic Systems with R. **Journal of Statistical Software**, v., 50(9), 1–32, 2012.
- PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. **Energy**, v. 114, 1251–1265, 2016.
- PINTO, J.T.; AMARAL, K.J.; JANISSEK, P.R. Deployment of photovoltaics in Brazil: scenarios, perspectives and policies for low-income housing. **Solar Energy**, v. 133, 73-84, 2016.
- PODEWILS, C. Differenze evidenti. Quel che i gestori degli impianti dovrebbero sapere sui programmi di simulazione. **Photon**, v. 5, 140–147, 2011.
- POLMAN, A.; KNIGHT, M.; GARNETT, E.C.; EHRLER, B.; SINKE, W.C. Photovoltaic materials: Present efficiencies and future challenges. **Science**, v. 352, aad4424, 1-10, 2016.
- QUEIROZ, A. R DE.; LIMA, L. M. M.; LIMA, J. W. M.; SILVA, B. C DE.; SCIANNI, L. A. Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system. **Renewable Energy**, v. 99, p. 379–389, 2016.
- R Development Core R. R: A Language and Environment for Statistical Computing; R Foundation for Statistical Computing: Vienna, Austria, 2008.
- RAZA MQ, NADARAJAH M., EKANAYAKE C. On recent advances in PV output power forecast. **Solar Energy**, v. 136, 125–144, 2016.
- REAL, R.; VARGAS, J. M. The probabilistic basis of Jaccard's index of similarity. **Systematic Biology**, v. 45(3), 380–385, 1996.
- RIAH, K.; RAO, S.; KREY, V.; CHO, C.; CHIRKOV, V.; FISCHER, G.; et al. RCP 8.5- A scenario of comparatively high greenhouse gas emissions. **Climatic Change**, v. 109 (1–2), 33–57, 2011.
- RIBEIRO, A.E.D.; AROUCA, M.C.; COELHO, D.M. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: the influence of location, area and shape. **Renewable Energy**, v. 85, 554-563, 2016.
- ROBERTS, J.J.; ZEVALLOS, A.A.M.; CASSULA, A.M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renew. Sustain. Energy Rev.**, v. 72, 1104–1123, 2017.
- ROSS, R.G.; SMOKLER, M.I. Flat-plate solar array project final report—Vol. VI: Engineering Sciences and reliability, in: Report DOE/JPL-1012-125, 1986.
- RUIZ-ARIÁS, J. A.; POZO-VÁZQUEZ, D.; SANTOS-ALAMILLOS, F. J.; LARA-FANEGO, V.; TOVAR-PESCADOR, J. A topographic geostatistical approach for mapping monthly mean values of daily global solar radiation: a case study in southern Spain. **Agricultural and Forest Meteorology**, v. 151, 1812–1822, 2011.
- RÜTHER, R.; ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil, **Energy Policy**, v. 39(3), 1027-1030, 2011.
- SATO, T.; KIMURA, F.; KITO, A. Projection of global warming onto regional precipitation over Mongolia using a regional climate model. **Journal of Hydrology**, v. 333 (1), 144-154, 2007.

- SAWADOGO, W.; ABIODUN, B. J.; OKOGBUE E. C. Impacts of global warming on photovoltaic power generation over West Africa. **Renewable Energy**, v. 151, 263–277, 2020.
- SAWADOGO, W.; REBOITA, M.S.; FAYE, A.; et al. Current and future potential of solar and wind energy over Africa using the RegCM4 CORDEX-CORE ensemble. **Clim. Dynam.**, 57, 1647–1672, 2020.
- SKOPLAKI E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: a review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, 614–624, 2009.
- SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. G.; PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 92, 1393–1402, 2008.
- SMITH, C. J.; CROOK, J. A.; CROOK, R.; JACKSON, L. S.; OSPREY, S. M.; FORSTER, P. M. Impacts of Stratospheric Sulfate Geoengineering on Global Solar Photovoltaic and Concentrating Solar Power Resource. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 56, 1483–1497, 2017.
- SMITH, C.J.; FORSTER, P.M.; CROOK, R. Global analysis of photovoltaic energy output enhanced by phase change material cooling. *Appl. Energy* **2014**, 126, 21–28.
- SNEYERS, R. On the use of statistical analysis for the objective determination of climatic change. **Meteorologische Zeitschrift**. v. 1. 247–256. 1992.
- SOARES, P. M.; BRITO, M. C.; CARETO, J. A. Persistence of the high solar potential in Africa in a changing climate. **Environmental Research Letters**, v. 14, 124036, 2019.
- SOBRI, S.; KOOHI-KAMALI, S.; RAHIM, N.A. Solar photovoltaic generation forecasting methods: a review. **Energy Conversion and Management**, v. 156, 459–497, 2018.
- SORENSEN, B. GIS management of solar resource data. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 67, 503–509, 2001.
- SPECTROLAB. Photovoltaic Systems Concept Study; Rep. AL0-2748-12; Spectrolab, Inc.: Sylmar, CA, USA, 1977.
