



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA**  
**CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS**



**ANA PAULA FREIRE DE ARAÚJO**

**AMORTIZAÇÃO DO PASSIVO AMBIENTAL DE SISTEMAS  
SOLARES FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NO  
EDIFÍCIO CEAR-UFPB**

**JOÃO PESSOA - PB**  
**2025**

**PPGER / MESTRADO ACADÊMICO**

**ANA PAULA FREIRE DE ARAÚJO**

**AMORTIZAÇÃO DO PASSIVO AMBIENTAL DE SISTEMAS SOLARES  
FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NO EDIFÍCIO CEAR-UFPB**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Centro de Energias Alternativas e Renováveis, área de concentração em energias renováveis, para a obtenção do título de Mestre.

Orientadora  
Prof<sup>a</sup>. Monica Carvalho, PhD

Co-orientadora  
Prof<sup>a</sup> Silvia Guillén-Lambea, PhD

**JOÃO PESSOA - PB  
2025**

**Catálogo na publicação  
Seção de Catalogação e Classificação**

A663a Araújo, Ana Paula Freire de.

Amortização do passivo ambiental de sistemas solares  
fotovoltaicos : estudo de caso no edifício CEAR-UFPB /  
Ana Paula Freire de Araújo. - João Pessoa, 2025.  
115 f. : il.

Orientação: Monica Carvalho.

Coorientação: Silvia Guillén-Lambea.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Sistemas  
fotovoltaicos. 3. Avaliação de Ciclo de Vida - ACV. 4.  
Emissões de carbono. 5. Impactos ambientais. I.  
Carvalho, Monica. II. Guillén-Lambea, Silvia. III.  
Título.

UFPB/BC

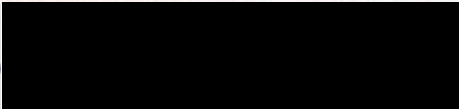
CDU 551.521.37(043)


# **AMORTIZAÇÃO DO PASSIVO AMBIENTAL DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS: ESTUDO DE CASO NO EDIFÍCIO CEAR-UFPB**

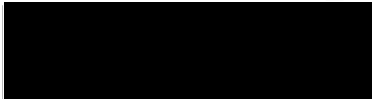
**por**

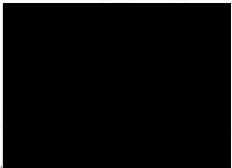
  
**ANA PAULA FREIRE DE ARAÚJO**

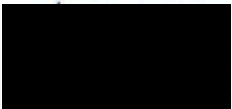
*Dissertação aprovada em 17 de abril de 2025*

  
Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> MONICA CARVALHO  
Orientadora - UFPB

  
Prof<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> SILVIA GUILLÉN-LAMBEA  
Coorientadora – *Universidad de Zaragoza, Espanha*

  
Prof. Dr. FELIPE VÍGOLVINO LOPES  
Examinador Interno - UFPB

  
Prof. Dr. ADRIANO DA SILVA MARQUES  
Examinador Interno - UFPB

  
Prof. Dr. KLEBER CARNEIRO DE OLIVEIRA  
Examinador Externo - UFPB



*May your choices reflect  
your hopes, not your fears.*  
Nelson Mandela

## AGRADECIMENTO

Agradeço, primeiramente, à minha mãe, Aurivonete Freire, que desde o meu primeiro dia de vida, sempre foi e será minha maior fortaleza e incentivo a seguir meus sonhos. Obrigada por acreditar na minha capacidade quando eu mesma duvidei.

Agradeço ao meu companheiro, Pedro Henrique Morais, por todo o amor que acalenta e me fortalece diariamente. Por incentivar e encorajar meus sonhos e por passar as xícaras e mais xícaras de café que me deram a energia necessária para realizar este trabalho. Obrigada pela paciência, tanto nos momentos em que estive mais ausente quanto por suportar meu humor enquanto desenvolvia a dissertação. Obrigada, sempre!

Sou grata à minha irmã, Ana Carolina Freire, e ao meu pai, Maurício Barbosa, pelo amor, por acreditarem em mim e por compreenderem minha ausência. Não seria quem sou sem vocês.

Um agradecimento mais que especial aos meus filhos felinos: Legolas, Stitch, Maria Lis e Katara, que conhecem minha dissertação tão bem quanto eu, pois estiveram na escrivania comigo, escrevendo cada palavra. Sempre foram meu lembrete diário de que a vida não é apenas trabalho e universidade. As pausas para fazer carinho em vocês alegram meus dias. Vocês são amor e caos em um equilíbrio quase perfeito!

Aos meus amigos, Daniela Cristiane e Felipe Bragança: vocês são um lembrete, há 15 anos, de que a vida vale a pena e que o universo é generoso quando cruza nosso caminho com irmãos que, mesmo sem laços de sangue, tornam a jornada mais leve.

Aos meus familiares: meus tios Von, Ivete e Lilita, minha avó Ivonete e meus sobrinhos Pedro Henrique e Victor. Vocês sempre foram grandes incentivadores dos meus estudos. Entrego esta dissertação também como forma de agradecimento a vocês, pelo amor e por todos os anos de enorme incentivo à minha educação.

Faço um agradecimento especial à minha orientadora, Monica Carvalho, que me inspirou durante a graduação com suas aulas de termodinâmica e, na pós-graduação, me orientou, compreendeu minhas limitações e seguiu me dando todo o suporte para o desenvolvimento deste trabalho e das demais publicações e apresentações derivadas dele.

Agradeço à professora Silvia Guillen-Lambea, minha coorientadora, por ter me inspirado a criar este projeto com sua apresentação "A cidade pelo Telhado" e por suas contribuições, que elevaram o nível do trabalho desenvolvido.

Agradeço à Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado da Paraíba (Fapesq) pelo auxílio financeiro que me foi concedido. Que outros estudantes também possam acessar a universidade pública, gratuita e de qualidade!

A todos os professores do curso de Engenharia de Energias Renováveis e do PPGER, vocês foram peças fundamentais para a construção do meu conhecimento. A docência muda vidas, às vezes de maneira silenciosa, mas as marcas sempre estarão lá. Obrigada!

Por fim, agradeço ao universo, que, junto às minhas escolhas, me ajudou a escrever as linhas dessa teia que chamo de vida. E, com todos os desafios, foi nos sutis detalhes do dia a dia e nas pessoas que cruzaram o meu caminho que passei a acreditar que a vida é boa.

## RESUMO

O aumento da geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis tem sido uma estratégia global para reduzir as emissões de gases do efeito estufa (GEE) provenientes do setor de geração de energia, contribuindo assim para mitigar as mudanças climáticas. Este trabalho teve como objetivo avaliar os impactos ambientais de sistemas fotovoltaicos, com foco no cálculo do tempo de payback ambiental e na redução das emissões de GEE. Foi utilizada a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), que permitiu quantificar os impactos ambientais ao longo do ciclo de vida dos sistemas fotovoltaicos. O estudo foi estruturado em três artigos: o primeiro realizou uma revisão bibliométrica sobre a difusão da ACV em sistemas fotovoltaicos, evidenciando a necessidade de maior participação de países da América Latina e África nas pesquisas sobre o tema. O segundo artigo calculou o inventário de ciclo de vida do sistema fotovoltaico original de um edifício universitário e quantificou as emissões de GEE. No terceiro artigo, foi proposta uma atualização do sistema fotovoltaico, utilizando módulos mais modernos. Os resultados mostraram que, ao adotar modelos mais eficientes, a produção de energia aumentou em 39,40% e 106,67% no cenário 1 de potência do sistema e no cenário 2 de utilização total da área, respectivamente. Além disso, a escolha dos módulos mais eficientes contribuiu para a redução das emissões de GEE, diminuindo o tempo de payback ambiental. No cenário 0, que utilizou o sistema original, as emissões de GEE foram de 182.927 kg CO<sub>2</sub>-eq, com 158.004,64 kg CO<sub>2</sub>-eq de emissões evitadas, e o tempo de payback ambiental foi de 13 anos e 8 dias, com uma produção total de 2.539.126 kWh. No Cenário 1, que considerou a potência do sistema, as emissões de GEE foram de 89.406 kg CO<sub>2</sub>-eq, com 407.572,54 kg CO<sub>2</sub>-eq de emissões evitadas, e o tempo de payback foi reduzido para 5 anos e 14 dias, com uma produção de 3.539.646,71 kWh. No Cenário 2, que utilizou a área total disponível, as emissões de GEE foram de 141.006 kg CO<sub>2</sub>-eq, com 593.644,25 kg CO<sub>2</sub>-eq de emissões evitadas, e o tempo de payback foi de 5 anos, 5 meses e 13 dias, com uma produção total de 5.247.501,79 kWh. Esses resultados destacam o potencial de sistemas fotovoltaicos para mitigar os impactos ambientais da geração de energia elétrica, especialmente ao utilizar tecnologias mais eficientes, que não só aumentam a produção de energia, mas também reduzem significativamente as emissões de GEE e o tempo de retorno ambiental.

**Palavras-chave:** Avaliação de Ciclo de Vida (ACV); Emissões de Carbono; Energia Solar Fotovoltaica; Sistemas Fotovoltaicos; Impactos Ambientais.

## ABSTRACT

The increase in electricity generation through renewable sources has been a global strategy to reduce greenhouse gas (GHG) emissions from the energy generation sector, thus contributing to mitigating climate change. This study aimed to evaluate the environmental impacts of photovoltaic systems, focusing on the calculation of environmental payback time and the reduction of GHG emissions. The Life Cycle Assessment (LCA) methodology was used, which allowed for quantifying the environmental impacts throughout the life cycle of photovoltaic systems. The study was structured into three articles: the first conducted a bibliometric review of the diffusion of LCA in photovoltaic systems, highlighting the need for greater participation from Latin American and African countries in research on the topic. The second article calculated the life cycle inventory of the original photovoltaic system for a university building and quantified the GHG emissions. In the third article, an update to the photovoltaic system was proposed, using more modern modules. The results showed that, by adopting more efficient models, energy production increased by 39.40% and 106.67% in Scenario 1 (system power) and Scenario 2 (total area utilization), respectively. Additionally, the choice of more efficient modules contributed to the reduction of GHG emissions, decreasing the environmental payback time. In Scenario 0, which used the original system, GHG emissions were 182,927 kg CO<sub>2</sub>-eq, with 266,531.48 kg CO<sub>2</sub>-eq of emissions avoided, and the environmental payback time was 13 years, 3 months, and 29 days, with a total production of 2,539,126 kWh. In Scenario 1, which considered the system's power, GHG emissions were 89,406 kg CO<sub>2</sub>-eq, with 407,572.54 kg CO<sub>2</sub>-eq of emissions avoided, and the payback time was reduced to 5 years and 14 days, with a production of 3,539,646.71 kWh. In Scenario 2, which utilized the total available area, GHG emissions were 141,006 kg CO<sub>2</sub>-eq, with 593,644.25 kg CO<sub>2</sub>-eq of emissions avoided, and the payback time was 5 years, 5 months, and 13 days, with a total production of 5,247,501.79 kWh. These results highlight the potential of photovoltaic systems to mitigate the environmental impacts of electricity generation, especially when using more efficient technologies, which not only increase energy production but also significantly reduce GHG emissions and environmental payback time.

**Keywords:** Life Cycle Assessment (LCA); Carbon Emissions; Photovoltaic Solar Energy; Photovoltaic Systems; Environmental Impacts.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Geração anual de energia solar do Brasil em GWh-----	20
Figura 1.2. Participação por fonte na matriz elétrica brasileira em 2023.-----	21
Figura 1.3. Evolução da geração de energia elétrica anual por fonte no nordeste em GWh (2015-2023).-----	22
Figura 1.4. Variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal em kWh/m <sup>2</sup> ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil.-----	23
Figura 1.5. Geração de Energia Solar Fotovoltaica por Estado no Nordeste em GWh(2018-2023)-----	25
Figura 1.6. Etapas de uma avaliação de ciclo de vida-----	27
Figura 1.8. O modelo de ciclo de vida e o procedimento de ACV.-----	29
Figura 1.10. Emissões de CO <sub>2</sub> pelo uso de energia (10 <sup>6</sup> t CO <sub>2</sub> )-----	32
Figura 1.11. Percentual de Participação de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica do País	33
Figura 1.12. Taxas de emissão de GEE da eletricidade fotovoltaica gerada por diferentes tecnologias-----	34
Figura 1.13. Percentual de eficiência de células fotovoltaicas-----	35
Figura 2.1. Quantitativo do número de artigos difundidos por ano encontrados sobre o tema uso da energia solar para redução de emissões de carbono associadas a edifício-----	44
Figura 2.2. Mapa de número de artigos publicados por país-----	45
Figura 2.3. Mapa de visualização de co-ocorrência de palavras-chave na base de dados Scopus-----	46
Figura 2.4. Mapa de visualização de co-ocorrência de palavras-chave na base de dados Web of Science (WoS)-----	47
Figura 2.5. Principais afiliações dos artigos publicados-----	50
Figura 3.1. Tendência global de geração de energia a partir de fontes renováveis e de energia solar fotovoltaica. Fonte: IEA (2024)-----	59
Figure 3.2. (a) (b) Edifício do Centro de Energias Alternativas e Renováveis da Universidade Federal da Paraíba.-----	61
Figura 3.3. Divisão das principais emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico.-	69
Figura 3.4. Divisão das principais emissões de GEE associadas aos módulos fotovoltaicos.-----	69
Figura 3.5. Amortização das emissões de GEE e identificação do tempo de payback.-----	70
Figura 3.6. Composição do mix elétrico brasileiro (2019-2023).-----	71
Figura 3.7. Evolução das emissões de GEE associadas ao mix elétrico brasileiro.-----	73
Figura 4.1. (a) Telhado e (b) edifício do Centro de Energias Alternativas e Renováveis de UFPB.	81
Figura 4.2. Módulo fotovoltaico Canadian Solar BiHiKu7 (a) e Inversor SAJ R6-50K-T4-32 (b).-83	
Figura 4.3. A metodologia interativa da ACV.-----	86
Figura 4.5. Distribuição das emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico no cenário 1.---	95
Figura 4.6. Distribuição das emissões de GEE associadas aos módulos fotovoltaicos no cenário 1.--	95
Figura 4.7. Amortização das emissões de GEE e identificação do tempo de retorno das emissões de GEE do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 1.-----	96

Figura 4.7. Distribuição das emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico no cenário 2.-	101
Figura 4.8. Distribuição das emissões de GEE associadas aos módulos fotovoltaico no cenário 2.---	101
Figura 4.9. Amortização das emissões de GEE e identificação do tempo de retorno das emissões de GEE do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 2.-----	102
Figura 4.10. Comparação da energia acumulada ao longo dos anos para o Cenário 1 e o Cenário 2.-	103
Figura 4.11. Porcentagem de fontes de energia na composição da matriz elétrica nacional em diferentes anos.-----	105

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Ranking de fontes mais relevantes a respeito da Energia Solar para redução de emissões de carbono associadas a edifícios de acordo com a Lei de Bradford-----	48
Tabela 2.2. Identificação de produtividade dos autores de acordo com a lei de Lotka-----	50
Tabela 2.3. Artigos publicados entre 2013 e 2022 com maior volume de citações.-----	53
Tabela 3.1. Parâmetros usados para dimensionar o sistema solar fotovoltaico com o software PVSyst.-----	62
Tabela 3.2. Especificações do sistema fotovoltaico-----	62
Tabela 3.3. Composição material principal do sistema fotovoltaico estudado-----	64
Tabela 3.4. Percentual de perdas do sistema fotovoltaico-----	66
Tabela 3.5. Produção de eletricidade anual pelo sistema fotovoltaico.-----	67
Tabela 3.6. Divisão das principais emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico.-	68
Tabela 3.1A. Especificações Técnicas do Pannel Fotovoltaico VidurGlass VS27 C60 P243--	78
Tabela 3.2A. Especificações técnicas do inversor Sunny Tripower 12000TL-----	78
Tabela 4.1. Parâmetros utilizados pelo software PvSyst no projeto do sistema fotovoltaico atualizado.-----	82
Tabela 4.2. Especificações do sistema fotovoltaico atualizado para o Cenário 1-----	84
Tabela 4.3. Especificações do sistema fotovoltaico atualizado para o Cenário 2-----	84
Tabela 4.4. Composição principal do material do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 1.----	86
Tabela 4.5. Composição principal do material do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 2.----	88
Tabela 4.6. Percentage of energy sources in Brazil's electricity generation in 2023.-----	90
Tabela 4.7. Percentual de perdas no sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 1-----	91
Tabela 4.8. Annual electricity production considering the degradation of photovoltaic modules in Scenario 1.-----	92
Tabela 4.9. Detalhamento das principais emissões de GEE em kg de CO2-eq associadas ao sistema fotovoltaico no Cenário 1 ao longo de sua vida útil.-----	94
Tabela 4.9. Percentual de perdas do sistema fotovoltaico do cenário 2.-----	97
Tabela 4.10. Annual electricity production considering the degradation of photovoltaic modules in Scenario 2.-----	98
Tabela 4.11. Detalhamento das principais emissões de GEE em kg de CO2-eq associadas ao sistema fotovoltaico no Cenário 2 ao longo de sua vida útil.-----	99
Tabela 4.12. Comparação entre os resultados dos cenários desenvolvidos.-----	104
Tabela 4.1A. Especificações Técnicas do Pannel Fotovoltaico Canadian Solar BiHiKu7 CS7N-650MB-AG-----	110
Tabela 4.2A. Especificações Técnicas do Inversor SAJ R6-25-50K-T3(T4)-----	110

## LISTA DE ABREVIATURAS

**ABNT** - Associação Brasileira de Normas Técnicas

**ACV** - Avaliação de Ciclo de Vida

**AICV** - Avaliação de impacto do ciclo de vida

**BEN** – Balanço Energético Nacional

**BIPV** - *Building Integrated Photovoltaic*

**BICPV** - *Building Integrated Concentrated Photovoltaic*

**CEAR** - Centro de Energias Alternativas e Renováveis

**CO<sub>2</sub>** – Dióxido de Carbono

**COE** - Custo Equivalente de Energia

**COP 21** - 21º Conferência das Partes

**CPV** - *Concentrated Photovoltaic*

**DAP** - Declaração Ambiental de Produtos

**EPE** – Empresa de Pesquisa Energética

**ESG** - *Environmental, Social and Governance*

**GEE** - Gases de efeito estufa

**GWh** - Gigawatt-hora

**ICV** - Inventário de ciclo de vida

**INPE** - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

**ISO** - *International Organization for Standardization* (Organização Internacional de Normalização)

**kWh** - quilowatt-hora

**kWh/m<sup>2</sup>** - quilowatt-hora por metro quadrado

**LCA** - *Life Cycle Assessment*

**MME** - Ministério de Minas e Energia

**MNIT** - *Malaviya National Institute of Technology*

**NBR** - Norma Brasileira

**NPC** - Custo Presente Líquido

**ODS** - Objetivos do Desenvolvimento Sustentável

**ONS** - Operador Nacional do Sistema Elétrico

**ONU** - Organização das Nações Unidas

**PV** - *Photovoltaic*



**SIE** - Sistema de Informações Energéticas

**UFPB** – Universidade Federal da Paraíba

**WOS** - *Web of Science*

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>11</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b>	<b>12</b>
<b>SUMÁRIO</b>	<b>14</b>
<b>CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1. MOTIVAÇÃO	16
1.2. OBJETIVOS	18
1.2.1. Objetivo Geral	18
1.2.2. Objetivos Específicos	18
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
1.4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
1.4.1. Energia Solar na Região Nordeste	19
1.4.2. Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)	26
1.4.3. Tempo de Retorno Ambiental (Payback Ambiental)	31
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>36</b>
<b>ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA REDUZIR AS EMISSÕES ASSOCIADAS A EDIFÍCIOS PÚBLICOS: UM ESTUDO BIBLIOMÉTRICO</b>	<b>37</b>
2.1. INTRODUÇÃO	38
2.2. METODOLOGIA	40
2.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	42
2.4. CONCLUSÕES	54
2.5. REFERÊNCIAS	55
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>58</b>
<b>TEMPO DE RETORNO DE GASES DO EFEITO ESTUFA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UM PRÉDIO UNIVERSITÁRIO</b>	<b>58</b>
3.1. INTRODUÇÃO	58
3.2. MATERIAIS E MÉTODOS	61
3.2.1. Sistema Solar Fotovoltaico	61
3.2.2. Produção de eletricidade	62
3.2.3. Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)	63
3.2.4. Tempo de retorno (payback) dos gases do efeito estufa (GEE)	65
3.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	66
3.4. CONCLUSÃO	74
3.5. AGRADECIMENTOS	74
3.6. REFERÊNCIAS	75
3.7 APÊNDICE	78
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>79</b>
<b>IMPACTOS DA MODERNIZAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO SEU RETORNO AMBIENTAL</b>	<b>79</b>
4.1. INTRODUÇÃO	79

4.2. MATERIAL E MÉTODOS-----	81
4.2.1. Sistema solar fotovoltaico-----	81
4.2.2. Produção de eletricidade-----	84
4.2.3. Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)-----	85
4.2.4. Tempo de Retorno dos Gases do Efeito Estufa-----	89
4.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO-----	91
4.3.1 Cenário 1: Potência do Sistema-----	91
4.3.2 Cenário 2: Utilização da Área Total-----	97
4.3.3 Comparação entre cenários e discussão-----	102
4.4. CONCLUSÃO-----	105
4.5. AGRADECIMENTOS-----	106
4.6. REFERÊNCIAS-----	106
4.7. APÊNDICE-----	110
CONSIDERAÇÕES FINAIS-----	111
<b>REFERÊNCIAS-----</b>	<b>114</b>

## **CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO**

### **1.1. MOTIVAÇÃO**

A geração de energia elétrica através de fontes renováveis vem se ampliando em diversos países, como uma medida para reduzir as emissões de Gases do Efeito Estufa (GEE) associadas ao setor de geração de energia, ação que contribui para mitigar as mudanças climáticas e, consequentemente, o aquecimento global (IPCC, 2011). Assim, substituir ou diminuir a dependência dos combustíveis fósseis, apostando em tecnologias de produção de energia menos poluentes é uma medida essencial. Alguns países, como o Brasil, estão com objetivos de reduzir as emissões dos GEE para alcançar as metas acordadas na COP21 com o auxílio da energia solar (Lima *et al.*, 2020). Contudo, deve-se ressaltar que a energia solar não é 100% livre de impactos ambientais. Mesmo que durante sua utilização não ocorra a geração de poluentes, seu principal impacto no meio ambiente se dá durante a fase de produção (fabricação das peças e partes) construção e descomissionamento (Antonanzas; Quinn, 2021).

Atualmente, uma das maneiras utilizadas para diminuir impactos ambientais é conhecer os componentes necessários para a fabricação e construção de um sistema solar fotovoltaico, além de um plano de ação para quando o tempo de vida útil chegar ao fim. Esse conhecimento pode auxiliar nas escolhas de materiais e métodos para diminuir os impactos ambientais. Nesse contexto, entra a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), que é uma metodologia para quantificar potenciais impactos ambientais associados com um produto, processo ou atividade (Weidema; Brandão, 2020), podendo compreender todo o ciclo de vida ou apenas uma etapa.

O processo de conscientização ambiental da sociedade gera uma pressão cada vez maior para se reduzirem os impactos ambientais associados a produtos, processos e serviços. Surge, então, a necessidade de se considerar o meio ambiente como critério adicional no dimensionamento de sistemas de energia (Carvalho; Delgado; Chacartegui, 2016). Esta consciência ambiental surgiu como resposta a preocupações com o aquecimento global (parcela devida a emissões antropogênicas) e esgotamento dos combustíveis fósseis. Portanto, a avaliação do desempenho de produtos, processos ou serviços depende cada vez menos de critérios econômicos e passa a incluir, progressivamente, componentes ambientais.



Nas últimas décadas, diferentes técnicas de avaliação ambiental global têm sido desenvolvidas. A metodologia da ACV é a mais utilizada e consolidada, estando normatizada pela *International Organization for Standardization* (ISO 14040, 2006; ISO 14044, 2006). A ACV é uma das metodologias mais adequadas para o alcance de objetivos voltados à sustentabilidade, principalmente em sistemas de energia (Volkart; Mutel; Panos, 2018), e fomenta o entendimento das causas e tipos de impactos ambientais relacionados aos produtos ou serviços, com foco na tomada de decisões. As normas internacionais da ISO foram traduzidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT: NBR ISO 14040 (2014a) e NBR ISO 14044 (2014b).