- SPINAK, E. Indicadores científicos. **Acimed**, v. 9(2), 42–49, 1998.
- STANFIELD, R.E.; DONG, X.; XI, B.; KENNEDY, A.; GENIO, A. D. D.; MINNIS, P.; et al. Assessment of NASA GISS CMIP5 and post-CMIP5 simulated clouds and TOA radiation budgets using satellite observations. Part I: Cloud fraction and properties. **Journal of Climate**, v. 27 (11), 4189–4208, 2014.
- SUEHRCKE, H. On the relationship between duration of sunshine and solar radiation on the Earth's surface: Ångström's equation revisited. **Solar Energy**, v. 68 (5), 417–425, 2000.
- TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD C. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating, in: **NCPV and Solar Program Review Meeting**, v. 1, 936–939, 2003.
- TANG, C.; MOREL, B.; WILD, M.; POHL, B.; ABIODUN, B.; BESSAFI, M. Numerical simulation of surface solar radiation over southern Africa. Part 1: evaluation of regional and global climate models. **Climate Dynamics**, v. 52, 457–477, 2019a.
- TANG, C.; MOREL, B.; WILD, M.; POHL, B.; ABIODUN, B.; LENNARD, C.; BESSAFI, M. Numerical simulation of surface solar radiation over southern Africa. Part 2: projections of regional and global climate models. **Climate Dynamics**, v. 53, 2197–2227, 2019b.

- TAYLOR, K. E.; STOUFFER, R. J.; MEEHL, G.A. An overview of CMIP5 and the experiment design. **Bulletin of the American Meteorological Society**, v. 93 (4), 485–498, 2012.
- TERINK, W.; HURKMANS, R. T. W. L.; TORFS, P. J. J. F.; UIJLENHOET, R. Bias correction of temperature and precipitation data for regional climate model application to the Rhine basin. **Hydrology and Earth System Sciences Discussions**, v. 6 (4), 5377–5413, 2009.
- TESKE, S. **Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5 °C and +2° C**. 1. ed. Cham: Springer International Publishing, 2019. 491 p.
- THOMSON, A. M.; CALVIN, K.V.; SMITH, S.J.; KYLE, G.P.; VOLKE, A.; PATEL, P.; et al. RCP4.5: a pathway for stabilization of radiative forcing by 2100. **Climatic Change**, v. 109, 177, 2011.
- THRASHER, B.; MAURER, E. P.; MCKELLAR, C.; DUFFY, P. B. Technical Note: Bias correcting climate model simulated daily temperature extremes with quantile mapping. **Hydrology and Earth System Sciences**. 16(9). 3309-3314. 2012.
- THRASHER, B.; WANG, W.; MICHAELIS, A. et al. NASA Global Daily Downscaled Projections, CMIP6. **Sci Data**. 9. 262. 2022.
- TODESCHINI, R.; BACCINI, A. Handbook of bibliometric indicators: quantitative tools for studying and evaluation research. **Weinheim: Wiley-VCH**. 2016
- TOLMASQUIM, M.T. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica, in: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, BR, 2016, p. 452.
- TONUI, J. K.; TRIPANAGNOSTOPOULOS, Y. Performance improvement of PV/T solar collectors with natural air flow operation. **Solar Energy**, v. 82, 1–12, 2008.
- TORMA, C. S.; GIORGI, F.; COPPOLA, E. Added value of regional climate modeling over areas characterized by complex terrain—precipitation over the Alps. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 120, 3957–3972, 2015.
- TOVAR-PESCADOR, J., POZO-VÁZQUEZ, D., RUIZ-ARIÁS, J.A., BATLLES, J., LÓPEZ, G., BOSCH, J.L. On the use of the digital elevation model to estimate the solar radiation in areas of complex topography. **Meteorology Applied**, v. 13, 279–287, 2006.
- TRENBERTH, K. E; FASULLO, J. T. Global warming due to increasing absorbed solar radiation. **Geophysical Research Letters**, v. 36, L07706, 2009.
- VAN RUIJVEN, B. J.; DE CIAN, E.; SUE, I. Wing amplification of future energy demand growth due to climate change. **Nature Communications**, v. 10, 2762, 2019.
- VAN VUUREN, D. P.; EDMONDS, J.; KAINUMA, M.; RIAHI, K.; THOMSON, A.; HIBBARD, K. HURTT, G.C.; KRAM, T.; KREY, V.; LAMARQUE, J. -F.; et al. The representative concentration pathways: an overview. **Climatic Change**, v. 109 (1–2), 5–31, 2011.
- VANTI, N. A. P. Da bibliometria à webometria: uma exploração conceitual dos mecanismos utilizados para medir o registro da informação e a difusão do conhecimento. **Artículo**, v. 31(2), 152–162, 2002.
- VIHMA, T.; SCREEN, J.; TJERNSTRÖM, M.; NEWTON, B.; ZHANG, X.; POPOVA, V.; et al. The atmospheric role in the Arctic water cycle: a review on processes, past and future changes, and their impacts. **Journal Geophysical Research: Biogeosciences**. v. 121, 586–620, 2016.

- VINEY, N.R.; BATES, B.C. It never rains on Sunday: the prevalence and implications of untagged multi-day rainfall accumulations in the Australian high quality data set. **International Journal of Climatology**, v. 24, 1171–1192, 2004.
- WACHSMUTH, J.; BLOHM, A.; REISEMANN, S. G.; EICKEMEIER, T.; RUTH, M.; GASPER, R.; STÜHRMANN, S. How will renewable power generation be affected by climate change? The case of a Metropolitan Region in Northwest Germany. **Energy**, v. 58, 192–201, 2013.
- WALLACH, D.; MEARN, L.O.; RUANE, A.C.; RÖTTER, R.P.; ASSENG, S. Lessons from climate modeling on the design and use of ensembles for crop modeling, **Climatic Change**, v. 139 (3-4), 551–564, 2016.
- WAN, C.; ZHAO, J.; SONG, Y.; XU, Z.; LIN, J.; HU, Z. Photovoltaic and solar power forecasting for smart grid energy management. **CSEE J Power Energy Systems** v. 1, 38–46, 2015.
- WIELICKI, B. A.; WONG, T.; ALLAN, R. P.; SLINGO, A.; KIEHL, J. T., SODEN, B. J.; et al. Evidence for large decadal variability in the tropical mean radiative energy budget. **Science**, v. 295 (5556), 841–844, 2002.
- WILD, M. et al. The global energy balance from a surface perspective. **Climate Dynamics**, v. 40, 3107–3134, 2013.
- WILD, M. How well do IPCC-AR4/CMIP3 climate models simulate global dimming/brightening and twentieth-century daytime and nighttime warming? **Journal of Geophysical Research Atmospheres**, v. 114, D00d11, 2009.
- WILD, M. Short-wave and long-wave surface radiation budgets in GCMs: a review based on the IPCC-AR4/CMIP3 models. **Tellus A: Dynamic Meteorology and Oceanography**, v. 60 (5), 932–945, 2008.
- WILD, M.; FOLINI, D.; HENSCH, F.; FISCHER, N.; MÜLLER, B. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 116, 12–24, 2015.
- WILD, M.; LIEPERT, B. The earth radiation balance as driver of the global hydrological cycle. **Environmental Research Letters**, v. 5 (2), 025003, 2010.
- WILD, M.; LONG, C. N.; OHMURA, A. Evaluation of clear-sky solar fluxes in GCMs participating in AMIP and IPCC-AR4 from a surface perspective. **Journal of Geophysical Research**, v. 111, D01104, 2006.
- WILKS, D. Resampling hypothesis tests for autocorrelated fields. **Journal of Climate**, v. 10 (1), 65–82, 1997.
- WILKS, S. S. Certain generalizations in the analysis of variance. **Biometrika**, v. 24, 471–94, 1932.
- WMO, Guide to Climatological Practices/World Meteorological Organization, 2011th Edition, World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland, 2011. http://www.wmo.int/pages/prog/wcp/ccl/guide/documents/WMO_100_en.pdf.
- YANG, J.; YANG, Y.; ELIA CAMPANA, P.; HE, J. City-level analysis of subsidy-free solar photovoltaic electricity price, profits and grid parity in China. **Nature Energy**, v. 4, 709–17, 2019.
- YEH, N.; YEH, P. Organic solar cells: their developments and potentials. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, 21, 421–431, 2013.
- ZHANG, J.; YOU, O.; ULLAH, S. Changes in photovoltaic potential over China in a warmer future. **Environ. Res. Lett.** 17, 114032, 2022.

- ZHAO, X.; HUANG, G.; LU, C.; ZHOU, X.; LI, Y. Impacts of climate change on photovoltaic energy potential: A case study of China. **Applied Energy**, v. 280, 115888, 2020.
- ZHU, J.; LIU, W. A tale of two databases: the use of Web of Science and Scopus in academic papers. **Scientometrics**, v. 123, 321–335, 2020.
- ZONDAG, H. A. Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v. 12, 891–959, 2008.
- ZOU, L.; WANG, L.; LI, J.; LU, Y.; GONG, W.; NIU, Y. Global surface solar radiation and photovoltaic power from coupled model intercomparison project phase 5 climate models. **Journal of Cleaner Production**, v. 224, 304–324, 2019.
- ZULUAGA, C.F.; AVILA-DIAZ, A.; JUSTINO, F.B.; MARTINS, F.R.; CERON, W.L. The climate change perspective of photovoltaic power potential in Brazil. **Renew. Energy**. 193. 1019-1031. 2022.
- ZULUAGA, C.F.; AVILA-DIAZ, A.; JUSTINO, F.B.; WILSON, A.B. Climatology and trends of downward shortwave radiation over Brazil. **Atmos. Res.**250. 105347. 2021.