Indo um passo além da quantificação dos impactos ambientais, estabelecer o tempo de retorno ambiental (payback ambiental) de um sistema solar fotovoltaico pode ter um grande impacto no planejamento de sistemas energéticos. O tempo de retorno ambiental de um sistema energético é o período necessário para recuperar (ou amortizar) os impactos ambientais gerados pelo sistema fotovoltaico em comparação com o impacto ambiental do mix de eletricidade (Schultz; Carvalho, 2022). Ainda que seja um conceito relativamente novo, já existem estudos que realizam o cálculo da amortização do passivo ambiental, como por exemplo Lorente Rubio *et al.* (2022) que estudaram o tempo de amortização para comparar alternativas de substituição de caldeira convencional na geração geotérmica e De Bortoli e Agez (2023) que estudam a amortização dos impactos ambientais ligados a sistemas fotovoltaicos instalados no Canadá. No Brasil, Schultz e Carvalho (2022) e Fonseca e Carvalho (2022) utilizaram o tempo de payback ambiental (tempo para amortização do passivo ambiental) para avaliar, respectivamente, uma usina solar e um aerogerador.

A motivação deste estudo é avaliar o potencial de mitigação de mudanças climáticas associado a um sistema de energia solar fotovoltaica projetado para o edifício universitário do Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR) da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Além de estar alinhado com as metas estabelecidas pelo Plano Decenal de Energia 2030 (Brasil, 2021), que preconiza a ampliação da participação de fontes renováveis na matriz elétrica nacional, este trabalho possui o potencial de posicionar a Universidade Federal da Paraíba, e, em particular, o Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR), como um modelo de sustentabilidade. Dessa maneira, tal iniciativa fortalece a proposta intrínseca do CEAR de evidenciar como as fontes alternativas de

energia podem efetivamente contribuir para a elevação do grau de sustentabilidade da comunidade acadêmica.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. Objetivo Geral**

Determinar a amortização do passivo ambiental para um sistema solar fotovoltaico instalado em um edifício universitário, para verificar em quanto tempo de operação ocorre a compensação das emissões associadas à sua fabricação, implantação, manutenção e uso.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

- Realizar uma revisão bibliométrica a fim de identificar gargalos e principais conclusões relacionadas às emissões de GEE vinculadas ao uso de eletricidade em edifícios e identificar a evolução dos estudos de ACV entre 2013 a 2022.
- Desenvolver uma ACV para quantificar as emissões de GEE e determinar o tempo para amortização do passivo ambiental do sistema solar fotovoltaico para um edifício universitário (estudo de caso no edifício do Centro de Energias Alternativas e Renováveis da UFPB);
- Propor uma atualização do projeto solar fotovoltaico original do item 2 e verificar as repercussões na ACV e no tempo para amortização do passivo ambiental;

## **1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

A dissertação proposta segue o formato de uma coletânea de artigos e encontra-se estruturada conforme o seguinte padrão:

O primeiro capítulo delimita os objetivos gerais e específicos, a estrutura da dissertação e a base teórica que abrange o contexto da energia solar fotovoltaica no Brasil e no nordeste, a metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida e o tempo de retorno ambiental de um sistema de geração de energia.

No capítulo 2, o artigo "Energia Solar Fotovoltaica Para Reduzir As Emissões Associadas A Edifícios Públicos: Um Estudo Bibliométrico" contempla uma revisão

bibliométrica sobre artigos disponíveis nas bases de dados *Scopus* e *Web of Science*, publicados entre 2013 e 2022, relacionados ao uso da energia solar fotovoltaica. A metodologia empregada envolve a Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) como mecanismo de mitigação das emissões de gases do efeito estufa associadas a edifícios. O objetivo é compreender a difusão do tema na comunidade científica ao longo dos anos, identificar os principais autores, publicações de maior relevância e lacunas da temática. Uma versão resumida deste artigo foi publicada no congresso internacional Energetics 2023.

No capítulo 3, o artigo “TEMPO DE RETORNO DE GASES DO EFEITO ESTUFA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UM PRÉDIO UNIVERSITÁRIO” apresentará um estudo de caso para o edifício do Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR) da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Este artigo constrói o inventário de ciclo de vida para o projeto original do edifício do CEAR (feito em 2012), quantifica as emissões de GEE associadas, e calcula o tempo necessário para amortização do passivo ambiental.

No capítulo 4, o artigo “IMPACTOS DA MODERNIZAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO SEU RETORNO AMBIENTAL” apresentará uma atualização do projeto original do sistema solar fotovoltaico proposto para o edifício do CEAR, contemplando módulos fotovoltaicos mais modernos. O objetivo é verificar as repercussões na quantificação de GEE, na produção de eletricidade, e no tempo de *payback* ambiental.

O Capítulo 5 apresentará as considerações finais. Em seguida, são elencadas todas as referências citadas ao longo da dissertação.

## **1.4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

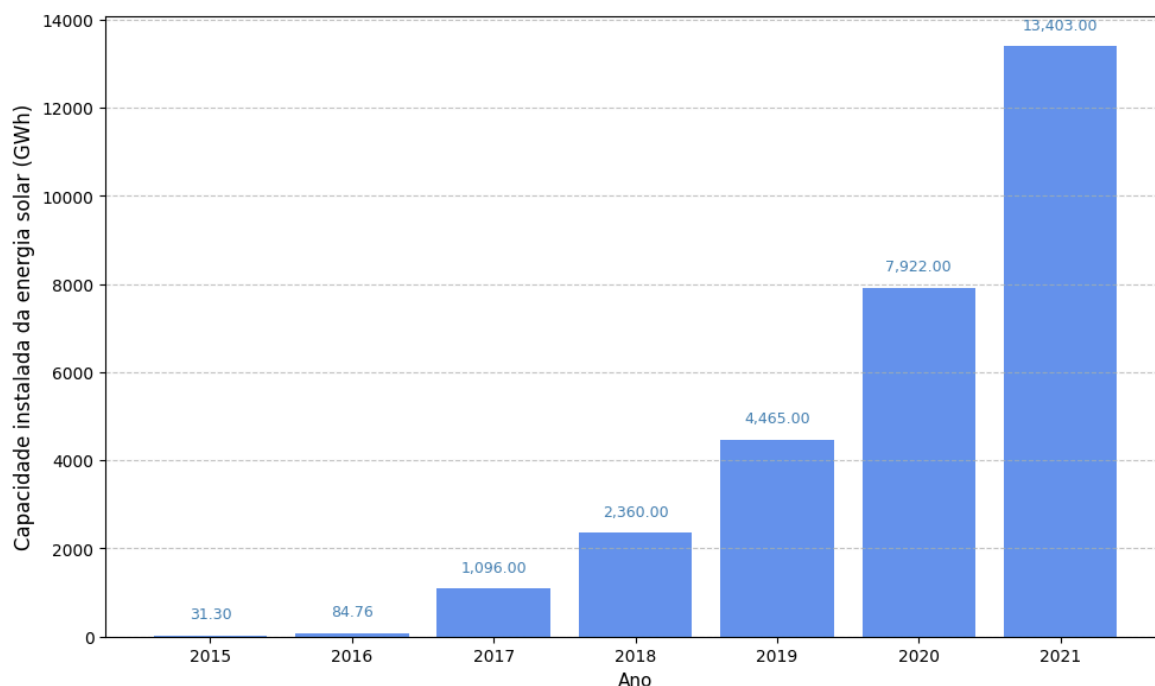
### **1.4.1. Energia Solar na Região Nordeste**

A matriz elétrica brasileira foi, por muitos anos, majoritariamente dependente de fonte hídrica. A crise de abastecimento dos reservatórios levou, no ano de 2001, a uma das maiores crises de abastecimento elétrico do país, evidenciando a necessidade de diversificação do mix elétrico brasileiro a fim de garantir a segurança energética do país. Em 2022, as fontes renováveis representavam 88% da matriz elétrica do país, ainda que, 58,04% proveniente de fonte hídrica (BEN, 2023). Outras fontes como eólica e solar

representaram respectivamente 11,8% e 4,4% da oferta interna no mesmo ano (BEN, 2023). Entretanto, a queda na disponibilidade de recursos hídricos e intensificação das mudanças climáticas evidenciou a tendência de agravamento da escassez hídrica levando a eventos de seca nas regiões Norte e Nordeste (Huback *et al.*, 2016).

Ao longo da última década, o país investiu em fontes de energia como eólica, solar e biomassa, visando ampliar a diversificação da matriz elétrica nacional e reduzir a considerável dependência em relação às fontes hídricas. Essa medida está de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 e colabora também com a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de GEEs (Brasil, 2021).

Dentre as fontes renováveis, a energia solar se destaca devido à sua abundante disposição ao longo de todo o território nacional, com uma irradiação solar diária média que varia entre 3,5 e 6,3 kWh/m<sup>2</sup>/dia (Pereira *et al.*, 2017). O país encontra-se em uma posição bastante favorável para geração de energia solar devido à sua baixa variabilidade interanual da irradiação solar global, indicando uma maior estabilidade na produção de energia ao longo do ano (INPE, 2017).



**Figura 1.1.** Geração anual de energia solar do Brasil em GWh

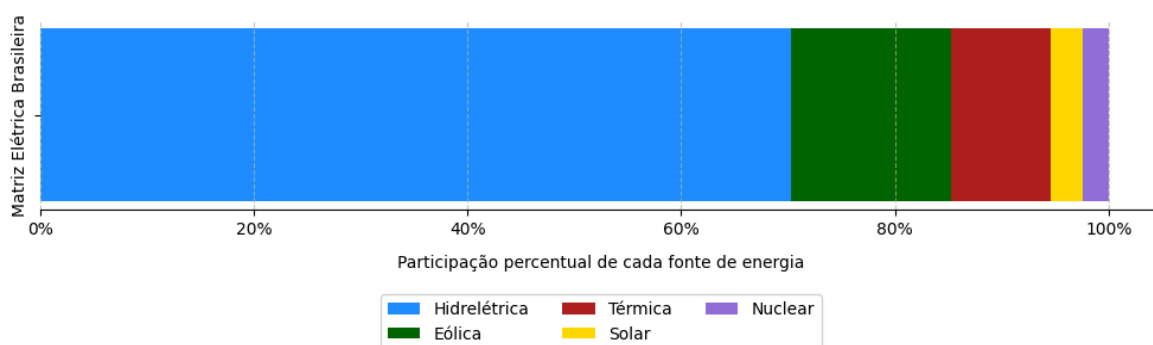
**Fonte:** SIE (2023)

Como evidenciado na Figura 1.1., o ano de 2015 marcou o início da energia solar na matriz elétrica do Brasil, com uma capacidade instalada de 31,3 GWh que, ano após



ano, apresentou um substancial e consistente crescimento, chegando a marca de 13.403 GWh de capacidade instalada no ano de 2021 (ONS, 2024).

Apesar de tratar-se de uma fonte de energia abundante, a geração de energia solar ainda possui uma discreta participação na matriz elétrica do país (MME, 2021). Embora tenha demonstrado uma crescente participação na matriz elétrica iniciando com 0,02% em 2015, 0,1% em 2017 e, como demonstra-se na Figura 1.2., a 3% em 2023 (SIE, 2024), é um percentual baixo se comparada à disponibilidade da irradiação solar disponível no país.



**Figura 1.2.** Participação por fonte na matriz elétrica brasileira em 2023.

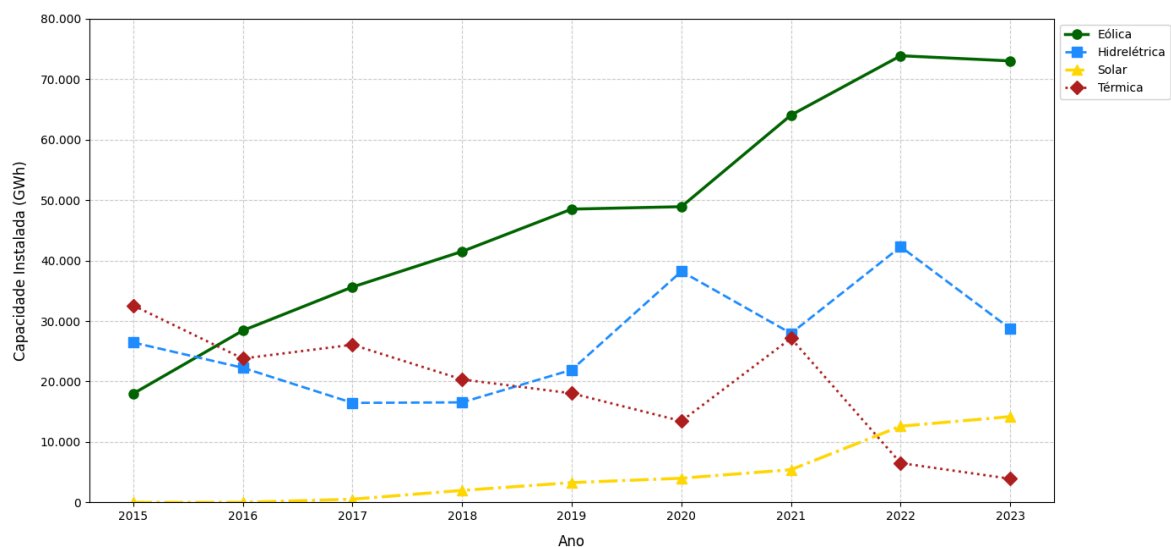
**Fonte:** ONS (2024)

Ainda que o país possua uma elevada qualidade de irradiação solar ao longo do ano, a região Nordeste se destaca devido sua irradiação solar diária média entre 5,39 e 5,59 kWh/m<sup>2</sup>.dia conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017). A elevada média de irradiação se deve às características climáticas da região semiárida como altas temperaturas, baixa pluviosidade e baixa nebulosidade (Ahmad *et al.*, 2020). Com condições climáticas favoráveis para geração de energia solar e, riscos de aumento da crise hídrica e como a mesma pode afetar a produção das usinas hidrelétricas na região devido às mudanças climáticas (Huback *et al.* 2016), a diversificação do abastecimento de energia elétrica da região por meio de energia solar é uma medida favorável para promover segurança energética.

As condições favoráveis para produção de energia solar abrem precedente para incentivar o país no desenvolvimento de políticas públicas que, em acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (Brasil, 2021), possam promover contribuir para a ampliação do setor de energia solar e, consequentemente, reduzir as emissões de GEE associadas à produção de energia (Thanatrakolsri; Sirithian, 2024).

A região Nordeste brasileira se destaca por deter o maior percentual de produção de energia solar no país. Ao longo do ano de 2022 a região atingiu 30.126 GWh de capacidade instalada e atualmente detém 62% de toda a capacidade instalada de energia solar do país (BEN, 2023).

Embora a região Nordeste tenha características favoráveis para geração de energia solar, como destacado na Figura 1.3., a participação dessa fonte ainda representa uma pequena parcela do mix elétrico se comparado às fontes eólica, térmica e hidrelétrica.



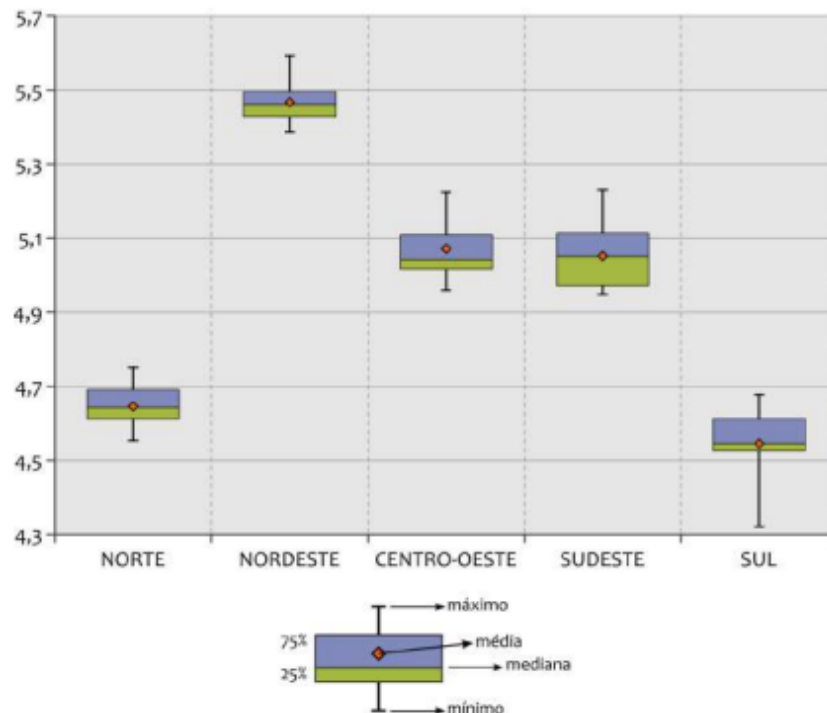
**Figura 1.3.** Evolução da geração de energia elétrica anual por fonte no nordeste em GWh (2015-2023).

**Fonte:** ONS (2024)

O Brasil, dada a sua vastidão territorial e a diversidade climática em diversas regiões, é um país notavelmente favorecido em termos de irradiação solar. Contudo, determinadas localidades apresentam características superiores de irradiação solar quando comparadas a outras. Conforme indicado na Figura 1.4., a variabilidade nas médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal revela-se relativamente mais acentuada nas regiões Sul e Sudeste do país. Em contrapartida, o Nordeste se evidencia pela menor variabilidade interanual e sazonal, demonstrando maior estabilidade para a geração solar. Essa disparidade entre as regiões pode ser atribuída a uma combinação de fatores, tais como a diferença de latitude, influências das massas de ar e topografia distinta.

A avaliação das características climáticas e da variabilidade nas médias de

irradiação global constitui informação crucial para o planejamento e otimização de sistemas de geração de energia solar. Essa análise proporciona maior previsibilidade do potencial da região e eficiência dos sistemas implantados.



**Figura 1.4.** Variabilidade das médias anuais dos totais diários de irradiação global horizontal em kWh/m<sup>2</sup> ao longo dos anos de 2005 a 2015 para cada uma das regiões do Brasil.

**Fonte:** Pereira *et al.* (2017)

Explorando as vantagens relacionadas à irradiação solar, os estados nordestinos Ceará e Bahia destacam-se pela apresentação de uma capacidade instalada superior em sistemas fotovoltaicos, resultando em uma geração anual de energia mais expressiva. Conforme os dados disponibilizados pela Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em 2024 apresentados na Figura 1.5., a Bahia se destaca como o estado nordestino que manifestou o maior volume de geração de energia no intervalo entre 2018 e 2023, totalizando 14.959 GWh. Contudo, o crescimento anual da geração de energia solar nesse mesmo período foi de aproximadamente 37%. Em comparação ao estado do Ceará, ocorreu um crescimento de 245%, percentual consideravelmente mais expressivo e o estado do

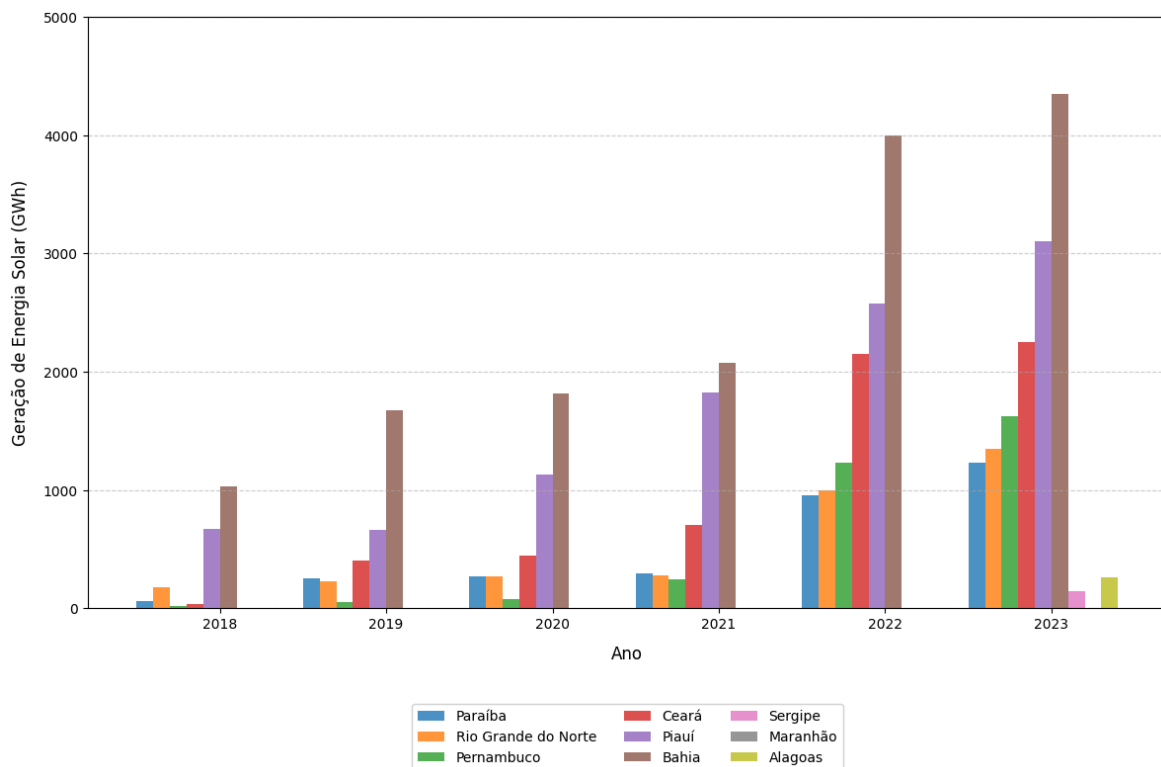
Piauí, segundo maior gerador de energia solar do nordeste, com crescimento médio de 38,04%.

Ao analisar o histórico de geração de energia solar, constata-se que os estados de Pernambuco, Rio Grande do Norte e Paraíba apresentaram percentuais de crescimento, no mesmo intervalo, de aproximadamente 180%, 68,1% e 54,7%, respectivamente. Considerando-se os dados da ONS (2024) relacionados ao volume de energia gerada nesses estados ao longo do mesmo período de seis anos, observa-se que Pernambuco alcançou 3.244 GWh, Rio Grande do Norte 3.300 GWh e Paraíba 3.069 GWh. Mesmo diante dos distintos percentuais de crescimento alcançados por esses estados, o volume de energia gerada entre eles é notavelmente próximo.

O estado do Maranhão passou a ter dados contabilizados pelo ONS a partir de 2021. Entretanto, nos anos de 2021, 2022 e 2023, foram gerados 0,1 GWh por ano, não apresentando nenhum percentual de crescimento durante o período.

O estado de Alagoas passou a ter dados contabilizados no ONS a partir de 2022, onde gerou 0,6 GWh, e em 2023, 262,6 GWh. Já Sergipe, que também passou a apresentar dados atrelados ao ONS a partir de 2022, é um dos estados que também apresentou baixo volume de geração, sendo 0,1 GWh em 2022 e 143,1 GWh em 2023. Embora, comparados aos demais estados, esse tenha um baixo volume de geração de energia solar, o crescimento apresentado entre 2022 e 2023 foi, percentualmente, bastante significativo, podendo indicar um interesse dessa localidade em ampliar o aproveitamento de sua capacidade de geração de energia de fonte solar. Devido ao baixo volume de dados relativos aos estados do Maranhão, Alagoas e Sergipe, os mesmos não estão incluídos na Figura 1.5.

Os dados apresentados na Figura 1.5. refletem a ascensão da energia solar na região nordeste do Brasil, evidenciando o comprometimento desses estados em diversificar sua matriz energética e buscar fontes mais sustentáveis, indicando um setor em constante evolução e destacando a importância da energia solar como parte integral do mix energético da região.



**Figura 1.5.** Geração de Energia Solar Fotovoltaica por Estado no Nordeste em GWh(2018-2023)

**Fonte:** ONS (2024)

Para aumentar a participação da fonte solar, algumas políticas de incentivo foram adotadas, incluindo o estímulo à micro e minigeração distribuída. Por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012), permite-se que o consumidor instale pequenos sistemas de geração, como painéis solares, e receba créditos na conta de energia por eventuais excedentes de produção, em uma prática conhecida como Net Metering (ANEEL, 2023). Essa resolução foi aprimorada pela Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015 (ANEEL, 2015), que ampliou o limite de potência para a geração e a possibilidade de participação de consórcios na geração distribuída (ANEEL, 2023). Em 2022, a micro e minigeração atingiu 17.378 GWh e 17.006 MW de geração e potência instalada, respectivamente (BEN, 2023). Em 2022, entra em vigor a Lei 14.300, que estabelece o marco legal da micro e minigeração distribuída, define os seguintes limites de potência para sistemas de energia solar: microgeração até 75 kW e minigeração entre 75 kW e 3 MW (para sistemas solares fotovoltaicos). Em sistemas de minigeração não solares, o limite superior é de 5 MW (Brasil, 2022).

Além das resoluções, outra medida introduzida desde 2004 foram os leilões de energia, por meio da ANEEL e do MME, foram promovidos leilões específicos para contratação de projetos de geração de energia solar em larga escala em todo o território brasileiro (ANEEL, 2022), medida que ampliou o interesse e investimentos no setor.

#### **1.4.2. Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)**

No âmbito da economia de baixo carbono, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) surgiram como uma grande preocupação e têm sido intensamente estudadas no domínio das fontes energéticas. Os GEE são uma preocupação vital na luta global contra as alterações climáticas (Jones *et al.*, 2023), assim, é crucial quantificar essas emissões associadas às tecnologias para o desenvolvimento sustentável.

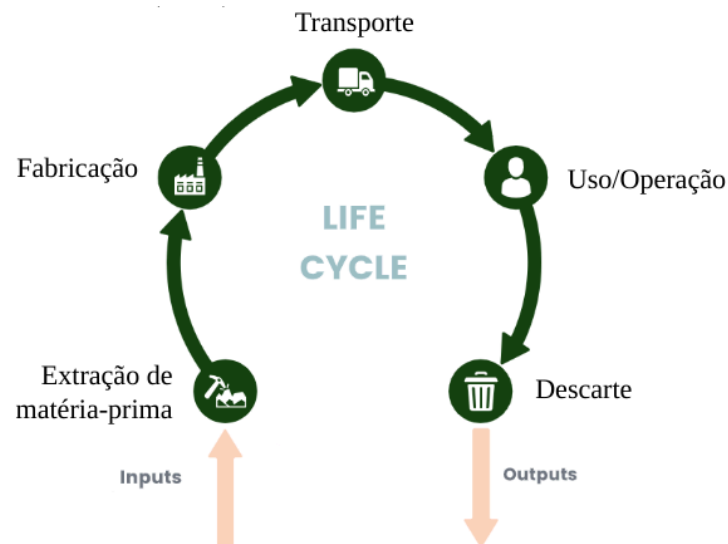
As tecnologias de energias renováveis baseiam-se em fontes de energia que podem ser renovadas ao longo da vida humana, sendo que partindo dessa abordagem, a ênfase é colocada em metodologias como a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). A metodologia da ACV centra-se na avaliação e análise dos potenciais impactos ambientais associados a um processo ou atividade. A ACV pode incluir toda a cadeia de processos, considerando todo o ciclo de vida (*cradle-to-grave*, do berço ao túmulo) e tendo em consideração as restrições locais e condições específicas (WANG *et al.*, 2024).

Para a abordagem *cradle-to-grave* são consideradas as entradas (*inputs*) e saídas (*outputs*) de massa e energia que englobam a etapa de extração de matéria-prima, fabricação do produto, transporte, uso/operação/manutenção e descarte como representado na Figura 1.6. Já os casos onde a etapa final de descarte do produto engloba a sua reciclagem são conhecidos como *cradle-to-cradle* (do berço ao berço) que é um método usado para minimizar o impacto ambiental dos produtos, empregando práticas sustentáveis de produção, operação e descarte, e visa incorporar a responsabilidade social no desenvolvimento de produtos (CAO, 2017).

A ACV pode também compreender somente uma etapa ou fase de uma atividade, como por exemplo na abordagem *well-to-wheel* ou *cradle-to-gate*.

A abordagem *cradle-to-gate* engloba as etapas iniciais de fabricação do produto, excluindo as fases de transporte, uso e descarte. Usualmente a abordagem *cradle-to-gate* é a base para a Declaração Ambiental de Produtos (DAP) (CAO, 2017). A DAP é uma certificação que quantifica e verifica o ciclo de vida de produtos e bens, de acordo com a

ISO 14025 quantificando o ciclo de vida de um produto para possibilitar comparações com outros produtos que pretendam cumprir a mesma função (ABNT, 2015).

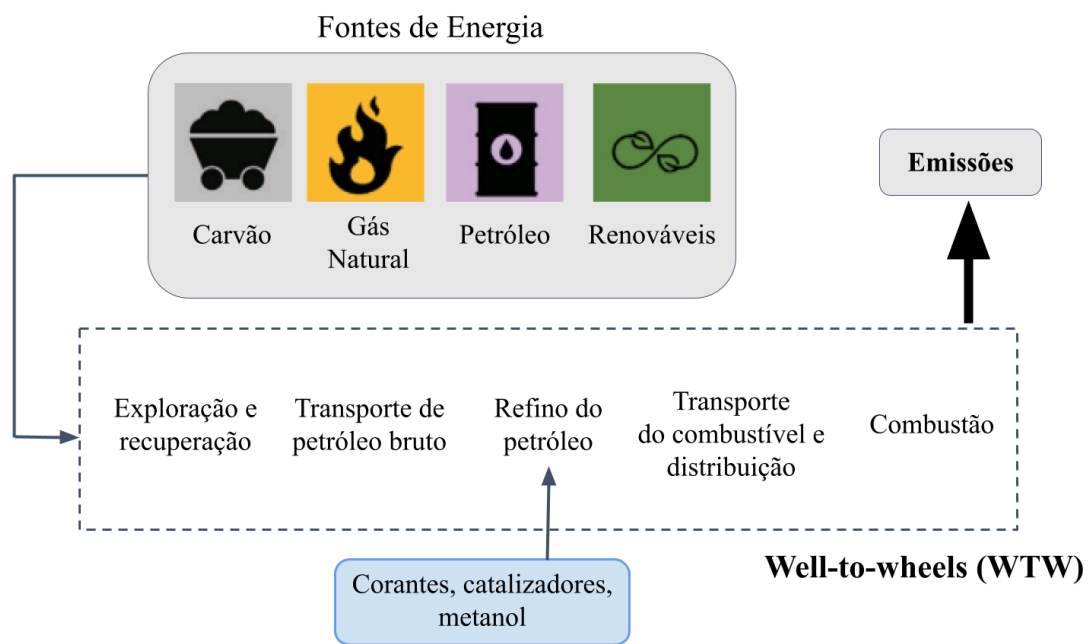


**Figura 1.6.** Etapas de uma avaliação de ciclo de vida

**Fonte:** Autora (2024)

Como uma perspectiva direcionada a melhora do processo de produção de um produto, a abordagem *well-to-wheel* (do poço às rodas, WTW) está direcionada ao contexto específico de energia, que engloba o transporte da matéria-prima, processos de conversão (como refino de petróleo ou produção de biocombustíveis), transporte do combustível e, finalmente, a utilização do combustível (Lee; Benavides; Wang, 2020).

A ACV das trajetórias de produção de energia na abordagem WTW considera toda a energia e emissões de GEE associadas a cada processo. Como apresentado na Figura 1.7., começando pela recuperação da matéria-prima (recuperação de petróleo bruto para produção de combustível ou cultivo de milho/cana de açúcar para produção de etanol), transporte da matéria-prima, conversão (processos de refino para petróleo ou produção de biocombustíveis), transporte do combustível e uso do combustível (combustão do combustível) (Lee; Benavides; Wang, 2020).



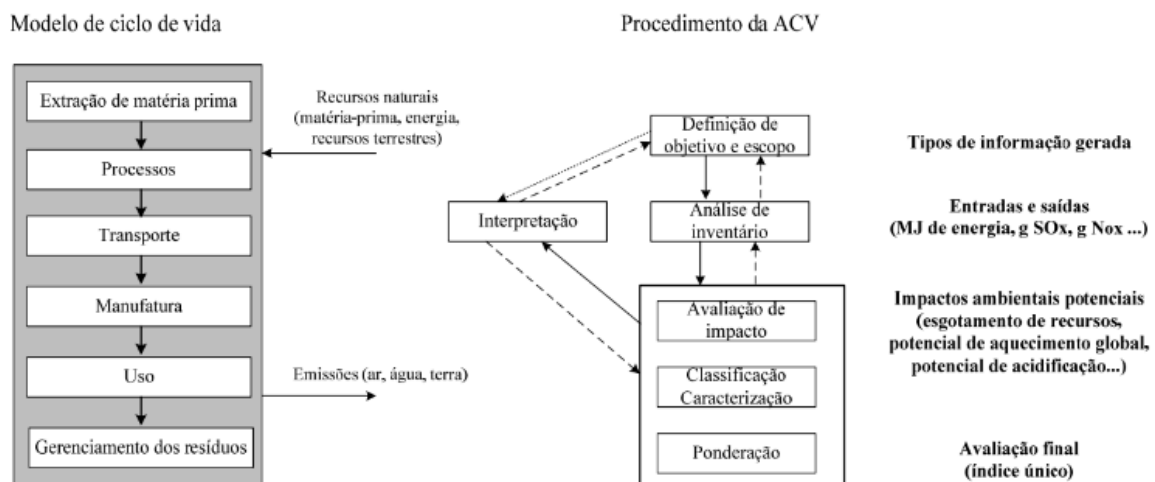
**Figura 1.7.** Trajeto *well-to-wheels* para produto de combustível derivado de petróleo.

**Fonte:** Adaptada de Lee, Benavides e Wang (2020)

A ACV é uma metodologia consolidada e utilizada para calcular os potenciais impactos ambientais associados a produtos ou serviços ao longo de sua cadeia produtiva, ou seja, desde a extração da matéria-prima, manufatura, transporte, utilização e reuso ou descarte. Essa metodologia não tem como objetivo prever impactos ambientais absolutos, mas identificar de forma sistemática potenciais impactos gerados ao longo do ciclo de vida, bem como apresentar sugestões de melhoria relacionados ao desempenho ambiental, permitindo a indústria ou aos tomadores de decisão governamentais ou não-governamentais a criação de um planejamento estratégico para redução dos possíveis impactos (NBR ISO 14040, 2014a).

O estudo de ACV é composto de quatro fases interrelacionadas como apresentado nas setas tracejadas na Figura 1.8., em que o modelo de caixas indica os processos físicos, e as flechas os fluxos de matéria e energia (Bandeira; Carvalho, 2017).





**Figura 1.8.** O modelo de ciclo de vida e o procedimento de ACV.

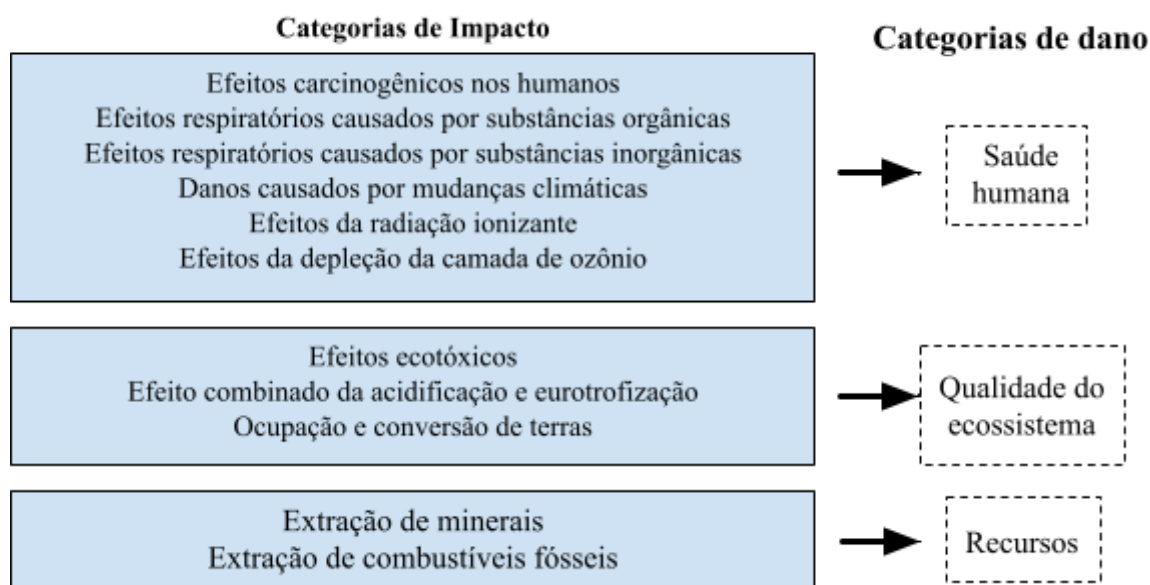
**Fonte:** Traduzido de Baumann e Tillman (2004).

De acordo com as normas NBR ISO 14040 (2014a) e NBR ISO 14044 (2014b) na primeira fase ocorre a definição de objetivos e escopo, que consiste em determinar qual a aplicação da realização desse estudo; definição do produto ou serviço a ser estudado; a delimitação da fronteira do sistema que estabelece os processos a serem incluídos no sistema; as categorias de impacto a serem utilizadas; a unidade funcional visando garantir a comparabilidade dos dados da ACV que funciona como uma referência relacionada às entradas e saídas do sistema; possíveis limitações.

A segunda fase consiste na elaboração do Inventário Ciclo de Vida (ICV) que é uma etapa de levantamento e quantificação de dados de entradas e saídas de energia e matéria-prima, emissões atmosféricas, produtos e resíduos gerados, entre outros. Os dados levantados nessa fase são correlacionados à unidade funcional estabelecida na primeira fase. É na segunda etapa que reside a limitação da ACV. A qualidade e confiabilidade dos resultados apresentados em uma ACV está intrinsecamente ligada à qualidade dos dados coletados. Dados inconsistentes, incompletos ou desatualizados podem comprometer significativamente a precisão das conclusões, limitando a validade da análise e sua aplicabilidade na tomada de decisões.

A terceira fase da ACV é a Avaliação de Impacto de Ciclo de Vida (AICV) que tem por objetivo analisar detalhadamente os dados quantificados no ICV e relacioná-los aos possíveis impactos e indicadores de categoria, as correlações dos resultados do ICV (classificação) e a realização do cálculo de indicadores de categoria (caracterização). Nesta

etapa ocorre a aplicação do método de avaliação de impacto ambiental. Os métodos de avaliação de impacto ambiental podem ser divididos em *midpoint* e *endpoint*. Os *midpoints* referem-se aos fatores de caracterização que não avaliam toda a cadeia. Para que uma emissão transcorra é necessário a ocorrência de uma reação química/física no ambiente onde a mesma forma uma concentração constante (conhecida como concentração em *steady-state*). Ao medir o grau de concentração *steady-state* é possível calcular os *midpoints* (Laurin; Dhaliwal, 2017). Alguns exemplos de *midpoints* são: mudanças do clima, radiação ionizante, acidificação terrestre, e destruição da camada de ozônio. Os impactos ambientais, quando expressos em método *midpoint*, são mais fáceis de compreender e de comunicar. As emissões de GEE são um exemplo, expressas em CO<sub>2</sub>-eq. Já os *endpoints* representam o final da cadeia e avaliam o dano real causado por uma emissão e pode ser útil para determinar a gravidade de um impacto (Laurin; Dhaliwal, 2017). Um dos métodos endpoint mais empregados é o Ecoindicador-99, que inclui etapas de normalização e ponderação. O EI-99 possui 11 categorias de impacto (Figura 1.9.), que são agrupadas em três categorias de dano, ponderadas e então agregadas em um índice único (*endpoint*), que representa a carga ambiental geral em pontos. Mais detalhes podem ser consultados em Silva *et al.* (2020).



**Figura 1.9.** Categorias de impacto e categorias de dano do método Eco-indicator 99.

**Fonte:** Tradução de Carvalho (2011)

A última etapa da ACV é a interpretação dos resultados obtidos. Essa interpretação deve gerar resultados alinhados com os objetivos e escopo definidos, oferecendo conclusões, explicando limitações e fornecendo recomendações. A interpretação deve refletir a abordagem relativa da ACV, indicando efeitos ambientais potenciais, extrapolação de limites ou riscos. As conclusões podem ser apresentadas como recomendações aos tomadores de decisão, visando oferecer uma apresentação compreensível e consistente dos resultados (ABNT, 2014a).

Como todas as metodologias a ACV possuem limitações. A aplicação do método irá englobar somente os pontos delimitados no escopo, ou seja, não se trata de uma avaliação completa de todas as questões ambientais que envolvem o produto sob estudo. Outros aspectos como: a definição de uma fronteira que não englobe todos os processos possíveis para um sistema de produto ou que não inclua todas as entradas e saídas de cada processo; dados de inventário com qualidade inadequada; a falta das dimensões espacial e temporal nos resultados de ICV introduz incerteza nos resultados da AICV (ABNT, 2014a). Apesar das limitações apresentadas, essa é uma metodologia bastante consolidada para avaliar potenciais impactos ambientais na cadeia produtiva de produtos e/ou sistemas.

#### **1.4.3. Tempo de Retorno Ambiental (*Payback Ambiental*)**

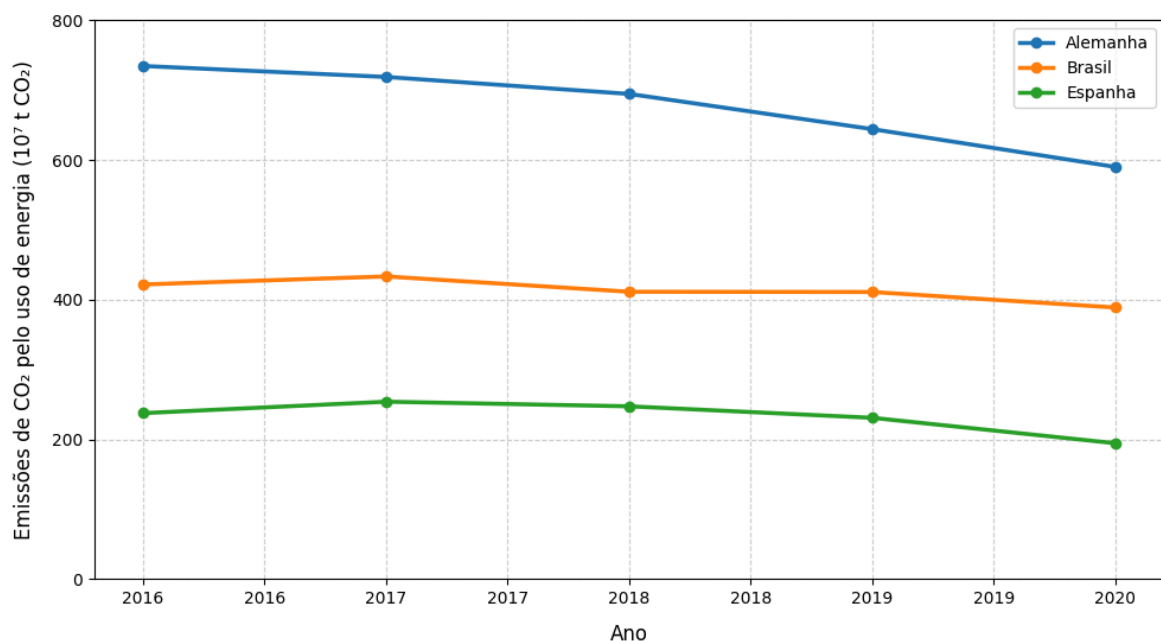
As etapas que envolvem o processo de geração de energia estão sempre relacionadas ao surgimento de impactos ambientais e emissão de GEE. O cálculo do tempo de retorno ambiental ou, também chamado, *payback ambiental* se configura como uma métrica que busca mensurar o tempo necessário para que os benefícios ambientais de um sistema compensem os impactos ambientais associados ao seu ciclo de vida (Schultz; Carvalho, 2022).

Pouco a pouco o cálculo do *payback* ambiental passa a ser um critério adicional nas análises ambientais: O trabalho de Fonseca e Carvalho (2022) realizou o cálculo do *payback* ambiental para uma turbina eólica instalada em Patos (interior da Paraíba), e verificou que o *payback* das emissões de GEE foi de menos de um ano. Os autores mencionam que o tempo de *payback* pode ser utilizado para construir um ranking de localidades, favorecendo a instalação nos locais de menor *payback*.

O cálculo de tempo de *payback* já foi empregado em diversos trabalhos como para comparar um sistema fotovoltaico e um sistema à gás natural (Barbosa *et al.*, 2022), um

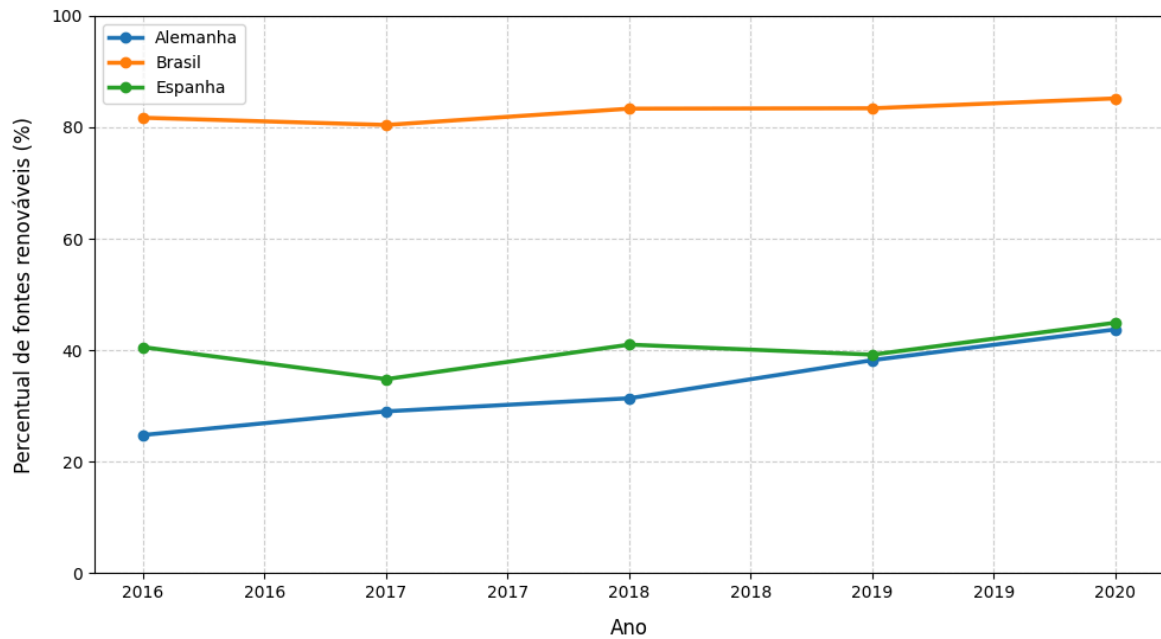
sistema fotovoltaico instalado no nordeste do Brasil (Schultz; Carvalho, 2022), para sistema fotovoltaico integrado ao edifício montado no telhado (BIPV) em Hong Kong (Lu; Yang, 2010) e sistemas fotovoltaicos multicristalinos chineses (Xie *et al.*, 2018).

Dessa forma, aumentar a participação de fontes de energia de baixa emissão de carbono pode ser uma maneira viável de diminuir o *payback* ambiental das tecnologias de geração de energia de um país. Comparando os indicadores emissões de CO<sub>2</sub> pelo uso de energia (10<sup>6</sup>t CO<sub>2</sub>) e percentual de fontes renováveis na matriz elétrica (%) é possível avaliar a colaboração das fontes renováveis na variação das Emissões de CO<sub>2</sub>. Ao comparar dados relacionados às Emissões de CO<sub>2</sub> em países como Brasil, Alemanha e Espanha no período entre 2016 e 2020 é possível observar que, como mostrado na Figura 1.10., apesar dos três apresentarem uma diminuição nas suas emissões, a Alemanha se destaca com uma queda significativa de seus emissões devido o expressivo aumento da participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica. Ao observar o empenho de países que ampliaram a participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica, como apresentado na Figura 1.11., é possível estimar que a adoção de fontes de baixa emissão de carbono irá influenciar na redução do *payback* ambiental do sistema elétrico.



**Figura 1.10.** Emissões de CO<sub>2</sub> pelo uso de energia (10<sup>6</sup> t CO<sub>2</sub>)

**Fonte:** MME (2024)



**Figura 1.11.** Percentual de Participação de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica do País

**Fonte:** MME (2024)

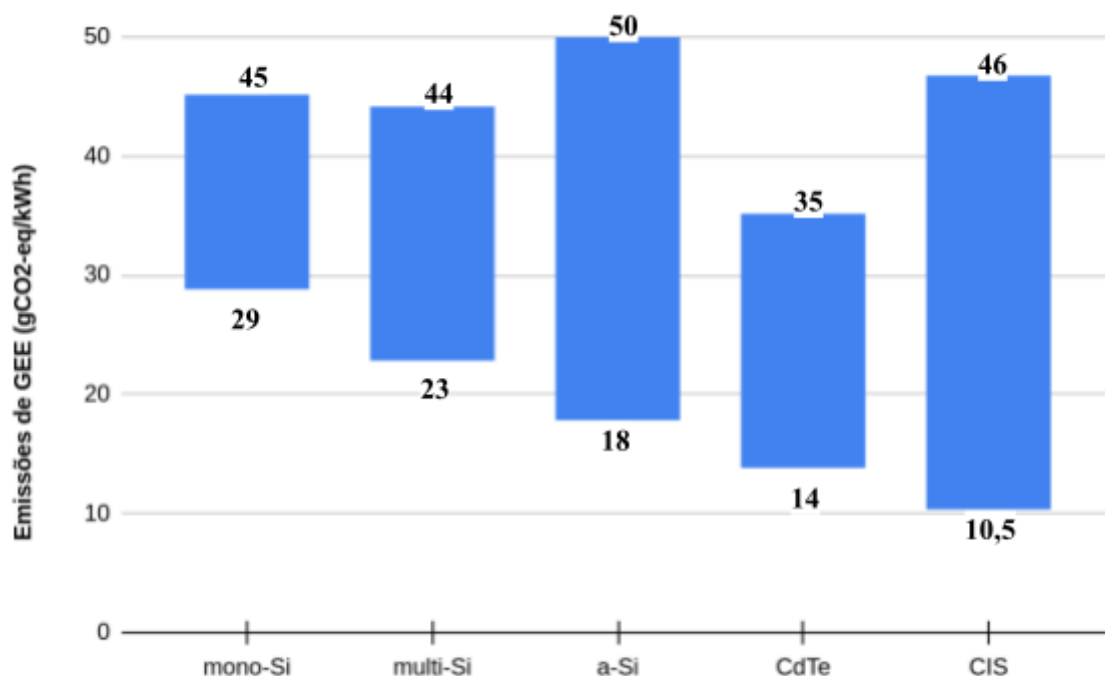
O cálculo do payback ambiental ( $T_{payback}$ ) considera a diferença entre as emissões do sistema em 25 anos ( $Emissões_{FV25}$ ) e as emissões anuais ( $E_{anual}$ ) do ano 1 e a diferença entre o fator de emissão do sistema fotovoltaico e do *mix* elétrico do país.

As emissões do sistema fotovoltaico em 25 anos ( $Emissões_{FV25}$ ) podem ser obtidas por meio do somatório das emissões da fase de instalação ( $Emissões_{instalação}$ ) e das emissões da fase de operação e manutenção ( $Emissões_{O\&M}$ ) é obtido o total de emissões geradas em kg de CO<sub>2</sub>-eq.

Para sistemas solares fotovoltaicos, a maior parte das emissões de GEE podem estar relacionadas à etapa de manufatura (Bhandari *et al.*, 2015), seguido das etapas de fabricação e transporte. Sendo a fase de operação e manutenção caracterizadas por uma baixa contribuição com as emissões relacionadas ao sistema. Assim, o período de operação dos painéis, que pode variar entre 20 e 25 anos, é considerado um momento de ganho, visto que outros modelos de geração de energia, principalmente aqueles baseados em combustíveis fósseis, possuem elevada carga de emissões durante seu período de operação.

Existem fatores que influenciam diretamente o índice de *payback* ambiental. De acordo com Grant, Garcia e Hicks (2020) o tipo de tecnologia adotada, a eficiência do sistema e o potencial solar da região de instalação são alguns dos fatores que implicam na variação do *payback* ambiental.

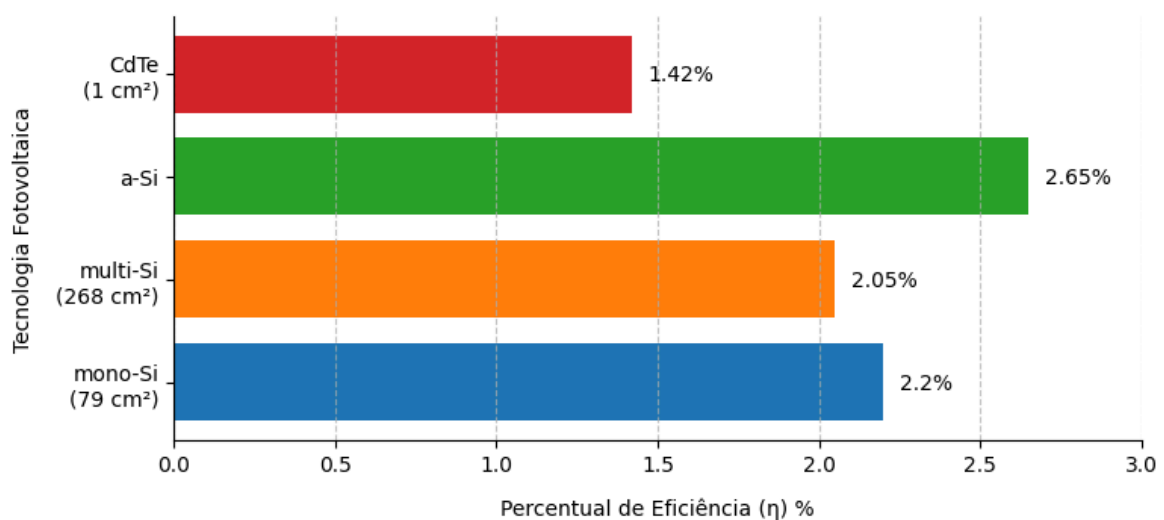
São diversas as tecnologias de sistemas fotovoltaicos disponíveis como silício monocristalino (mono-Si), silício policristalino (multi-Si), silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), seleneto de cobre e índio (CIS), etc. Entretanto, os sistemas FV monocristalinos e policristalinos representam 91% do mercado global (Grant; Garcia; Hicks, 2020). Um ponto negativo da dominância desse tipo de tecnologia diz respeito ao tempo de retorno ambiental associado a essas tecnologias. Como apresentado na Figura 1.12., enquanto os sistemas FV a-Si demonstraram o pior desempenho devido a suas grandes necessidades de energia no ciclo de vida, os sistemas mono-Si demonstraram a melhor eficiência em termos de emissões de GEE. Já o sistema de CdTe apresentou a menor variação da taxa de emissão de GEE, valor que poderia ser ainda menor se fosse dada maior ênfase à reciclagem desse tipo de material.



**Figura 1.12.** Taxas de emissão de GEE da eletricidade fotovoltaica gerada por diferentes tecnologias

**Fonte:** Adaptado de Peng, Lu e Yang (2013)

Em conjunto a avaliação da tecnologia empregada, a eficiência dos materiais escolhidos é um fator fundamental para contribuir com a diminuição do tempo de retorno. Mesmo apresentando um percentual de eficiência ( $\eta$ ) similar individualmente, em um sistema fotovoltaico de larga escala pequenas variações podem representar um percentual de perdas significativas. Na Figura 1.13. é apresentado o percentual de eficiência de diferentes células fotovoltaicas. Essas células apresentam variação entre 21% e 26,7 %, sendo as células mono-Si com maior eficiência (26,7%) e as células de CdTe com menor aproveitamento (21%). Apesar dos percentuais de eficiência ainda não serem tão elevados, de acordo com o Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar ISE (2013), nos últimos 10 anos a eficiência dos módulos comerciais médios de silício baseados em wafer aumentou de cerca de 15% a 20% e, para os módulos baseados em CdTe, o aumento da eficiência foi de 9% para 19%.



**Figura 1.13.** Percentual de eficiência de células fotovoltaicas

**Fonte:** Adaptado de Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar ISE (2013)

Considerando os dados apresentados na Figura 1.12 e Figura 1.13., observa-se que o *payback* ambiental pode variar dependendo do tipo de célula empregada. Considerando outros fatores como a irradiação do local e onde os módulos serão instalados, podem obter-se tempos de *payback* ambiental bastante variados conforme verificaram Schultz e Carvalho (2022).

Entre os modelos citados os módulos de CdTe apresentaram menor quantitativo de emissões de GEE. Ainda assim, de acordo com Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energia Solar ISE (2013), no período 1996-2012, às células de silício reduziram significativamente o uso dessas matérias de 16g/Wp para 2,5g/Wp devido ao aumento de sua eficiência. Assim, a evolução tecnológica ao longo dos próximos anos deve contribuir para ampliar a eficiência dos materiais e, conseqüentemente, reduzir o tempo de retorno ambiental.



## CAPÍTULO 2

### ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA REDUZIR AS EMISSÕES ASSOCIADAS A EDIFÍCIOS PÚBLICOS: UM ESTUDO BIBLIOMÉTRICO

Ana Paula Freire de Araújo<sup>1</sup> e Monica Carvalho<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Programa de Pós Graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, Campus I, Cidade Universitária, s/n – Castelo Branco - João Pessoa – Paraíba – CEP 58051-970

#### RESUMO

O presente artigo trata-se de uma revisão bibliométrica a respeito da aplicação da metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) para geração de energia solar fotovoltaica para redução das emissões de gases do efeito estufa (GEE). Esse estudo foi realizado através das bases de dados Scopus e *Web of Science* (WOS). Foram utilizados os softwares de código aberto VOSviewer e Rstudio, com suporte do pacote de dados Bibliometrix e Biblioshiny para mapear as tendências acadêmicas, avaliar as produções acadêmicas e a conexão entre os resultados. Também foram identificados e analisados os países que entregaram maior contribuição sobre o tema, os principais autores, afiliações e palavras-chave ao longo dos últimos dez anos. Como principais resultados obtidos foi identificado que o uso da energia solar fotovoltaica para redução das emissões de GEE associadas à edifícios é um tema que apresentou um crescimento considerável nos anos de 2013 a 2022, destacando-se os China, Estados Unidos, Espanha e Itália como os países que mais contribuíram para esta expansão da pesquisa científica na área em questão. Os periódicos *Journal of Industrial Ecology* e *Applied Energy* se destacaram com o maior número de publicações, mostrando-se sua relevância dentro da temática. A análise das bases de dados mostram que as palavras-chave “environmental impact”, “life cycle” e “greenhouse gases” possuem maior interesse, evidenciando o atual interesse da comunidade científica e direcionando futuras pesquisas para essas áreas de estudo. Em relação ao Brasil, apesar de ser uma nação onde se tem grande expressão aos incentivos para transição às energias renováveis foi identificado uma grande lacuna em relação ao número de trabalhos difundidos especificamente sobre a utilização de painéis fotovoltaicos em edifícios, assim, com os resultados alcançados neste trabalho, espera-se contribuir para este avanço.

**Palavras-chave:** Avaliação de Ciclo de Vida (ACV); Emissões de Carbono; Energia Solar Fotovoltaica; Sistemas Fotovoltaicos; Impactos Ambientais.

## 2.1. INTRODUÇÃO

As emissões antropogênicas de gases do efeito estufa (GEE) causam grande preocupação devido à sua colaboração para ampliação das mudanças climáticas (Jones et al., 2023). O setor de geração de energia foi um dos maiores responsáveis pelo aumento de emissões de GEE nos últimos anos sendo, no ano de 2019, responsável por 34% das emissões globais de GEE (IPCC, 2022).

Em consequência disto, muitos desafios são latentes ao enfrentamento global, os quais têm sido difundidos por meio dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas (ONU), na Agenda 2030. A transição para energias renováveis desempenha um papel fundamental na promoção do desenvolvimento sustentável, uma vez que está interconectada com diversos ODS e contribui para a mitigação dos impactos ambientais e sociais negativos.

Desta maneira, o uso adequado e racional da energia representa um desafio significativo e iminente para a sociedade nos próximos anos, para que as futuras gerações possam acessar esses recursos com qualidade suficiente e o mínimo de impactos ambientais (Pereira; Carvalho; Mady, 2022). Para atingir esse objetivo, a disseminação de diversas fontes de energias renováveis no decorrer das últimas décadas se mostrou um grande aliado na diminuição das emissões de GEE provenientes do setor de energia elétrica, auxiliando assim na transição energética (IPCC, 2011).

Assim, o uso eficiente e racional da energia desempenha um papel crucial na promoção do desenvolvimento sustentável, na redução do impacto ambiental e na melhoria da qualidade de vida das pessoas, e está relacionado a uma série de ODS, que incluem, nesta ordem interconectada, ODS 7 (Energia Acessível e Limpa), ODS 13 (Ação Contra a Mudança Global do Clima), ODS 12 (Consumo e Produção Sustentáveis), ODS 9 (Indústria, Inovação e Infraestrutura), ODS 11 (Cidades e Comunidades Sustentáveis), ODS 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico) e o ODS 17 (Parcerias para as Metas).

Entre as diversas fontes renováveis a energia solar fotovoltaica mostra-se uma excelente estratégia para promover a sustentabilidade no setor de geração de energia e contribuir de maneira positiva para mitigar os impactos das mudanças climáticas. De acordo com Carvalho, Serra, Lozano (2011, p. 3779) desde 1993 a Directiva 93/76/CEE do

Conselho reconhece explicitamente o importante papel dos edifícios nas emissões totais de CO<sub>2</sub>.

Desse modo, o uso da energia solar é uma estratégia favorável para diminuir as emissões de GEE associadas a edifícios, e isto se deve ao fato de ser uma fonte de energia limpa que não emite carbono durante a geração de eletricidade, o que contribui para combater as mudanças climáticas. Ademais, o uso de painéis fotovoltaicos em edifícios atende especialmente os ODS 13 e 7, pois se configura como uma estratégia essencial para melhorar o acesso à energia limpa, e que contribui para assegurar o acesso universal a serviços de energia confiáveis, acessíveis, sustentáveis e modernos.

Outrossim, a instalação de painéis fotovoltaicos em edifícios também está alinhada aos princípios *Environmental, Social and Governance* (ESG), que se referem a critérios ambientais, sociais e de governança, ganhando consistência devido à contribuição para a sustentabilidade ambiental, trazendo benefícios sociais e requerendo práticas de governança eficazes para sua implementação e gerenciamento adequados, que são aspectos cada vez mais relevantes para investidores, empresas e instituições financeiras que buscam o cumprimento das legislações ambientais em suas operações e investimentos.

A fim de quantificar as emissões de carbono relacionadas a painéis fotovoltaicos e de oferecer contribuição para minimizar as emissões ligadas a edifícios públicos, a Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) mostra-se uma metodologia consolidada e pode englobar desde a extração da matéria-prima, produção do produto ou serviço, distribuição, uso e seu descarte final (ABNT, 2014a.). A ACV é uma metodologia internacionalmente padronizada pela International Organization for Standardization (ISO) em suas normas ISO 14040 (2006) e ISO 14044 (2006) que, no Brasil, são traduzidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) nas normas NBR ISO 14040 (2014a) e NBR ISO 14044 (2014b). Os estudos de ACV baseiam-se em conceitos e avaliação do consumo energético e balanços de massa e energia (primeira lei da termodinâmica), que através deles conseguem quantificar os impactos ambientais a partir de análises termodinâmicas, contabilizando o uso de recursos (Nwodo; Anumba, 2020).

Uma análise bibliométrica e sistêmica é uma abordagem que permite uma avaliação quantitativa abrangente dos estudos científicos mais importantes realizados sobre o assunto. Essa abordagem é uma ferramenta que permite aos pesquisadores identificar tendências, acompanhar a evolução do assunto ao longo dos anos e mapear o conhecimento existente sobre o assunto, bem como identificar lacunas no conhecimento.

O método de revisão bibliométrica requer um protocolo que especifique a busca sistemática em bases de dados, os critérios de inclusão e exclusão, o período de pesquisa, a análise e o formato da apresentação dos resultados (Waddington et al., 2012).

Este trabalho traz uma revisão das pesquisas de ACV aplicadas aos painéis fotovoltaicos, focando nos gargalos e principais conclusões quanto às emissões relacionadas ao consumo de eletricidade em edifícios, verificando a evolução e dinâmica dos estudos de ACV difundidos ao longo dos últimos dez anos (2013 a 2022). Por fim, uma identificação dos caminhos que necessitam de mais pesquisas e desenvolvimento para que a ACV possa ser útil para auxiliar os tomadores de decisão na definição de políticas de energias renováveis mais adequadas no Brasil e no mundo.

## 2.2. METODOLOGIA

Neste trabalho foi realizada revisão bibliométrica usando os conceituados bases de dados *Scopus* e *Web of Science*. A revisão bibliométrica representa uma abordagem sistemática com o propósito de avaliar a eficácia e a lacuna no conhecimento existente, identificando áreas nas quais há escassez ou ausência de pesquisa relevante e, conseqüentemente, onde novos estudos se fazem necessários (Petticrew; Roberts, 2008). A escolha da *Scopus* e *WOS* ocorre por ambas serem consideradas as bases de dados multidisciplinares mais importantes no contexto acadêmico (Wang, 2016).

Na construção desta pesquisa as palavras-chave utilizadas nas bases de dados foram: “solar”, “avaliação de ciclo de vida”, “fotovoltaica”, “emissão de carbono”, “gases do efeito estufa”, “edifícios públicos” e “impactos ambientais”. As buscas foram aplicadas para encontrar publicações que apresentassem relação com o tema por meio do título, resumo ou palavras-chave.

De acordo com essas condições a string de busca aplicada nas duas bases de dados foi: ( ( "solar" OR "solar energy" OR "photovoltaic\*" OR "PV" ) AND ( ( "Life cycle" OR "LCA" OR "Life cycle assessment" OR "carbon emission\*" OR "carbon footprint\*" OR "GHG" OR "greenhouse gas emission\*" ) ) AND ( "universit\*" OR "public building\*" OR "college" OR "campus\*" ) AND ( "environmental impact\*" OR "environmental load\*" ) ).

Os resultados obtidos pela base de dados *Scopus* foram submetidos aos seguintes critérios de inclusão: (i) estejam no formato artigo ou revisão; (ii) em estágio final de publicação; (iii) publicados em língua inglesa; e (vi) com período de publicação entre o

ano de 2013 e 2022. Para os resultados obtidos na base de dados *Web of Science* (WOS), foram aplicados critérios de inclusão semelhantes, são eles: (i) estejam no formato artigo ou revisão; (ii) publicados em língua inglesa; e (iii) com período de publicação entre o ano de 2013 e 2022.

Após a aplicação dos critérios de inclusão, os resultados das duas bases de dados foram adicionados ao software Rstudio para remover publicações duplicadas. Esse é um software em linguagem R e foi selecionado por tratar-se de uma ferramenta gratuita e de código aberto. Foram utilizados os pacotes de dados Bibliometrix e Biblioshiny, permitindo o mapeamento de estudos científicos com o objetivo de revelar uma estrutura dinâmica dos dados (Cobo *et al.*, 2011). Com auxílio desses pacotes de dados tornou-se possível analisar os seguintes dados: número de publicações por ano; número de publicações por países, facilitando a identificação das nações que exercem uma influência acadêmica mais significativa; elaboração do ranking de periódicos de mais relevância na temática de acordo com a aplicação da Lei de Bradford; definição das afiliações mais produtivas; identificação dos autores com maior volume de publicações a partir da aplicação da Lei de Lotka; e mapeamento dos artigos que receberam o maior volume de citações ao longo dos anos, auxiliando na identificação das publicações que ganharam maior difusão acadêmica. A investigação desses dados auxilia na compreensão da difusão da temática ao longo dos anos, permitindo identificar tópicos em destaque e possíveis lacunas da pesquisa.

Durante a análise de dados foram aplicadas leis estatísticas para verificar a difusão das palavras-chave, identificação dos periódicos de maior relevância e autores que apresentaram maior contribuição ao tema. A Lei de Zipf foi aplicada para compreender a difusão de palavras-chave por tratar-se de um princípio estatístico que descreve a distribuição de palavras-chave em um corpo de texto ou conjunto de dados, afirmando que poucas palavras-chave são muito comuns, enquanto a maioria das palavras-chave é rara (Guedes; Borschiver, 2005).

Com objetivo de avaliar a importância de revistas científicas no campo específico deste estudo a foi empregada a Lei de Dispersão do Conhecimento Científico de Bradford, formulada em 1934. De acordo com essa lei, as revistas que publicam a maior quantidade de artigos sobre um tópico específico são identificadas como o "núcleo" das revistas, presumivelmente representando uma maior qualidade ou relevância dentro daquela área em particular (Guedes; Borschiver, 2005).

Para reconhecer os autores mais influentes dentro de um tema é imprescindível a aplicação da Lei de Lotka. Essa lei argumenta que a relação entre o número de autores e a quantidade de artigos que eles publicam, em qualquer campo da ciência, segue um padrão descrito pela Lei do Inverso do Quadrado, que é representada pela fórmula  $1/n^2$ . Em termos simples, durante um período de tempo específico e ao examinar  $n$  artigos, o número de cientistas que contribuem com quatro artigos seria cerca de  $1/16$  do número de cientistas que contribuem com um único artigo (Araújo, 2006).

Visando ampliar a investigação da temática, os resultados obtidos após aplicação dos critérios de inclusão, foram submetidos ao software VOSviewer na versão 1.6.8, usando a versão 9 do Java. Dentre outras ferramentas, o VOSviewer foi escolhido por tratar-se de uma ferramenta gratuita e de código aberto, aceitar a formatação das bases de dados utilizadas, e de outras principais como PubMed e Google Scholar. Nesse estudo, o software foi utilizado para mapear as tendências acadêmicas, a conexão entre os resultados e avaliar a produção acadêmica em torno do tema, cruzando os metadados obtidos nas duas plataformas em questão, baseando-se no conceito de cluster.

A análise das publicações por meio dos softwares VOSviewer e Rstudio permitiu uma aprofundada avaliação quantitativa das produções acadêmicas, detecção de tendências e de lacunas que requerem maior investigação acadêmica.

### **2.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO**

De acordo com a base de dados *Scopus*, foram difundidas 90 publicações entre os anos de 2013 a 2022, em que aplicaram a metodologia ACV em edifícios para relacionar as emissões de GEE e o uso de painéis fotovoltaicos, sendo: 53 artigos (58,8%), 27 artigos de conferência (30%) e 5 revisões (5,5%). Para livros, capítulos de livro, revisão em conferência, considerando uma breve pesquisa, foram detectados uma publicação de cada formato, sendo que cada uma delas corresponde a 1,1% do total de publicações encontradas. Em seguida, foram aplicados os critérios de inclusão resultando em 56 publicações, 51 artigos (91,07%) e 5 revisões (8,92%).

A busca na base de dados WOS resultou em 56 publicações, sendo 44 artigos (78,57%), 13 artigos de conferência (23,21%) e 4 revisões (7,14%). Após aplicação dos critérios de inclusão foram obtidas 33 publicações, 30 artigos (90,9%) e 3 revisões (9,1%).

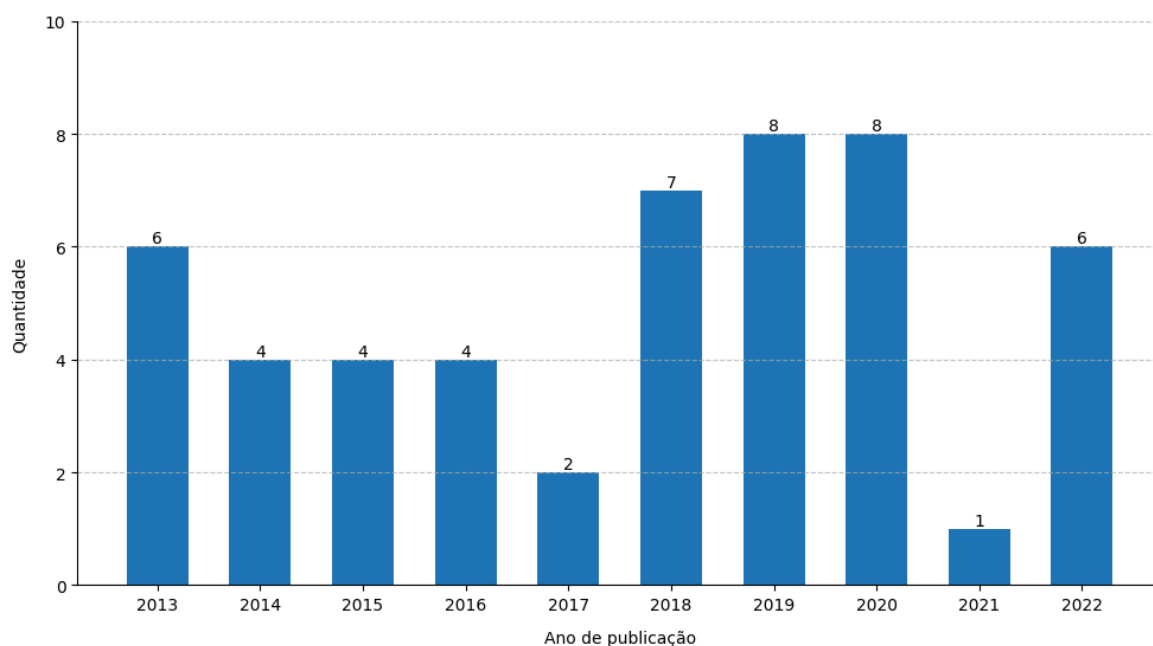
Entre as 90 publicações encontradas na base de dados *Scopus* e as 56 publicações obtidas na base de dados WOS, como apresentado por meio da Figura 2.1., o software Rstudio detectou 20 artigos duplicados.

Acompanhar o volume de publicações sobre um determinado tema ao longo dos anos permite identificar as tendências do objeto de estudo. Conforme ilustrado na Figura 2.2., observa-se que entre os anos de 2013 e 2014 houve uma redução no número de publicações, de 6 artigos para 4 artigos. Entre os anos de 2014 e 2016, houve uma estabilidade no número de publicações, mantendo a marca de 4 artigos publicados por ano e, em 2017, a temática atingiu o menor número de publicações. Entretanto, entre os anos de 2018 e 2020, as publicações alcançaram um recorde chegando a 9 artigos publicados em 2020.

O intervalo entre 2020 e 2021, registrou uma expressiva queda na quantidade de publicações, podendo ser justificada devido a brusca redução das atividades globais devido a pandemia da COVID-19. No entanto, no ano de 2022 o tema retornou ao crescimento de publicações, atingindo o número de 6 artigos publicados, estabelecendo que o interesse pelo tema apenas foi adiado.

Um dos possíveis catalisadores para esse ressurgimento do interesse no tema foi em função do fortalecimento do debate sobre as contribuições das atividades humanas para as mudanças climáticas, evidenciado durante o período da pandemia (IPCC, 2021). Isso aumentou a conscientização pública e suscitou interesse político e econômico em pesquisas e tecnologias que visam a mitigação das emissões de carbono.

Uma análise da linha de tendência do número de publicações ao longo dos anos revelou que, mesmo com a tendência de crescimento entre 2017 e 2020 nas pesquisas relacionadas ao tema, a linha de tendência, por si só, não pode assegurar de maneira definitiva o crescimento contínuo do tema nos anos subsequentes. É importante notar que essa tendência poderia ter alcançado um percentual mais elevado se não fosse considerado o período de queda devido à pandemia, entre 2020 e 2021. Portanto, isso sugere que outros fatores podem influenciar nessa dinâmica. No entanto, a retomada das publicações em 2022 representa a retomada no interesse e na produção acadêmica relacionada ao tema.



**Figura 2.1.** Quantitativo do número de artigos difundidos por ano encontrados sobre o tema uso da energia solar para redução de emissões de carbono associadas a edifício

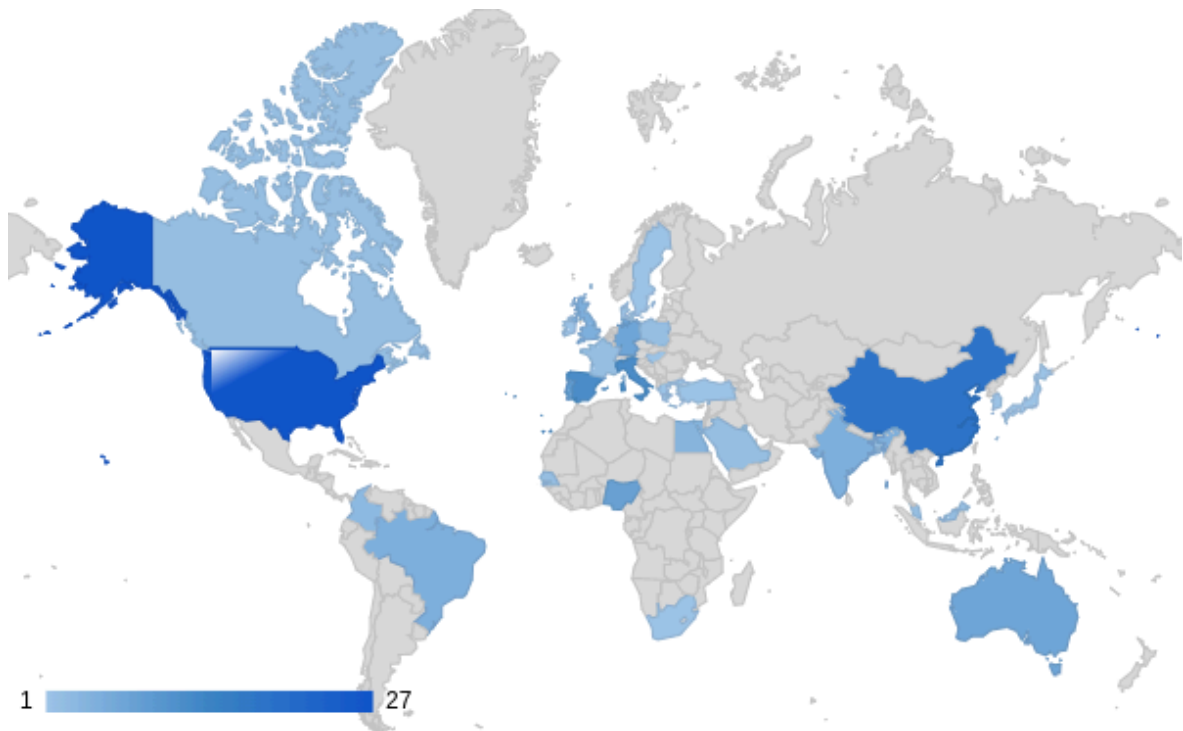
**Fonte:** Autoras (2023)

Os cinco países onde as publicações a respeito do uso de energia solar fotovoltaica para redução de emissões de carbono em edifícios têm sido notáveis, como ilustrado na Figura 2.2, são: Estados Unidos (27 publicações), China (18 publicações), Espanha (12 publicações), Itália (12 publicações) e Portugal (9 publicações). Essa análise enfatiza que esses países demonstram um investimento significativo em pesquisas científicas na área, o que reflete o compromisso com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), estabelecidos pela Organização das Nações Unidas.

Entretanto, outra observação relevante é que, os países que possuem maior participação no desenvolvimento de pesquisas são países localizados no hemisfério norte principalmente na Europa e América do Norte. Esse dado evidencia a necessidade de maior participação de países da América Latina, África e Oceania visto que, os países do hemisfério sul possuem uma elevada irradiância solar e grande potencial para geração de energia solar. O Brasil aparece na 9ª posição entre os países que mais produzem pesquisas sobre o tema com 5 publicações e em 10ª posição entre os países mais citados nos artigos analisados com 42 citações.



Além da necessidade de maior desenvolvimento de pesquisas nos países do hemisfério sul, a colaboração entre pesquisadores com essa região não foi expressiva, demonstrando a necessidade de maior colaboração global.



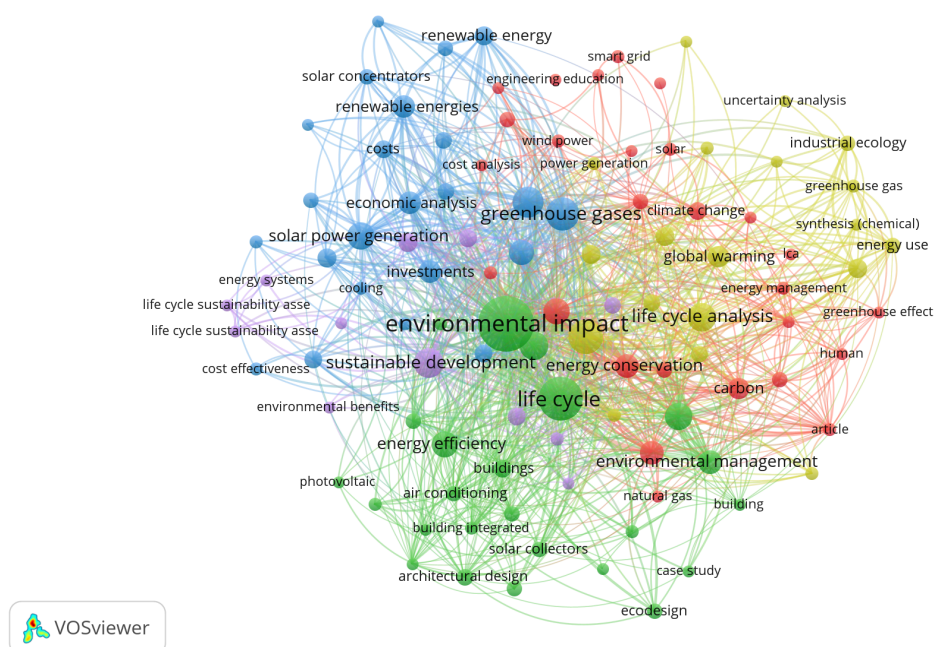
**Figura 2.2.** Mapa de número de artigos publicados por país

**Fonte:** Adaptado de Bibliometrix (2023)

A análise de co-ocorrência de palavras-chave é um instrumento de relevância para pesquisas no âmbito de sistemas solares fotovoltaicos e emissão de carbono, devido à sua capacidade de identificar tendências emergentes, áreas de pesquisa interdisciplinares, conceitos-chave, interconexões entre os dois campos, identificação de lacunas na literatura, apoio na revisão da literatura, além de fornecer orientação para futuras investigações acadêmicas e o planejamento de estudos relevantes.

Os mapas de co-ocorrência agrupam as palavras-chaves estreitamente relacionadas através de *clusters* identificados por cores. As publicações obtidas na base de dados *Scopus* estão divididas em cinco *clusters* como apresentado na Figura 2.3. Entre os membros do *cluster* destaca-se as seguintes palavras-chave: *cluster* vermelho “carbon footprint” com 14 ocorrências; *cluster* roxo “sustainable development” com 18 ocorrências; *cluster* azul “greenhouses gases” com 22 ocorrências; *cluster* amarelo “solar power” com 24

ocorrências; e o *cluster* verde “environmental impact” com 59 ocorrências tornando-se a palavra-chave de maior relevância. A palavra-chave “environmental impact” foi amplamente utilizada pelos autores para criar conexão entre os demais temas.



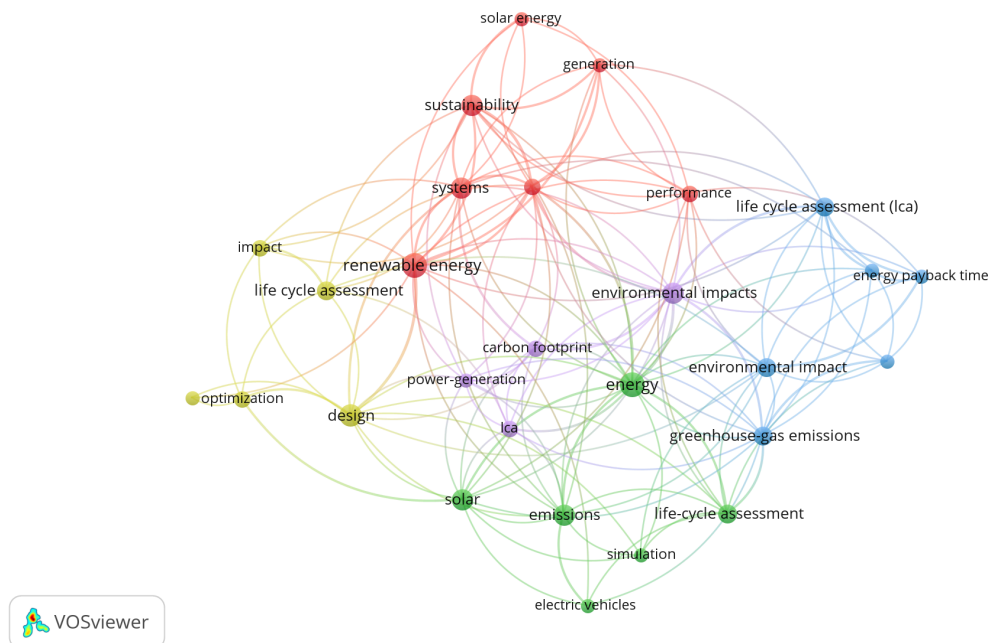
**Figura 2.3.** Mapa de visualização de co-ocorrência de palavras-chave na base de dados *Scopus*

**Fonte:** VOSviewer (2023).

As publicações obtidas na base de dados WOS demonstraram uma tendência diferente de palavras-chave das que foram identificadas na base de dados *Scopus*. Como apresentado na Figura 2.4, o mapa foi organizado em cinco *clusters*, as principais palavra-chave de cada grupo foram: *cluster* azul com 5 ocorrências cada “environmental impact”, “life cycle assessment (LCA)” e “greenhouse gas emissions”; *cluster* roxo “environmental impacts” com 6 ocorrências; *cluster* amarelo “design” com 7 ocorrências; *cluster* vermelho “renewable energy” com 8 ocorrências; e *cluster* verde “energy” com 8 ocorrências.

Assim, as publicações encontradas na WOS demonstraram uma tendência diferenciada da *Scopus*, sendo que nesta última a palavra-chave que mais se destacou foi “environmental impact” refletindo a propensão dos autores focarem mais em tópicos relacionados a impactos ambientais em uma base. Enquanto na WOS foram “renewable

energy” e “energy” revelando a tendência dos autores que publicam nesta base possuírem maior foco em abordar as aplicações de temas voltados à produção de energia.



**Figura 2.4.** Mapa de visualização de co-ocorrência de palavras-chave na base de dados *Web of Science (WoS)*

**Fonte:** VOSviewer (2023).

Aplicar a Lei de Zipf permitiu identificar as principais palavras-chave nas duas bases de dados, suas respectivas frequências de ocorrência e o percentual de crescimento de ocorrência entre 2013 e 2022, são elas: *environmental impact* (25) , *life cycle* (15), *life cycle analysis* (11), *greenhouse gases* (9), *energy conservation* (8), *gas emissions* (8), *solar energy* (8) e *carbon footprint* (7).

Ao avaliar o volume de ocorrências dessas palavras-chave entre os anos de 2013 e 2022 foi possível detectar uma tendência de crescimento relevante entre algumas delas, o que indica quais dessas palavras possuem maior tendência de crescimento futuro, são elas: *environmental impact* aumento de 162,5%, *greenhouse gases* com 133,3% e *gas emissions* também com 133,3% e *carbon* aumento de 250%.

Os critérios da Lei de Bradford foram aplicados, resultando na identificação dos seguintes dados: revistas, frequência, frequência acumulada e zona. A classificação de revistas por meio de ranking implica na organização das mesmas de acordo com o número

significativo de publicações relacionadas ao tema em consideração. A frequência acumulada, por sua vez, representa a soma cumulativa das frequências de publicação de todas as revistas até um ponto específico na classificação. Com base na ordenação decrescente das revistas, estas podem ser divididas em três categorias, cada uma compreendendo um terço do total de publicações. A primeira categoria engloba um número limitado de revistas altamente produtivas. A segunda categoria inclui um maior número de revistas, mas com uma produtividade inferior. Por fim, a terceira categoria abrange um número ainda maior de revistas, embora cada uma delas seja caracterizada por uma produtividade ainda menor (Araújo, 2006).

As revistas que apresentaram um menor índice de publicações foram classificadas, conforme a metodologia de Bradford, na periferia, especificamente nas denominadas 'Zona 2' e 'Zona 3'. A 'Zona 3' inclui um total de 22 revistas que demonstraram uma produtividade ainda mais reduzida em comparação com as revistas da 'Zona 2'. Por sua vez, a 'Zona 2' é composta por 18 revistas que exibiram um nível de produtividade inferior às revistas da 'Zona 1'.

De acordo com Bradford, as revistas listadas na Tabela 2.1. formam o 'núcleo'. Em outras palavras, as 6 revistas que compõem a 'Zona 1' foram consideradas altamente produtivas e influentes no campo temático. A revista *Alexandria Engineering Journal* ocupou o sexto lugar, com uma frequência de 2 publicações, enquanto a revista *Journal of Industrial Ecology* conquistou o primeiro lugar, sendo a mais produtiva, com uma frequência de 6 publicações.

**Tabela 2.1.** Ranking de fontes mais relevantes a respeito da Energia Solar para redução de emissões de carbono associadas a edifícios de acordo com a Lei de Bradford

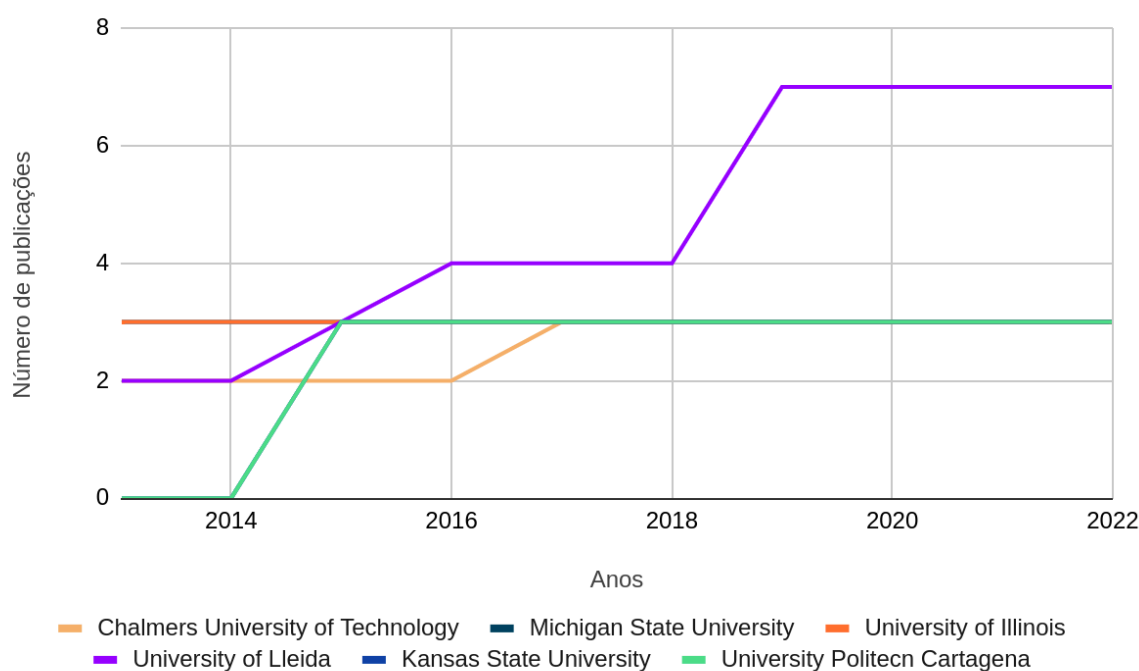
Revista	Ranking	Frequência	cumFreq	Zona
Journal of Industrial Ecology	1	6	6	Zona 1
Applied Energy	2	5	11	Zona 1
Energies	3	5	16	Zona 1
Energy Reports	4	3	19	Zona 1
Renewable and Sustainable Energy Reviews	5	3	22	Zona 1
Alexandria Engineering Journal	6	2	24	Zona 1

**Fonte:** Adaptado de Bibliometrix (2023)

A identificação das principais universidades e centros de pesquisa é uma abordagem crucial para determinar o grau de comprometimento e envolvimento dessas instituições na condução de pesquisas relacionadas ao tema. As afiliações incluem instituições de diferentes partes do mundo como Espanha, Estados Unidos e Suécia, o que ressalta a natureza global da pesquisa e a colaboração internacional.

Como apresentado na Figura 2.5, a *Chalmers University of Technology* localizada em Gothenburg, Suécia, foi a sexta afiliação de maior volume de publicações. Onde entre 2017 e 2022 publicou três artigos ao ano dentro do tema. A *Universidad Politécnica de Cartagena* na Espanha ocupou a quinta colocação no ranking entre as principais afiliações devido a sua permanente contribuição desde 2015 com 3 publicações para o tema, número que persiste em 2015 e 2022, enfatizando o interesse da universidade pela temática. As afiliações University Illinois e Michigan State University, ambas nos Estados Unidos, entraram no ranking dada sua consistente colaboração com 3 três publicações anuais entre 2013 e 2022. A universidade que apresentou a maior contribuição com o tema ao longo dos últimos anos foi a Universidad de Lleida na Espanha que, desde 2013 apresenta publicações acerca do tema com uma evolução de 2 artigos publicados no ano de 2013 para 7 artigos publicados anualmente entre o ano de 2019 e 2022, o que denota o grau de engajamento dentro da temática.

A participação de afiliações de diversos países como Estados Unidos, Espanha e Suécia reforça o interesse internacional pelo desenvolvimento científico e tecnológico a respeito do tema e também corrobora com a necessidade de maior participação de afiliações de países da América Latina, África e Oceania com afiliações da América do Norte e Europa.



**Figura 2.5.** Principais afiliações dos artigos publicados

**Fonte:** Autoras (2023)

Na Tabela 2.2. foram apresentados os resultados da aplicação da Lei de Lotka que mapeia e identifica o número de autores que publicaram um determinado volume de artigos. Através da aplicação da Lei do Inverso do Quadrado, foi possível calcular a frequência de publicações. Com base nos dados de frequência obtidos, observamos que 220 autores, correspondendo a 93,61% do total, publicaram apenas um artigo no contexto do tema em questão. Seguindo a mesma linha de raciocínio, 13 autores (5,53%) publicaram dois artigos, 1 autor (0,42%) publicou quatro artigos, e 1 autor (0,42%) publicou cinco artigos. Como resultado da aplicação da Lei de Lotka, conseguimos identificar os autores altamente produtivos em termos de volume de artigos publicados sobre o tema.

**Tabela 2.2.** Identificação de produtividade dos autores de acordo com a lei de Lotka

Artigos escritos	Número de autores	Proporção do autor
1	220	0,9361702128
2	13	0,05531914894
4	1	0,004255319149
5	1	0,004255319149

**Fonte:** Adapted from Bibliometrix (2023)

Entre os autores mais produtivos, foram identificados dois autores com grande destaque, são eles: Lamnatou, C., da University of Lleida, na Espanha, com quatro publicações; e Chemesiana, D., também da University of Lleida, na Espanha, com cinco publicações. A presença dos autores da University of Lleida como os de maior produtividade reforça a importância dessa afiliação. Além disso, a existência de publicações no mesmo tema em colaboração entre os autores fortalece a relevância e o impacto do trabalho realizado por eles na área de pesquisa.

Além de destacar os principais autores, para determinar os artigos que encontraram maior relevância e difusão no meio científico são analisadas o volume de citações conforme apresentado na Tabela 2.3. O artigo *Design and assessment of solar PV plant for girls hostel (GARGI) of MNIT University, Jaipur city: A case study* foi o quinto artigo com maior volume de publicação no período analisado apresentando um total de 49 citações. Esse artigo analisa a viabilidade financeira de uma usina de energia solar fotovoltaica para um alojamento estudantil da Universidade MNIT em Jaipur. De acordo com Khatri, R. (2016) os resultados indicaram que, embora a energia solar seja uma fonte abundante, os preços de mercado em tempo real podem afetar significativamente a viabilidade financeira do projeto e seu potencial de economia de energia. Além disso, a vida útil da usina, a taxa de desconto, a inflação e os custos crescentes de energia devem ser cuidadosamente considerados para uma análise completa. Esse estudo contribuiu para identificar lacunas nas políticas e estratégias de energia, fornecendo informações úteis para países ou estados que buscam reduzir suas emissões de gases de efeito estufa e tornar a tecnologia de energia solar mais atrativa e financeiramente viável.

O artigo *Assessment of technical and economic feasibility for a hybrid PV-wind-diesel-battery energy system in a remote community of north central Nigéria* recebeu um total de 62 citações ocupando a quarta posição do ranking. O artigo propôs um sistema híbrido de energias renováveis (RES) para fornecer eletricidade à vila de Giri, na Nigéria, combinando aerogerador, painéis fotovoltaicos, bateria e gerador a diesel. Por meio de modelagem e simulação com o *software* HOMER, os autores identificaram quatro configurações ótimas, sendo o sistema PV/diesel/bateria o mais eficiente em termos de Custo Nivelado de Energia (LCOE) e Custo da Eletricidade (COE). Os autores também apontaram que a configuração PV/bateria, apesar de não emitir emissões, apresentou

valores elevados para o COE e NPC devido aos custos das baterias e dos painéis fotovoltaicos. Além disso, observaram que a radiação solar e o preço do diesel exercem um impacto significativo na viabilidade econômica do sistema. Custos mais baixos de diesel e maior radiação solar resultam em NPC e COE mais baixos (Kim, H. C.; Fthenakis, V., 2013). Este estudo contribui ao oferecer uma análise tecnoeconômica que pode ser adotada em outras áreas em desenvolvimento ou em locais onde a população rural não possua acesso à eletricidade da rede, apresentando um modelo eficiente para adoção de fontes de energia renovável e mitigação dos impactos ambientais.

A terceira publicação a apresentar maior volume de citações foi *Life Cycle Energy and Climate Change Implications of Nanotechnologies* com 72 citações. Esse artigo revisou 22 estudos de Análise de Ciclo de Vida (ACV) sobre nanotecnologias, abordando energia e emissões de gases de efeito estufa. Conforme Kim, H. C. e Fthenakis, V. (2013) aponta que foram observadas variações significativas nos estudos devido a parâmetros inconsistentes e à falta de dados confiáveis, atribuído ao estágio imaturo de muitas nanotecnologias. Apesar das altas demandas energéticas na produção de materiais nanoestruturados, essas demandas são frequentemente diluídas ao longo do ciclo de vida, resultando em benefícios líquidos de eficiência, destacando a necessidade de mais estudos de LCA para confirmar essas descobertas devido a incertezas e cenários hipotéticos frequentes nos estudos analisados.

A segunda publicação a receber maior número de citações foi *Life Cycle Assessment of a Building Integrated Concentrated Photovoltaic Scheme* com 82 citações. Esse artigo apresenta uma ACV de um esquema Edifício Fotovoltaico Concentrado Integrado Building Integrated Concentrated Photovoltaic (BICPV) na Universidade de Lleida, Espanha, com foco na fase de montagem e seu impacto ambiental. De acordo com Karim M.; Chemisana, D.; Rosell, J. (2013) os resultados apresentados indicam que a tecnologia Concentrated Photovoltaic (CPV) tem um impacto ambiental significativamente baixo em comparação com o sistema PV, representando apenas 10% do impacto total no esquema BICPV. Além disso, a substituição do BICPV pelo BIPV aumenta o impacto ambiental em cerca de 13,5 vezes, com o sistema PV sendo 2,35 vezes mais impactante que o sistema CPV, sendo esse impacto causado principalmente pelos tubos de resfriamento e os refletores. Assim, os autores destacam a importância da escolha entre tecnologias BICPV e BIPV com base em considerações ambientais e destaca áreas para melhorias na eficiência e escolha de materiais.



A publicação com o maior volume de citações foi *Renewable energy technologies for sustainable development of energy efficient building* com 166 citações. O artigo enuncia que há várias maneiras de reduzir o uso de energia convencional de combustíveis fósseis para atender às necessidades energéticas de um edifício. Conforme Arvind, C. e Kaushik, G. (2018) essa redução pode ocorrer através de estratégias de conservação de energia, como o uso de design passivo solar e materiais de construção com baixa energia incorporada por meio da promoção de tecnologias de energia renovável para atender às necessidades energéticas dos edifícios, visando edifícios de emissão zero de carbono. Os autores também destacam a importância da meta da União Europeia de atender a 12% do consumo total de energia a partir de fontes renováveis, aumentando assim a participação de fontes renováveis na matriz energética e reforçando a necessidade de políticas globais para integração de sistemas de energia renovável em edifícios.

**Tabela 2.3.** Artigos publicados entre 2013 e 2022 com maior volume de citações.

Artigos	Total de citações	TC por ano	Referência
Renewable energy technologies for sustainable development of energy efficient building	166	27,66	Arvind, C.; Kaushik, G. (2018)
Life Cycle Assessment of a Building Integrated Concentrated Photovoltaic scheme	82	7,45	Karim M.; Chemisana, D.; Rosell, J. (2013)
Life Cycle Energy and Climate Change Implications of Nanotechnologies	72	6,54	Kim, H. C.; Fthenakis, V. (2013)
Assessment of technical and economic feasibility for a hybrid PV-wind-diesel-battery energy system in a remote community of north central Nigeria	62	12,4	Sani S. <i>et al.</i> (2019)
Design and assessment of solar PV plant for girls hostel (GARGI) of MNIT University, Jaipur city: A case study	49	6,12	Khatrri, R. (2016)

**Fonte:** Autoras (2023)

Desta maneira, tomando como base o conjunto de descobertas obtidas nesse trabalho, diz-se que apesar das buscas usando palavras-chaves específicas diretamente

relacionadas ao tema explorado, que refletem o interesse na área, por outro lado, infere-se também que até o presente momento, o número de publicações ainda é baixo, quando considerado o grau de importância englobado no campo particular da energia solar fotovoltaica para reduzir as emissões associadas a edifícios públicos. Assim, configura-se este trabalho como uma contribuição na cobertura dessa lacuna da pesquisa, a qual necessita ser mais preenchida, especialmente no caso do Brasil, onde não foi identificado em nenhum dos campos considerados, como exemplo a presença de autores, filiações e revistas.

## 2.4. CONCLUSÕES

O presente trabalho realizou uma revisão bibliométrica sobre o uso da energia solar fotovoltaica com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas a edifícios públicos. Foram utilizadas as bases de dados *Scopus* e *Web of Science*, ambas amplamente reconhecidas no meio acadêmico. Para a seleção dos dados, foram considerados artigos e revisões publicados entre 2013 e 2022, escritos em inglês e em estágio final de publicação.

A análise quantitativa dos dados foi conduzida utilizando os softwares VOSviewer e Rstudio, com o auxílio dos pacotes Bibliometrix e Biblioshiny. Uma análise do número de publicações ao longo dos últimos anos revelou uma tendência de crescimento no interesse pelo tema. Países como China, Estados Unidos, Itália, Espanha e Portugal se destacaram como os principais contribuintes para o desenvolvimento desse campo de estudo. Isso reforça o compromisso desses países, que são signatários da Agenda 2030, em promover o avanço científico e a inovação para alcançar os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas (ONU).

A investigação também identificou que, de acordo com a Lei de Zipf, as palavras-chave mais frequentes associadas ao tema incluem "impacto ambiental", "análise de ciclo de vida", "gases de efeito estufa" e "conservação de energia". Isso sugere que os artigos que aplicam a metodologia de ACV frequentemente estão relacionados a estudos de impacto ambiental. Além disso, a aplicação da Lei de Bradford identificou seis periódicos científicos como o "núcleo" do tema, com destaque para o *Journal of Industrial Ecology* e *Applied Energy*. Para uma avaliação mais abrangente da disseminação do tema, também foram identificados os autores mais influentes e as publicações com o maior número de

citações.

Essa análise contribuiu para destacar o crescente interesse dos países em ampliar os estudos sobre o uso da energia solar como uma ferramenta para promover o uso de energias renováveis, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e contribuir para a descarbonização da matriz elétrica.

O presente estudo também ressaltou a necessidade de maior desenvolvimento de pesquisa e colaboração dos países da América do Norte e Europa com países como o Brasil e demais países da América Latina e da África, que possuem condições favoráveis de irradiação solar para a geração de energia solar fotovoltaica.

## **2.5. REFERÊNCIAS**

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Gestão Ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Princípios e estrutura: NBR ISO 14040, Rio de Janeiro: ABNT, 2009 - Versão corrigida 2014a.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida - Requisitos e orientações: NBR ISO 14044, Rio de Janeiro: ABNT, 2009 – versão corrigida 2014b.

ARAÚJO, C. A. Bibliometria: evolução histórica e questões atuais. Em Questão, v. 12, n. 1, p. 11-32, 2006. Disponível em: <<https://seer.ufrgs.br/EmQuestao/article/view/16/5>>.

Arvind, C.; Kaushik, G., Renewable energy technologies for sustainable development of energy efficient building, Alexandria Engineering Journal, v. 57, n. 2, p. 655–669, 2018.

Carvalho, M., Serra, L. M.; Lozano, M. A. Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. Energy, v. 36, n. 6, p. 3779-3790, 2011. Council Directive 93/76/EEC, to limit carbon dioxide emissions by improving energy efficiency (SAVE). Official Diary 22.09.1993; L237:0028e30

Cobo, M. J. An approach for detecting, quantifying, and visualizing the evolution of a research field: A practical application to the Fuzzy Sets Theory field. Journal of Informetrics, v.5, n.1, p.146-166, 2011.

Guedes, V. L.; Borschiver, S. Bibliometria: uma ferramenta estatística para a gestão da informação e do conhecimento, em sistemas de informação, de comunicação e de avaliação científica e tecnológica. In: ENCONTRO NACIONAL DE CIÊNCIAS DA INFORMAÇÃO, 6., 2005, Salvador. Anais... Bahia: UFBA, 2005.

IPCC. Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Choice Reviews Online, v. 49, n. 11, p. 630949-6309, 2011.

IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.

ISO 14040. Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework. International Organization for Standardization (ISO), Geneva, 2006.

ISO 14044. Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. International Organization for Standardization (ISO), Geneva, 2006.

Jones, M.W., Peters, G.P., Gasser, T. et al. National contributions to climate change due to historical emissions of carbon dioxide, methane, and nitrous oxide since 1850. Sci Data 10, 155 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41597-023-02041-1>

Karim M.; Chemisana, D.; Rosell, J. Life Cycle Assessment of a Building Integrated Concentrated Photovoltaic scheme. Applied Energy, v. 111, p. 505–514, 2013.

Kim, H. C. ; Fthenakis, V.. Life Cycle Energy and Climate Change Implications of Nanotechnologies. Journal of Industrial Ecology, v. 17, n. 4, p. 528–541, 2013.

Khatri, R., Design and assessment of solar PV plant for girls hostel (GARGI) of MNIT University, Jaipur city: A case study, Energy Reports, v. 2, p. 89–98, 2016.

Nwodo, M.N.; Anumba, C.J. Exergetic Life Cycle Assessment: A Review. Energies 2020, 13, 2684.

Pereira, M.T.R.M.; Carvalho, M.; Mady, C.E.K. Addressing Energy Demand and Climate Change through the Second Law of Thermodynamics and LCA towards a Rational Use of Energy in Brazilian Households. Entropy 2022, 24, 1524.

Petticrew, M.; Roberts, H. Systematic reviews in the social sciences: A practical guide. Oxford: John Wiley & Sons, 2008.

Sani S. et al., Assessment of technical and economic feasibility for a hybrid PV-wind-diesel-battery energy system in a remote community of north central Nigeria, Alexandria Engineering Journal, v. 58, n. 4, p. 1103–1118, 2019.

Waddington, H. et al. How to do a good systematic review of effects in international development: a tool kit. Journal of development effectiveness, v. 4, n. 3, p. 359–387, 2012.

Wang, Q.; Waltman, L. Large-scale analysis of the accuracy of the journal classification systems of Web of Science and Scopus. Journal of Informetrics, v. 10, n. 2, p. 347-364, 2016.

## CAPÍTULO 3

### TEMPO DE RETORNO DE GASES DO EFEITO ESTUFA DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM UM PRÉDIO UNIVERSITÁRIO

Ana Paula Freire de Araújo<sup>1</sup>, João Marcelo Fernandes Gualberto de Galiza<sup>2</sup>,  
Raphael Abrahão<sup>3</sup> e Monica Carvalho<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal de João Pessoa, João Pessoa, Brasil.

<sup>2</sup>Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de João Pessoa, João Pessoa, Brasil.

<sup>3</sup>Departamento de Engenharia de Energias Renováveis, Universidade Federal de João Pessoa, João Pessoa, Brasil.

#### RESUMO

Este estudo avalia a pegada de carbono de um sistema fotovoltaico solar instalado em um edifício universitário em João Pessoa, no Nordeste do Brasil. A geração de eletricidade é calculada a partir de dados climáticos históricos e parâmetros técnicos, e as emissões de gases de efeito estufa são avaliadas utilizando a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). O objetivo do estudo é determinar o tempo de retorno das emissões de gases de efeito estufa do sistema fotovoltaico, ou seja, o tempo necessário para que o sistema compense as suas emissões incorporadas. O sistema é composto por painéis semitransparentes e uma estrutura de suporte significativa feita de aço e concreto, instalada no telhado do edifício. O sistema fotovoltaico produz aproximadamente 2.430.970 kWh ao longo de 25 anos, emitindo um total de 182.927 kg de CO<sub>2</sub>-eq, o que equivale a um fator de emissão de 0,0773 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Esses resultados indicam um retorno ambiental de 13 anos e 8 dias. Embora o fator de emissão do sistema solar seja inferior ao da matriz elétrica brasileira (0,140 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh), os resultados destacam a necessidade de atualizar alguns parâmetros do sistema fotovoltaico e considerar a possibilidade de reutilização de alguns dos materiais que atualmente estão sendo descartados em aterros sanitários.

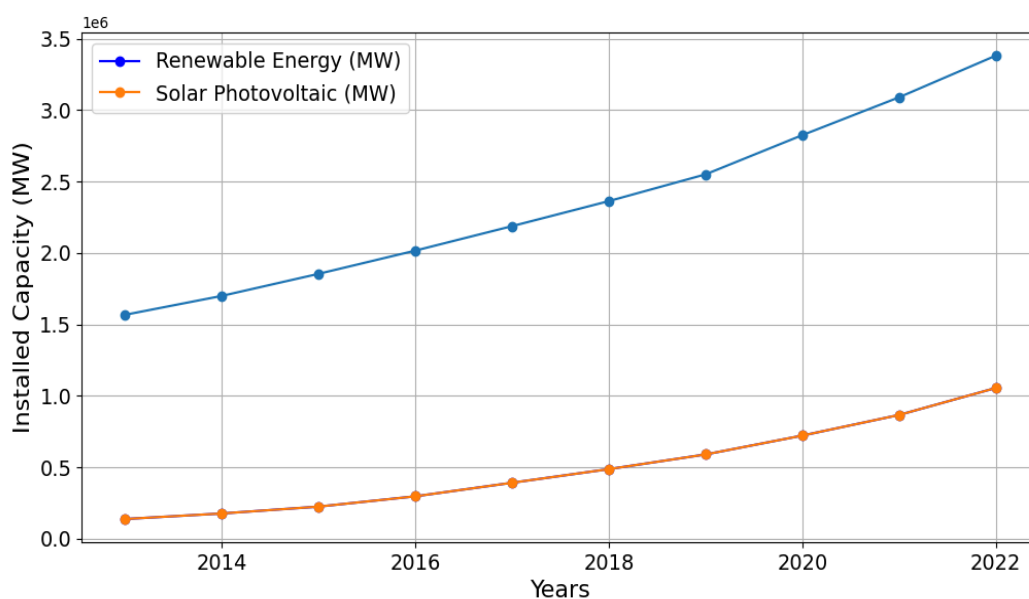
**Palavras-chave:** Retorno de carbono; Avaliação do Ciclo de Vida; Pegada de carbono; Emissões de carbono; Emissões de GEE; Energia solar; Edifícios públicos.

#### 3.1. INTRODUÇÃO

As adições globais anuais de capacidade de energia renovável aumentaram em quase 50% em 2023 em comparação com 2022, apresentando a taxa de crescimento mais rápida em vinte anos e alcançando 510 GW em 2023 (IEA, 2024). As fontes de energia renovável têm se expandido em vários países, especialmente após a pandemia de COVID-19 (Cavalcanti; Barbosa; Carvalho, 2024), com o benefício ambiental adicional de

sua capacidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas ao setor de geração de energia (IPCC, 2021). Como o consumo de energia dos edifícios representou 55% do consumo de eletricidade e 40% das emissões globais de carbono em 2021 (Maghrabie et al., 2021), diversos esquemas energéticos podem ser implementados para reduzir o consumo de energia e as emissões associadas no setor da construção.

As políticas globais têm se direcionado para a promoção da descarbonização, buscando diminuir o uso de combustíveis fósseis e adotar fontes de energia renovável em seu lugar (Kiehbardroudezhad et al., 2023). Embora as emissões de GEE variem significativamente entre os estudos de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), as emissões associadas aos sistemas fotovoltaicos (FV) solares são muito menores do que aquelas dos combustíveis fósseis (Zhu et al., 2024; Malode; Prakash; Mohanta, 2023) – destacando o potencial da energia solar fotovoltaica para reduzir as emissões de GEE. A geração de energia por fontes renováveis, especialmente a solar fotovoltaica, aumentou nos últimos anos (Figura 3.1), possivelmente devido ao seu potencial de redução de emissões de GEE e aos custos mais baixos (IEA, 2024).



**Figura 3.1.** Tendência global de geração de energia a partir de fontes renováveis e de energia solar fotovoltaica.

**Fonte:** IEA (2024)

Em relação às emissões de GEE associadas à eletricidade solar fotovoltaica (FV) e à eólica, geralmente essas emissões são muito baixas durante as fases operacionais (Schultz e Carvalho, 2022; Fonseca e Carvalho, 2022). Quando se considera todo o ciclo de vida, desde a extração das matérias-primas até a disposição final, a maioria das emissões de GEE ocorre durante as etapas de fabricação (Cellura et al., 2024). Schultz e Carvalho (2022) quantificaram as emissões de GEE para um sistema solar FV mono-Si de 16,4 MW e verificaram que a fase de fabricação foi responsável por 97,9% das emissões totais, das quais 89,47% correspondiam aos painéis fotovoltaicos. As emissões durante as

fases de operação e manutenção corresponderam a 2,1% das emissões totais, e as emissões durante o transporte representaram 0,26%. Ao considerar a produção de eletricidade do sistema FV, o fator de emissão foi de 0,044 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh, significativamente inferior ao da matriz elétrica brasileira na época, que era de 0,227 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh (Schultz e Carvalho, 2022). Pinto et al. (2020) obtiveram 0,068 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh para uma usina FV de 3 MWp instalada no Sudeste do Brasil (estado de Minas Gerais). Yue et al. (2014) obtiveram 0,0373, 0,0318 e 0,0285 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh para tecnologias mono-Si, multi-Si e ribbon-Si europeias, respectivamente, quando os painéis foram instalados nos EUA. Quando se consideraram painéis FV fabricados na China, os fatores de emissão quase dobraram: 0,0722, 0,0692 e 0,0543 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Na Índia, os fatores médios de emissão variam entre 0,050 e 0,075 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh (Krishna et al., 2020). No entanto, o consumo de energia e as emissões de GEE de sistemas de energia renovável são muito específicos do local estudado, dos equipamentos instalados e até mesmo da vulnerabilidade do local às mudanças climáticas.

Além do fator de emissão, há uma ampla gama de indicadores de desempenho relatados na literatura científica (Rahman et al., 2017). Indo além da simples quantificação das emissões de GEE e dos fatores de emissão associados, o retorno de GEE (também chamado de retorno de carbono) mede o tempo necessário para que as emissões evitadas por um sistema compensem as emissões incorporadas ao longo de seu ciclo de vida, em comparação com o fator de emissão local da eletricidade. O retorno de GEE pode ser utilizado para avaliar os méritos de uma instalação energética (Pinto et al., 2020), descrevendo adequadamente o valor da eletricidade renovável em termos de sustentabilidade.

O objetivo deste estudo é calcular o retorno de GEE de um sistema solar FV instalado no telhado de um prédio universitário localizado em João Pessoa, no Nordeste do Brasil. Para isso, a eletricidade gerada ao longo de sua vida útil (25 anos) é calculada a partir de dados climáticos e especificações técnicas dos equipamentos, e as emissões de GEE são quantificadas por meio da aplicação da metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). Este estudo é inovador por ser o primeiro a estimar o retorno de gases de efeito estufa para um prédio universitário em João Pessoa, no Nordeste brasileiro. Para tal, a produção de eletricidade é calculada e os dados ambientais são obtidos por meio de uma ACV, enfatizando a necessidade de considerar variações no fator de emissão nas avaliações de retorno ambiental. Este estudo destaca que mesmo sistemas de energia renovável exigem ajustes para que seus benefícios ambientais se concretizem dentro de um prazo razoável, inferior à sua vida útil. Essas medidas são cruciais para garantir a sustentabilidade e otimizar os benefícios ambientais, ao mesmo tempo em que se minimizam os impactos ao longo do ciclo de vida.



## 3.2. MATERIAIS E MÉTODOS

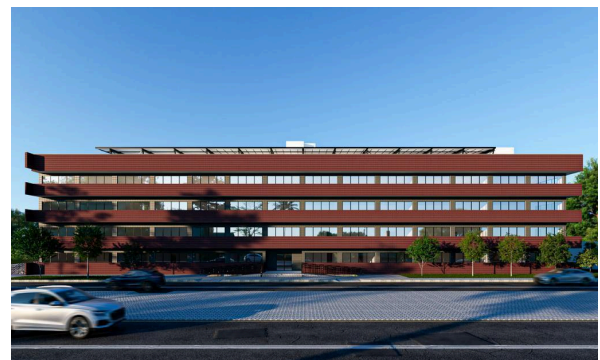
### 3.2.1. Sistema Solar Fotovoltaico

O estudo de caso concentrou-se em um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede, situado em João Pessoa (coordenadas geográficas -7,14 S, -34,85 O), no Nordeste do Brasil, e projetado para o prédio do Centro de Energias Alternativas e Renováveis da Universidade Federal da Paraíba (Figura 3.2). O projeto original foi desenvolvido utilizando os parâmetros da Tabela 3.1 no software PVsyst V7.2.11 (PVsyst, 2024). Embora a construção do edifício tenha começado em 2011 e o sistema de energia tenha sido projetado em 2013, devido a restrições financeiras e mudanças governamentais, as obras foram interrompidas diversas vezes ao longo dos anos e retomadas em 2023.

Os painéis fotovoltaicos utilizam tecnologia de células monocristalinas e apresentam 14,9% de eficiência. Outras especificações estão disponíveis nas Tabelas 3.1A e 3.2A do Apêndice. Esses painéis são formados por duas camadas de vidro temperado com as células fotovoltaicas encapsuladas entre elas. As especificações do sistema fotovoltaico estão apresentadas na Tabela 3.2.



(a)



(b)

Figure 3.2. (a) (b) Edifício do Centro de Energias Alternativas e Renováveis da Universidade Federal da Paraíba.

**Tabela 3.1.** Parâmetros usados para dimensionar o sistema solar fotovoltaico com o *software* PVSyst.

Mês	Irradiação Global (kWh/m²/mês)	Temperatura (°C)	índice de performance (PR)
Janeiro	188.2	26.74	0.764
Fevereiro	161.8	26.89	0.772
Março	183.7	27.09	0.758
Abril	155.5	26.21	0.770
Maio	143.8	25.97	0.782
Junho	126.3	24.55	0.795
Julho	130.5	24.23	0.795
Agosto	155.5	24.21	0.789
Setembro	164.9	24.57	0.775
Outubro	184.6	25.84	0.775
Novembro	198.0	26.28	0.768
Dezembro	194.1	26.84	0.766
Anual	1986.9	25.78 (média)	0.775 (média)

**Tabela 3.2.** Especificações do sistema fotovoltaico

Modelo de módulo fotovoltaico	243 Wp VidurGlass VS27 C60 P243
Número de módulos ( $N_{PVP_{final}}$ )	276
Área total dos módulos fotovoltaicos	450 m²
Modelo de Inversor	SMA Sunny Tripower 12000TL-20
Número de inversores ( $N_{inv}$ )	4

**3.2.2. Produção de eletricidade**

A produção de eletricidade dos sistemas fotovoltaicos (FV) é afetada pela radiação solar incidente, pela orientação dos painéis, pelo ângulo de inclinação e pela tecnologia FV utilizada, entre outros fatores (Kahl, Dujardin & Lehning, 2019). Além disso, o sombreamento é uma consideração crucial (Zsiborács, 2021). No entanto, este sistema está localizado no telhado de um prédio e, portanto, o sombreamento não será considerado.

A eletricidade produzida anualmente ( $E_{anual1}$ ) para o primeiro ano é calculada por meio da equação 3.1. (Zhu *et al.*, 2024):

$$E_{anual1} = A * r * H * PR \tag{3.1}$$

Onde A refere-se à área total do sistema (m<sup>2</sup>), r é a eficiência do painel solar (%), H é a radiação solar média anual (kWh/m<sup>2</sup>) e PR é a razão de desempenho (*performance ratio*). Onde A = 450 m<sup>2</sup>, r = 14.9%, H = 1987 kWh/m<sup>2</sup>, e PR = 0.775.

Segundo Jordan & Kurtz (2013), os painéis solares sofrem degradação ao longo do tempo, o que afeta diretamente a produção de energia. Essa degradação costuma ser maior nos primeiros anos, mas se estabiliza depois. No caso de painéis de silício monocristalino, a taxa média anual de degradação (R<sub>degradação</sub>) ao longo de 25 anos é de R<sub>degradação</sub> = 0,5% ao ano. O cálculo da energia produzida pelo sistema seguiu a Equação 3.2.

$$\begin{aligned}
 E_{\text{anual}(2)} &= E_{\text{anual}} * (1 - R_{\text{degradação}}) \\
 E_{\text{anual}(3)} &= E_{\text{anual}(2)} * (1 - R_{\text{degradação}}) \\
 &\vdots \\
 &\vdots \\
 E_{\text{anual}(25)} &= E_{\text{anual}(24)} * (1 - R_{\text{degradação}})
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

A eletricidade total produzida pelo sistema fotovoltaico solar (E<sub>TOTAL25</sub>) é a soma da produção anual ao longo de 25 anos.

### 3.2.3. Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)

A ACV é uma metodologia para avaliar os aspectos ambientais e os impactos potenciais associados a um produto ou serviço, sendo uma das abordagens mais adequadas para alcançar metas de sustentabilidade, especialmente em sistemas energéticos (Volkart *et al.*, 2018). Essa metodologia é bem consolidada e foi padronizada pela *International Organization for Standardization* (ISO) nas normas ISO 14040 (2006) e ISO 14044 (2006).

A aplicação dessa metodologia compreende basicamente quatro etapas (ISO 14040, 2006; ISO 14044, 2006): definição de objetivo e escopo; análise de inventário; avaliação de impactos; e interpretação dos resultados.

Na primeira fase, de definição de objetivo e escopo, o estudo de ACV é delineado da forma mais clara possível, incluindo a unidade funcional (à qual todos os fluxos de energia e massa são referenciados). A segunda fase envolve a coleta de dados e procedimentos de cálculo para quantificar as entradas e saídas relevantes do objeto de estudo. A terceira fase aplica um método de avaliação ambiental para traduzir os dados do inventário em indicadores ambientais desejados. Por fim, a interpretação dos resultados permite tirar conclusões, identificar pontos críticos ("hotspots") e comunicar essas informações aos tomadores de decisão.

A ACV foi desenvolvida utilizando o software *SimaPro* (2024) e a base de dados *Ecoinvent* (2023). O método de avaliação ambiental selecionado foi o IPCC 2021 GWP 100y (IPCC, 2021), que agrupa as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em termos de CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2</sub>-eq) em um horizonte de tempo de 100 anos.

A unidade funcional deste estudo, à qual todas as entradas e saídas estão relacionadas, é o sistema fotovoltaico (FV) com vida útil de 25 anos. A Tabela 3.3 mostra a composição material principal do sistema FV.

**Tabela 3.3.** Composição material principal do sistema fotovoltaico estudado

Descrição	Composição dos materiais	Transporte
276 módulos solares, 243 Wp (450 m <sup>2</sup> ) (tempo de vida 25 anos)	Vidro solar com baixo teor de ferro (16.330 kg), células fotovoltaicas de silício monocristalino (396 m <sup>2</sup> ), filme de polifluoreto de vinila - PVF (51,83 kg), cobre (31,10 kg), filme de polifluoreto de vinila (30,5 kg).	Do Porto de Barcelona ao Porto de Suape: por via marítima em um navio porta-contêineres por 7.000 km.  Do Porto de Suape ao local de instalação em João Pessoa: por via terrestre em um caminhão de 16 toneladas por 120 km.
10 inversores (18000 Wp) (tempo de vida 10 anos)	Aço (baixa liga) 152,5 kg, Alumínio (liga) 35 kg, Poliestireno 9,30 kg, Cobre 145 kg	De Niestetal até o Porto de Hamburgo: por rodovia em um caminhão de 16 toneladas por 290 km.  Do Porto de Hamburgo até o Porto de Suape: por via marítima em um navio porta-contêineres por 8.400 km.  Do Porto de Suape até o local de instalação em João Pessoa: por rodovia em um caminhão de 16 toneladas por 120 km.
Estrutura de sustentação (tempo de vida 25 anos)	Blocos de concreto 3284 kg, Aço 69.649 kg.	Blocos de concreto: De Campina Grande até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, por 120 km.  Outros materiais: De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, por 2.784 km.

Cabos, 6mm <sup>2</sup> , 1kVa (tempo de vida 25 anos)	Para 350 m: cobre 13,07 kg, polietileno de alta densidade 14,54 kg.	De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.
Cabos, 35mm <sup>2</sup> , 1kVa (tempo de vida 25 anos)	Para 450 m: cobre 76,52 kg, polietileno de alta densidade 85,06 kg.	De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por via terrestre, em um caminhão de 16 toneladas, por 2.784 km.

Para o cenário de descarte final, os materiais dos cabos foram reutilizados e reciclados. O restante dos materiais foi enviado para aterro sanitário.

#### 3.2.4. Tempo de retorno (*payback*) dos gases do efeito estufa (GEE)

A Equação 3.3 define o tempo de retorno das emissões de GEE (*payback* de GEE), e o ponto de equilíbrio (*breakeven point*) é alcançado quando a equação é igual a zero.

$$\begin{aligned}
 GEE_{payback1} &= Emissões_{PV25} - E_{anual1} \cdot (EF_{Mix} - EF_{PV}) \\
 GEE_{payback(n)} &= GEE_{payback(n-1)} - E_{anual(n-1)} \cdot (EF_{Mix} - EF_{PV})
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

$GEE_{payback(ano)}$  e  $n$  variam de 2 a 25. O  $GEE_{payback}$  foi avaliado anualmente, pois seu valor depende do  $E_{anual}$ , que também varia a cada ano. As  $Emissões_{PV25}$  são dadas em kg CO<sub>2</sub>-eq, o  $E_{anual}$  é dado em kWh, e o  $EF_{mix}$  e o  $EF_{PV}$  são dados em kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh.

O fator de emissão do sistema fotovoltaico solar ( $EF_{PV}$ ) é a razão entre as emissões totais de GEE do sistema FV ( $Emissões_{PV25}$ , em kg CO<sub>2</sub>-eq) e a eletricidade gerada durante toda a sua vida útil ( $E_{TOTAL25}$ , em kWh), sendo expresso pela Equação 3.4.

$$EF_{PV} = \frac{Emissões}{E_{TOTAL25}} \tag{3.4}$$

O fator de emissão do consumo de eletricidade da rede ( $EF_{mix}$ ) seguiu a metodologia de Carvalho e Delgado (2017), juntamente com os dados mais recentes do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2024): hidrelétrica 68,23%, eólica 14,64%, solar

6,77%, biomassa 3,74%, gás natural 3,05%, nuclear 2,25%, carvão 1,19% e petróleo 0,12%.

### 3.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Durante o processo de conversão de energia, ocorrem perdas energéticas, reduzindo diretamente a produção e a eficiência do sistema. As perdas de energia identificadas no projeto original foram determinadas por meio do software PvSyst e estão descritas na Tabela 3.4. A perda de energia devido ao efeito Joule — ou seja, a conversão de energia elétrica em energia térmica — é o fator com maior influência percentual entre as perdas do sistema, representando 13,71%. Isso indica que, apesar da alta irradiação solar no Nordeste brasileiro, características climáticas como elevada temperatura do ar e baixa incidência de ventos podem aumentar diretamente as perdas do sistema e reduzir a produção de energia.

**Tabela 3.4.** Percentual de perdas do sistema fotovoltaico

Perdas Devido ao Nível de Irradiação	- 0,33 %
Perdas Devido à Temperatura do Grupo	- 13,71 %
Perdas por Qualidade dos Módulos	- 1,5 %
Perdas por Mismatch, Módulos e Strings	- 2,1 %
Perdas Ôhmicas na Fiação	- 1,13 %
Perdas por Operação do Inversor (Eficiência)	- 2,73 %
Perdas do Inversor Acima da Potência Nominal	- 0,16 %
Perdas do Inversor e Limite de Potência	- 0,01 %

No primeiro ano, considerando os fluxos de energia e todas as perdas apresentadas na Tabela 3.4, a energia total gerada pelo sistema foi de 103.200 kWh/ano. As taxas de degradação em células fotovoltaicas de silício monocristalino são, em média, de 0,5% ao ano durante sua vida útil (Jordan & Kurtz, 2013). A Tabela 3.5 mostra a produção de energia elétrica pelo sistema fotovoltaico.

Segundo Schultz e Carvalho (2022), a taxa de degradação depende da tecnologia fotovoltaica e de fatores climáticos, como a intensidade da radiação solar, temperatura, velocidade e direção do vento, poeira, precipitação e umidade. Considerando as perdas associadas ao sistema ao longo de sua vida útil e as taxas de degradação das células fotovoltaicas, após 25 anos, o sistema produz 2.430.970 kWh.

Em relação à quantificação dos GEE, a Tabela 3.6 mostra as emissões associadas ao sistema fotovoltaico, por item.

**Tabela 3.5.** Produção de eletricidade anual pelo sistema fotovoltaico.

Ano	Rate	Eletricidade anual [kWh/ano]	Eletricidade acumulada [kWh]
1	0,5%	103.200	103.200
2	0,5%	102.684	205.884
3	0,5%	102.170	308.054
4	0,5%	101.659	409.714
5	0,5%	101.151	510.865
6	0,5%	100.645	611.511
7	0,5%	100.142	711.653
8	0,5%	99.641	811.295
9	0,5%	99.143	910.439
10	0,5%	98.647	1.009.086
11	0,5%	98.154	1.107.241
12	0,5%	97.663	1.204.905
13	0,5%	97.175	1.302.080
14	0,5%	96.689	1.398.770
15	0,5%	96.206	1.494.976
16	0,5%	95.725	1.590.701
17	0,5%	95.246	1.685.948
18	0,5%	94.770	1.780.718
19	0,5%	94.296	1.875.014
20	0,5%	93.824	1.968.839
21	0,5%	93.355	2.062.195
22	0,5%	92.889	2.155.084
23	0,5%	92.424	2.247.509
24	0,5%	91.962	2.339.471
25	0,5%	91.502	2.430.974

**Tabela 3.6.** Divisão das principais emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico.

<b>Item</b>	<b>Emissões kg CO<sub>2</sub>-eq</b>
<b>Módulos fotovoltaicos</b>	Células fotovoltaicas
	119.882
	Vidro solar
	22.676
	Outros materiais
	2550
	Transporte
	1417
	Descarte (aterro sanitário)
	340
	<b>Total</b>
	<b>146.866</b>
<b>Sistema de sustentação</b>	Aço
	4634
	Blocos de concreto
	18.015
	Transporte
	4983
	Descarte (aterro sanitário)
	1031
	<b>Total</b>
	<b>28.663</b>
<b>Inversores</b>	Cobre
	1492
	Circuitos integrados
	1158
	Consumo de energia
	2131
	Tântalo
	759
	Aço
	711
	Alumínio
	283
	Poliestireno
	35
	Transporte
	56
	Descarte (aterro sanitário)
	334
	<b>Total</b>
	<b>6.959</b>
<b>Cabos CA e CC</b>	Cobre
	668
	Poliestireno
	272
	Transporte
	89
	Descarte (reciclagem)
	-592
	<b>Total</b>
	<b>437</b>
<b>Emissões totais</b>	
<b>182.927</b>	

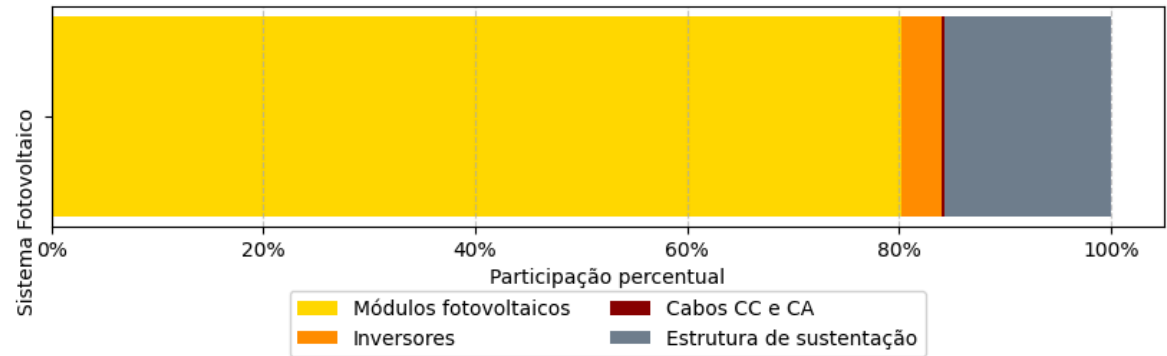
O alumínio, as células de silício e o vidro utilizados nos painéis foram os componentes que mais contribuíram para as emissões totais de GEE (Tabela 3.6). É importante destacar que, embora o sistema fotovoltaico exija quatro inversores, sua vida útil é de 10 anos e, por isso, foram considerados 10 inversores para o cálculo do sistema FV.

Como mostra a Tabela 3.6,  $E_{FV25} = 182.927 \text{ kg CO}_2\text{-eq}$ , sendo que 80,59% correspondem aos painéis fotovoltaicos, 15,32% estão associados ao sistema de suporte, 3,71% referem-se aos inversores e os 0,23% restantes dizem respeito aos cabos CC e CA. Em relação a estes últimos, são obtidas emissões negativas quando a reciclagem é

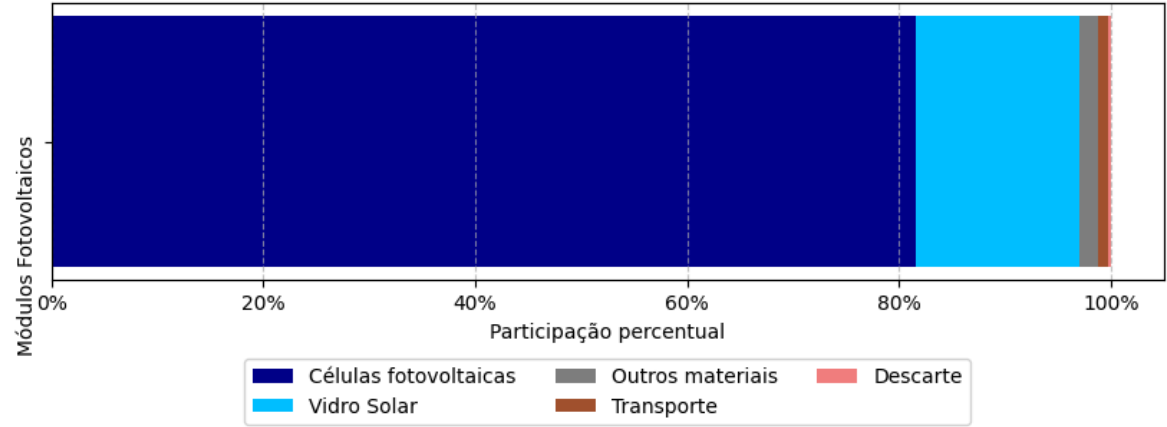


considerada, o que reduz as emissões associadas. Essa é uma prática comum para esses tipos de componentes. Se a possibilidade de reciclagem fosse estendida a todos os materiais do sistema, as emissões totais de GEE seriam ainda menores, mas essa não é a realidade no local em questão.

O modelo de painel semitransparente utilizado aqui possui características específicas, como o uso de um sanduíche de vidro ao redor da célula, o que não só aumenta a quantidade de vidro em comparação com modelos mais modernos, mas também eleva o peso total do sistema, exigindo uma estrutura de suporte mais robusta. Esses fatores contribuem significativamente para o aumento das emissões de GEE. A Figura 3.3 apresenta o detalhamento das emissões totais do sistema e a figura 3.4 dos módulos fotovoltaicos.



**Figura 3.3.** Divisão das principais emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico.



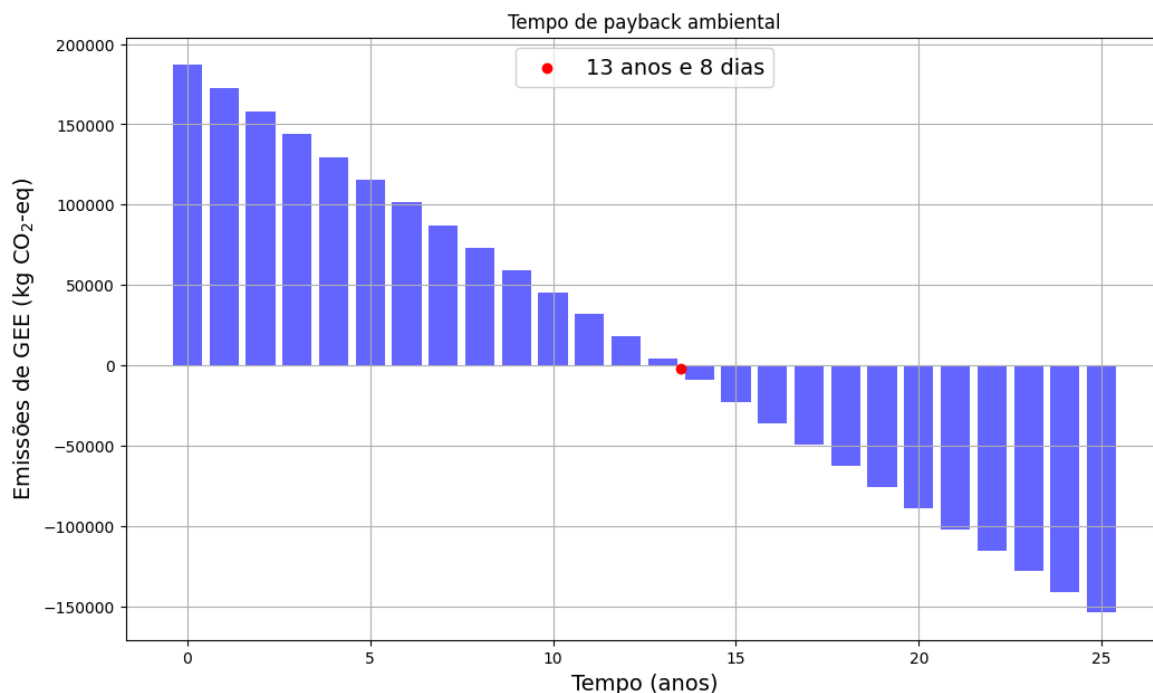
**Figura 3.4.** Divisão das principais emissões de GEE associadas aos módulos fotovoltaicos.

Em comparação com painéis mais modernos, como o Canadian Solar CS6K-280M (Schultz & Carvalho, 2022), que possui eficiência similar ao modelo utilizado neste estudo, cada painel pesa 18,2 kg, o que representa  $\frac{2}{3}$  a menos que o modelo VidurGlass. O modelo VidurGlass demanda três vezes mais matéria-prima do que os painéis mais modernos, o que impacta diretamente a quantidade de emissões de GEE.

A escolha de painéis fotovoltaicos mais modernos, eficientes e leves implica diretamente na redução de emissões, uma vez que, no modelo estudado, os painéis fotovoltaicos representaram uma parcela significativa das emissões totais do sistema.

O fator de emissão do sistema FV ( $FE_{FV}$ ) é calculado pela Equação 3.4 e corresponde a 0,0773 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Já o fator de emissão da matriz elétrica brasileira ( $FE_{mix}$ ) é de 0,140 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh.

O tempo de *payback* das emissões de GEE do sistema fotovoltaico é dado pela Equação 3.3 e está ilustrado na Figura 3.5.



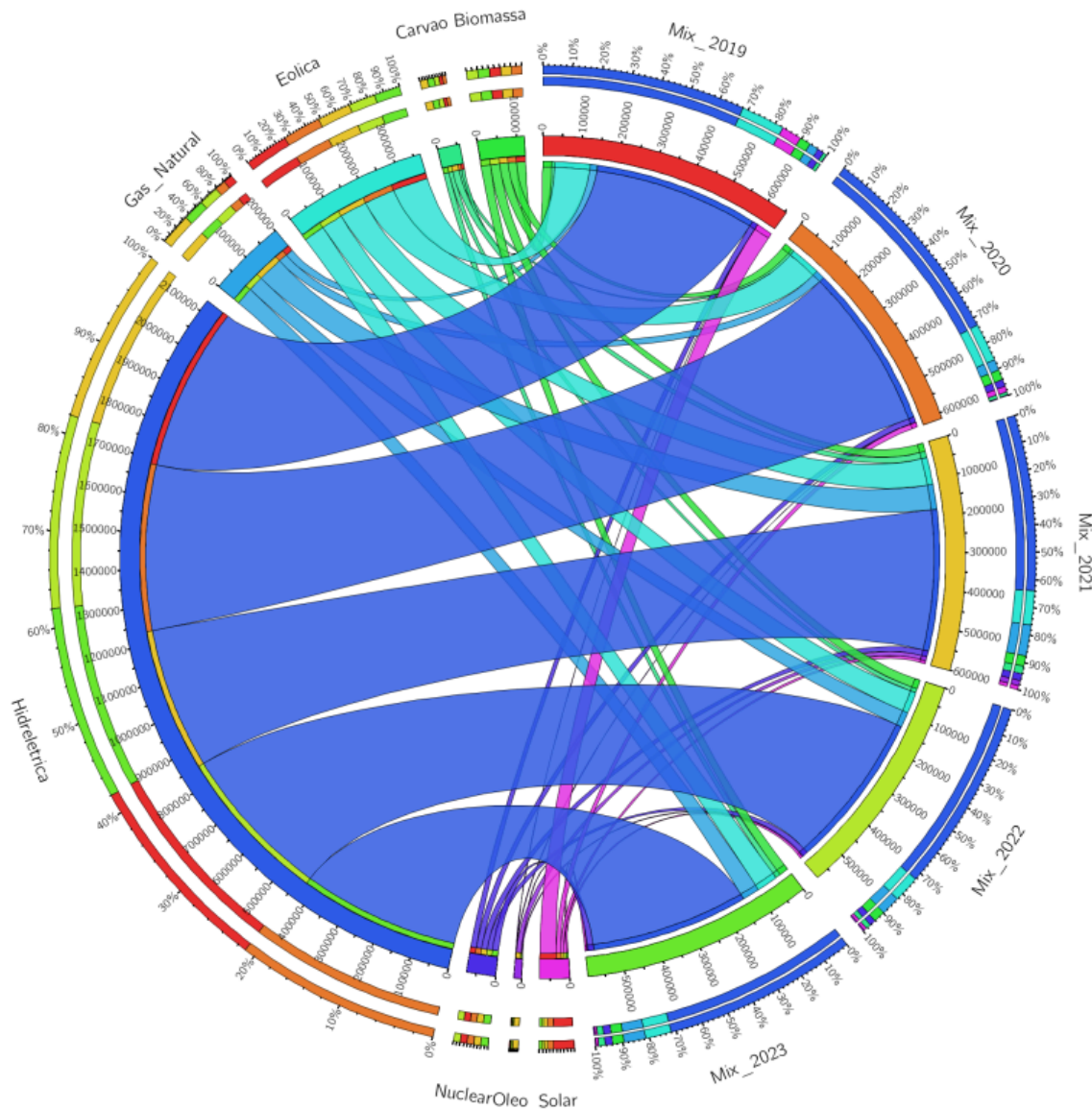
**Figura 3.5.** Amortização das emissões de GEE e identificação do tempo de *payback*.

O saldo de emissões de GEE mostrado na Figura 3.5 representa o momento em que o sistema fotovoltaico compensou todas as emissões de GEE incorporadas (ponto vermelho na Figura 3.5). O sistema apresenta um *payback* de GEE de 13 anos e 8 dias. Um *payback* tão longo se deve à grande quantidade de material (e, conseqüentemente, às emissões de GEE envolvidas) necessária para o sistema.

Várias estratégias podem ser implementadas para otimizar a eficiência dos sistemas fotovoltaicos e, assim, reduzir o *payback* ambiental. Uma delas é o uso de módulos mais eficientes, já que a adoção de módulos com maior eficiência está diretamente ligada à redução do tempo de *payback* do sistema (Santos, G.; Francisco, J.; Florian, 2022). Um sistema fotovoltaico que utilizou modelos mais modernos de painéis solares, como o Canadian Solar CS6K-280M, apresentou um *payback* de GEE de 5 anos e 8 meses (Schultz & Carvalho, 2022).

Uma estratégia adicional, conforme proposto por Ng e Mithraratne (2014) e Wang *et al.* (2024), envolve reconhecer que uma parte significativa do impacto ambiental associado aos sistemas fotovoltaicos está relacionada aos processos de fabricação dos

painéis solares, que demandam grandes quantidades de energia. Portanto, a escolha de painéis fotovoltaicos produzidos em países com uma matriz energética predominantemente renovável representa uma abordagem viável para reduzir as emissões de GEE. Isso, por sua vez, pode diminuir efetivamente o período de *payback* ambiental associado à implantação desses sistemas.



**Figura 3.6.** Composição do *mix* elétrico brasileiro (2019-2023).

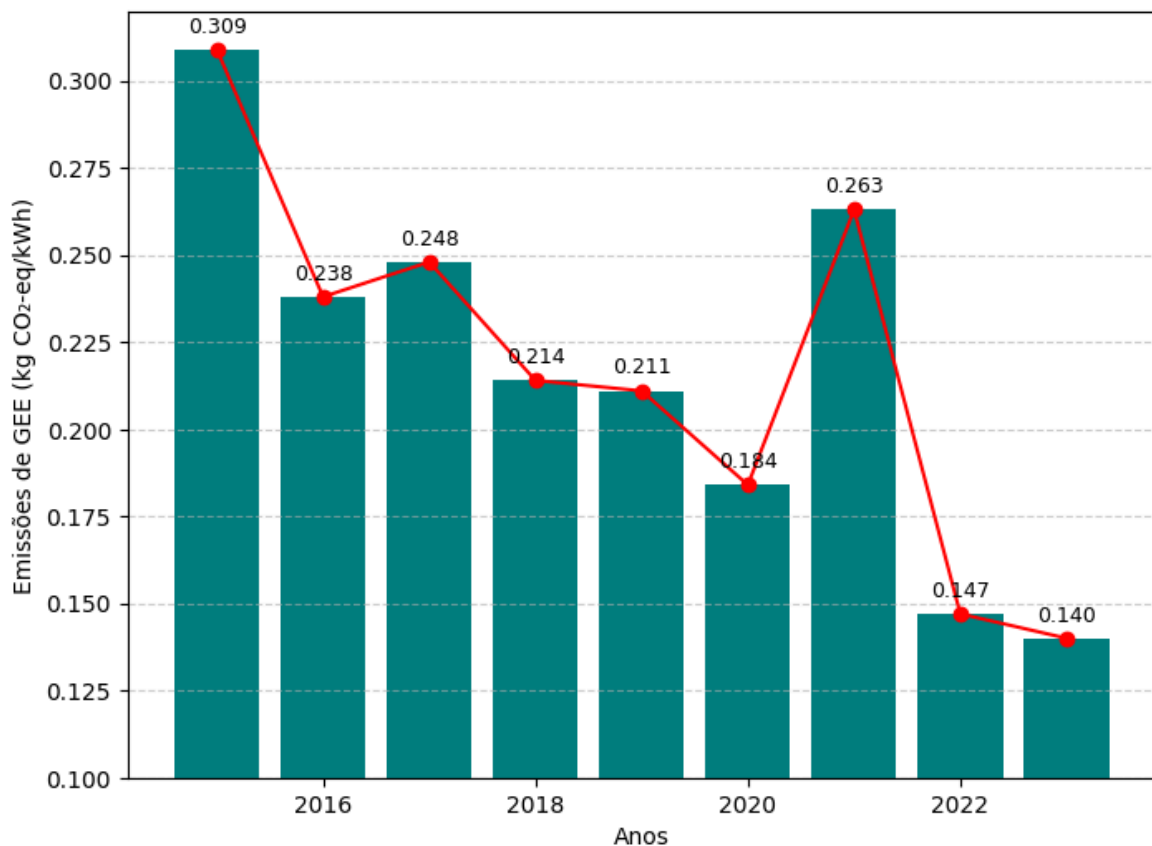
Além disso, o tipo de painel utilizado desempenha um papel crítico no retorno ambiental. Modelos bifaciais demonstraram um impacto ambiental menor em comparação aos monofaciais, devido a um aumento de 23% na eficiência de geração de energia observado nos primeiros (Wang *et al.*, 2024). Em termos de materiais, as células solares de

perovskita (PSC) apresentaram uma pegada ambiental significativamente menor, aproximadamente sete vezes inferior à das células fotovoltaicas de silício (Vidal *et al.*, 2021).

No entanto, há casos em que o retorno ambiental pode exceder a vida útil dos sistemas fotovoltaicos. Regiões com uma matriz energética predominantemente renovável, como a cidade de Vermont, nos Estados Unidos, apresentaram períodos de retorno ambiental que superam a vida operacional de seus sistemas (Grant *et al.*, 2020). Esse achado sugere que, em locais com predominância de fontes renováveis, é essencial que os sistemas fotovoltaicos sejam excepcionalmente eficientes para oferecer benefícios ambientais significativos. Por outro lado, em áreas que utilizam uma matriz elétrica com alta proporção de fontes não renováveis, os benefícios ambientais da adoção de sistemas fotovoltaicos solares são percebidos mais rapidamente, resultando em tempos de retorno mais curtos.

O cálculo do retorno de emissões de GEE depende da eletricidade local disponível no local ( $EF_{mix}$ ). Aqui, foi considerada a matriz brasileira de 2023, com  $EF_{mix} = 0,140$  kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. No entanto, a composição da matriz nacional tem variado consideravelmente nos últimos anos (Figura 3.6).

Ao considerar a metodologia de Carvalho e Delgado (2017) e as tecnologias de geração que compuseram a matriz elétrica nacional, conforme publicado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), os valores calculados de  $EF_{mix}$  são mostrados na Figura 3.7.



**Figura 3.7.** Evolução das emissões de GEE associadas ao *mix* elétrico brasileiro.

Por exemplo, se o *payback* de GEE do sistema fotovoltaico tivesse considerado a matriz elétrica de 2021 – composta por gás natural (11,36%), hidrelétricas (64%), óleo (1,98%), carvão (2,80%), nuclear (2,49%), biomassa (3,84%), eólica (12,23%) e solar (1,30%) –, o *EF<sub>mix</sub>* seria de 0,263 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Isso indicaria um *payback* de GEE de 10 anos e 14 dias.

Se considerarmos a matriz elétrica de 2013, quando o sistema FV foi projetado, o *EF<sub>mix</sub>* = 0,593 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh (ONS, 2013). Naquele ano, a composição das tecnologias de geração de energia era: gás natural (11,3%), hidrelétricas (70,6%), óleo (4,4%), carvão (2,6%), nuclear (2,4%), biomassa (7,6%) e eólica (1,1%) (BEN, 2014). Como a matriz de 2013 era duas vezes mais poluente que a de 2021 e quatro vezes mais que a de 2023, o *payback* de GEE do sistema seria de 3 anos, 4 meses e 17 dias. Vale ressaltar que, embora o sistema tenha sido projetado em 2013 e todo o equipamento adquirido na época, a instalação só ocorreu em 2024 devido a diversas restrições orçamentárias. No momento desta análise, o prédio da universidade ainda não foi ocupado.

Um ponto que merece reflexão é se a escolha de um ano estático para o cálculo do *payback* é a mais adequada. Outra possibilidade seria usar um valor médio dos últimos 10 anos ou até mesmo uma projeção anual ao longo da vida útil do sistema. Esta última abordagem poderia se basear em projeções publicadas pelo Ministério de Minas e Energia (ou órgão equivalente) e refletiria a dinâmica anual da evolução da matriz elétrica ao longo do tempo.

Outro fator que pode influenciar o *payback* de GEE é a produção de eletricidade, e a influência de fatores climáticos. Com o avanço das mudanças climáticas, há uma tendência de aumento da temperatura do ar e redução das chuvas no Nordeste (Silva *et al.*, 2020). A temperatura média superficial no estado da Paraíba, onde fica João Pessoa, deve aumentar significativamente nos próximos anos. De acordo com um *ensemble* de modelos do Banco Mundial (2024), entre os cinco cenários analisados – do mais otimista ao mais pessimista –, a temperatura média pode variar de 26,79°C a 27,78°C (cenário mais favorável) até 29,05°C a 32,88°C (cenário mais crítico) até 2100 (Banco Mundial, 2024). Isso impactaria diretamente no aumento das perdas em sistemas FV instalados na região.

O Brasil tem um papel estratégico no cenário global das mudanças climáticas, tanto por sua posição como potência ambiental quanto por seu compromisso com o Acordo de Paris. Nele, o país se comprometeu a estabelecer metas nacionais de redução de emissões de GEE. O aumento da participação de energias renováveis na matriz elétrica brasileira e a diversificação das fontes ao longo dos anos são resultados diretos desse compromisso, alinhado aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), em especial o ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), ODS 9 (Indústria, Inovação e Infraestrutura), ODS 11 (Cidades e Comunidades Sustentáveis), ODS 12 (Consumo e Produção Responsáveis) e ODS 13 (Ação Contra a Mudança Global do Clima).

Nos últimos anos, a matriz elétrica brasileira passou por mudanças significativas, o que impacta diretamente a análise de retorno ambiental, especialmente no cálculo do *payback* de sistemas de energia renovável. Um dos fatores que influenciam esse cálculo é a metodologia usada para determinar o período de retorno. Atualmente, utiliza-se o fator de emissão de um ano específico como base. No entanto, como esses fatores variam consideravelmente ao longo do tempo, uma abordagem que calcule o *payback* ano a ano traria maior precisão, refletindo as variações reais da matriz energética e seus impactos ambientais.

### 3.4. CONCLUSÃO

Este estudo de caso quantificou as emissões de GEE associadas a um sistema fotovoltaico solar instalado no telhado de um edifício público na cidade de João Pessoa, Paraíba, Brasil. A produção de eletricidade ao longo da vida útil do sistema foi quantificada, e o tempo de *payback* das emissões de GEE foi determinado.

As emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico solar são de 182.927 kg CO<sub>2</sub>-eq, sendo que 80,59% originaram-se dos próprios módulos fotovoltaicos, destacando seu significativo impacto ambiental em comparação com outros componentes, como inversores e estruturas de suporte.

Ao longo de 25 anos, o sistema gera 2.430.970 kWh, resultando em um fator de emissão de 0,0773 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh. Embora o fator de emissão da rede elétrica seja muito maior (0,140 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh), o *payback* de gases de efeito estufa foi de 13 anos e 8 dias.

Apesar do longo tempo de retorno estar associado à grande quantidade de materiais no sistema fotovoltaico solar, os resultados apresentados demonstram a necessidade de repensar o conceito de *payback*.

Trabalhos futuros podem abordar duas frentes: atualizar o sistema fotovoltaico com componentes mais modernos e realizar uma projeção da matriz elétrica brasileira para os próximos 25 anos. Esta última implica o uso de valores variáveis anuais para os fatores de emissão da rede elétrica, obtendo um *payback* mais representativo.

### 3.5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Laboratório de Laboratório de Avaliações Ambientais e Energéticas (LAvAE) da Universidade Federal da Paraíba.

### 3.6 FINANCIAMENTO

Os autores agradecem à Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado da Paraíba (FAPESQ) pela concessão da bolsa de Mestrado (nº 1990/2022) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelas Bolsas de Produtividade (nºs 309452/2021-0 e 308753/2021-6).

### 3.6. REFERÊNCIAS

ALBEROLA-BORRÀS, J.-A. et al. Comparison of perovskite solar cells with other photovoltaics technologies from the Point of View of life cycle assessment. *Advanced Energy and Sustainability Research*, v. 2, n. 5, 2021.

CAVALCANTI, E. J.; BARBOSA, D. S.; CARVALHO, M. Biodiesel production from microalgae: Exergoeconomic and exergoenvironmental assessments. *Energy Conversion and Management*, v. 302, p. 118113, 2024.

CARVALHO, M.; DELGADO, D. Potential of photovoltaic solar energy to reduce the carbon footprint of the Brazilian electricity matrix. *LALCA: Revista Latino-Americana em Avaliação do Ciclo de Vida*, v. 1, n. 1, p. 64-85, 2017.

CELLURA, M. et al. A review on life cycle environmental impacts of emerging solar cells. *Science of The Total Environment*, v. 908, p. 168019, 2024.

ECOINVENT DATABASE. Ecoinvent Database. 2023. Disponível em: <http://www.ecoinvent.org>.

EPE. Balanço Energético Nacional (BEN) 2014: Ano base 2013. 2014. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-128/topico-99/Relat%C3%B3rio%20Final%202014.pdf>.

FONSECA, L. F. S.; CARVALHO, M. Greenhouse gas and energy payback times for a wind turbine installed in the Brazilian Northeast. *Frontiers in Sustainability*, v. 3, 2022.

GRANT, C.; GARCIA, J.; HICKS, A. Environmental payback periods of multi-crystalline silicon photovoltaics in the United States – How prioritizing based on environmental impact compares to solar intensity. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 39, p. 100723, 2020.

IEA. Renewables 2023. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. 2021. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. \*ISO 14040: Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework\*. 2006.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. \*ISO 14044: Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines\*. 2006.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 21, n. 1, p. 12–29, 2013.

KIEHBADROUDINEZHAD, M. et al. The role of biofuels for sustainable MicrogridsF: A path towards carbon neutrality and the green economy. *Heliyon*, v. 9, n. 2, p. e13407, 2023.

MAGHRABIE, H. M. et al. Building-integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) systems: Applications and challenges. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 45, p. 101151, 2021.

MALODE, S.; PRAKASH, R.; MOHANTA, J. C. A life cycle assessment of coal-fired thermal power plants with post-combustion control techniques: an India scenario. *Environmental Science and Pollution Research*, v. 30, n. 39, p. 90639–90655, 2023.

MOHAN KRISHNA, S. et al. Estimation of Simple, Energy and Carbon Payback Periods of a 1 MWp Ground-Mounted Solar PV Plant at Tirupati Airport: A Case Study. In: *INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY*, 2020. *Proceedings...* p. 439–450, 2020.

NG, P. K.; MITHRARATNE, N. Lifetime performance of semi-transparent building-integrated photovoltaic (BIPV) glazing systems in the tropics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 31, p. 736–745, 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Inventários corporativos. 2013. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório Anual 2023. 2024. Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-ace ssivel\\_21032024.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-ace ssivel_21032024.pdf).

PINTO, M. A. et al. Sensitivity analysis of the carbon payback time for a Brazilian photovoltaic power plant. *Utilities Policy*, v. 63, p. 101014, 2020.

PVSYST. Version 7.2.11. [S.l.]: PVsyst SA, 2024.



RAHMAN, M. M. et al. Environmental Impact Assessment of Different Renewable Energy Resources. In: \_\_\_\_\_. Clean Energy for Sustainable Development. Elsevier, 2017. p. 29–71. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805423-9.00002-8>.

SANTOS GUIMARÃES, S.; FLORIAN, F. Análise Do Custo/Benefício Da Implantação Do Sistema Fotovoltaico Em Uma Residência No Município De Jaboticabal-Sp. *Recima21*, v. 3, n. 11, 2022.

SCHULTZ, H. S.; CARVALHO, M. Design, Greenhouse Emissions, and Environmental Payback of a Photovoltaic Solar Energy System. *Energies*, v. 15, n. 16, p. 6098, 2022.

SILVA, W. K. M. et al. Sugarcane production and climate trends in Paraíba state Brazil. *Environmental Monitoring and Assessment*, v. 192, n. 6, p. 392, 2020.

SIMAPRO. Version 9.5. [S.l.]: PréSustainability, 2024. Disponível em: <http://pre-sustainability.com/solutions/tools/simapro/>.

VIDAL, R. et al. Comparison of perovskite solar cells with other photovoltaics technologies from the Point of View of life cycle assessment. *Advanced Energy and Sustainability Research*, v. 2, n. 5, 2021.

VOLKART, K.; MUTEL, C. L.; PANOS, E. Integrating life cycle assessment and energy system modelling: Methodology and application to the world energy scenarios. *Sustainable Production and Consumption*, v. 16, p. 121–133, 2018.

WANG, Z. et al. Environmental impact assessment of the manufacture and use of N-type and P-type photovoltaic modules in China. *Journal of Cleaner Production*, v. 470, p. 143187, 2024.

WORLD BANK. Climate Change Knowledge Portal. 2024. Disponível em: <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/country/brazil/climate-data-projections>.

YUE, D.; YOU, F.; DARLING, S. B. Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis. *Solar Energy*, v. 105, p. 669–678, 2014.

ZHU, R. et al. Multi-sourced data modelling of spatially heterogeneous life-cycle carbon mitigation from installed rooftop photovoltaics: A case study in Singapore. *Applied Energy*, v. 362, p. 122957, 2024.

ZSIBORÁCS, H. et al. An Economic Analysis of the Shading Effects of Transmission Lines on Photovoltaic Power Plant Investment Decisions: A Case Study. *Sensors*, v. 21, n. 15, 2021.

### 3.7 APÊNDICE

**Tabela 3.1A.** Especificações Técnicas do Pannel Fotovoltaico VidurGlass VS27 C60 P243

Tipo de tecnologia	Células mono-cristalina
Dimensões	1990 mm x 1068 mm x 115 mm
Peso	60 kg
Corrente no Ponto de Máxima Potência (MPP)	8.07 A
Tensão no Ponto de Máxima Potência (MPP)	30,23 V
Corrente de curto-circuito	8,56 A
Tensão de circuito aberto	38,16 V
Potência de pico	243 W
Transparência	27%
Eficiência	14,9%

**Tabela 3.2A.** Especificações técnicas do inversor Sunny Tripower 12000TL

Tipo de inversor	Central Inverter
Tensão máxima de entrada	1000 V
Potência máxima do gerador	18000Wp
Corrente máxima de entrada FV	11A / 10A
Potência nominal de saída	12 kW
Tensão nominal CA	160V - 280V
Corrente máxima de saída do inversor	17,4 A
Eficiência máxima	98,3%
Eficiência CEC	97,90%
Dimensões	2740mm × 4840mm × 1134 mm
Peso	38 kg

## CAPÍTULO 4

### IMPACTOS DA MODERNIZAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO NO SEU RETORNO AMBIENTAL

Ana Paula Freire de Araújo<sup>1</sup>, João Marcelo Fernandes Gualberto de Galiza<sup>2</sup>, Raphael Abrahão<sup>3</sup>,  
Silvia Guillén-Lambea<sup>4</sup> e Monica Carvalho<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Programa de Pós-graduação em Energias Renováveis, Universidade Federal de João Pessoa, João Pessoa, Brasil.

<sup>2</sup>Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de João Pessoa, João Pessoa, Brasil.

<sup>3</sup>Departamento de Engenharia de Energias Renováveis, Universidade Federal de João Pessoa, João Pessoa, Brasil

<sup>4</sup>Grupo de Engenharia Térmica e Sistemas Energéticos (GITSE), Instituto de Pesquisa em Engenharia de Aragão (I3A), Universidade de Zaragoza, Edifício Agustín Betancourt, C/María de Luna 3, 50018 Zaragoza, Espanha.

#### RESUMO

Este estudo investiga os impactos ambientais da modernização de sistemas fotovoltaicos, avaliando dois cenários distintos para um prédio universitário e comparando-os com o sistema original instalado. O Cenário 1 propõe um sistema que atende à demanda de energia do sistema original, enquanto o Cenário 2 utiliza toda a área disponível, resultando em um aumento significativo na produção de energia. O Cenário 2 gera 5,247 GWh em 30 anos, em comparação com 3,540 GWh no Cenário 1. O sistema original emite 182.927 kg de CO<sub>2</sub>-eq, com um payback (retorno) de 13 anos e 8 dias. Apesar de o Cenário 2 apresentar maiores emissões de GEE (141.006 kg de CO<sub>2</sub>-eq contra 87.978 kg de CO<sub>2</sub>-eq no Cenário 1), o aumento na produção de energia resulta em um tempo de retorno menor para o Cenário 1—5 anos e 14 dias—enquanto o Cenário 2 tem um payback de 5 anos, 5 meses e 13 dias. Ambos os cenários contribuem significativamente para a mitigação de emissões, com o Cenário 2 reduzindo um total de 593.644,25 kg de CO<sub>2</sub>-eq durante seu ciclo de vida. O estudo destaca a importância de utilizar equipamentos mais eficientes para aumentar a geração de energia e maximizar os benefícios ambientais. Esta pesquisa demonstra que, por meio de um projeto estratégico e seleção adequada de materiais, os sistemas fotovoltaicos podem contribuir para a descarbonização e os objetivos globais de sustentabilidade.

**Palavras-chave:** Retorno ambiental; Emissões de gases de efeito estufa; Sistemas de energia solar; e Edifícios públicos.

#### 4.1. INTRODUÇÃO

A indústria de energia solar tem registrado um crescimento notável nos últimos anos. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), em um cenário de ampla adoção de tecnologias de energia renovável até 2040, a energia solar fotovoltaica deverá representar 16% do consumo global de eletricidade, consolidando-se como uma das principais fontes de energia no mundo (Liu *et al.*, 2021). Consequentemente, a tecnologia fotovoltaica vem sendo cada vez mais reconhecida como uma solução-chave para reduzir as emissões de carbono no setor energético e enfrentar os desafios das mudanças climáticas (Mwase, 2024).

No entanto, o crescente uso dessa tecnologia também levanta preocupações sobre o descarte futuro de seus componentes e as emissões de gases de efeito estufa (GEE) associadas a eles, considerando que a vida útil dos módulos fotovoltaicos varia entre 25 e 30 anos (Li *et al.*, 2024). A seleção de materiais e componentes para um sistema fotovoltaico desempenha um papel vital na redução das emissões de GEE relacionadas à sua operação. Quando o descarte dos componentes envolve aterros sanitários, o impacto ambiental está diretamente relacionado à massa dos materiais, tornando módulos mais leves uma opção mais atraente (Li *et al.*, 2024). Embora os aterros ainda sejam o destino mais comum para módulos fotovoltaicos no fim de sua vida útil, a reciclagem desses componentes tem aumentado ao longo dos anos (Bueno *et al.*, 2024).

Entre as técnicas recentemente empregadas para reciclar componentes de módulos fotovoltaicos e mitigar os impactos ambientais causados por seu descarte, alguns avanços têm sido adotados: tecnologia combinada livre de ácidos para a recuperação completa de resíduos de silício cristalino (Lin *et al.*, 2024), reutilização de plásticos fotovoltaicos por meio de pirólise (Chen *et al.*, 2025) e recuperação de prata e alumínio de módulos fotovoltaicos descartados (Mwase *et al.*, 2024). A reciclagem fotovoltaica oferece benefícios ambientais significativos, como redução no consumo de energia, nas emissões de CO<sub>2</sub> e na geração de resíduos, destacando seu papel como estratégia fundamental para otimizar o uso de recursos e promover a circularidade na indústria solar (Gera *et al.*, 2024).

Além das medidas de reutilização e reciclagem, outras estratégias devem ser consideradas para reduzir as emissões totais de GEE associadas aos sistemas fotovoltaicos, já que a maior parte dessas emissões ocorre na fase inicial, especificamente durante a fabricação dos módulos (Liang & You, 2023). Por exemplo, em 2020, módulos fotovoltaicos produzidos na Malásia apresentaram um aumento de 42% nas emissões de GEE durante a fabricação em comparação com os produzidos nos Estados Unidos no mesmo ano, principalmente devido à tecnologia utilizada na produção do silício (Liang & You, 2023). Quando todo o ciclo de vida de um módulo é analisado, a tecnologia e a matriz energética do país de fabricação tornam-se fatores determinantes para as emissões totais de GEE associadas ao sistema (Badza, Soro & Sawadogo, 2023).

Considerando que o processo de fabricação do silício em painéis fotovoltaicos é responsável pela maior parte das emissões de GEE ao longo de seu ciclo de vida (Tushar *et al.*, 2023), a otimização da produção ou a escolha de módulos mais eficientes poderia reduzir o número de painéis necessários, implicando em menor uso de materiais. Essa medida poderia levar a uma redução nas emissões de GEE, o que seria crucial para tornar a geração de energia fotovoltaica mais sustentável.

Nesse contexto, este estudo tem como objetivo atualizar o sistema fotovoltaico do prédio do Centro de Energias Alternativas e Renováveis (CEAR) da Universidade Federal da Paraíba (UFPB), localizado no Nordeste do Brasil, e calcular seu tempo de retorno ambiental. O estudo projetará um sistema fotovoltaico atualizado, com foco no aumento da eficiência dos módulos, na melhoria da geração de eletricidade e na redução das emissões de GEE associadas ao sistema como um todo. Para isso, será aplicada a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) para quantificar as emissões de GEE e compará-las com as emissões e o tempo de retorno do sistema fotovoltaico original. Este estudo é relevante por representar a primeira tentativa de estimar o retorno das emissões de GEE em um prédio universitário na cidade de João Pessoa, Paraíba.

## 4.2. MATERIAL E MÉTODOS

O sistema fotovoltaico originalmente projetado está instalado no telhado do prédio do Centro de Energias Alternativas e Renováveis da Universidade Federal da Paraíba, localizado na cidade de João Pessoa, Paraíba (Figura 4.1), no Nordeste do Brasil.



(a)



(b)

**Figura 4.1.** (a) Telhado e (b) edifício do Centro de Energias Alternativas e Renováveis de UFPB.

### 4.2.1. Sistema solar fotovoltaico

O software PVsyst V7.2.11 (PVsyst, 2024) foi utilizado para projetar o sistema fotovoltaico solar atualizado. Esse programa utiliza dados climáticos globais do banco de

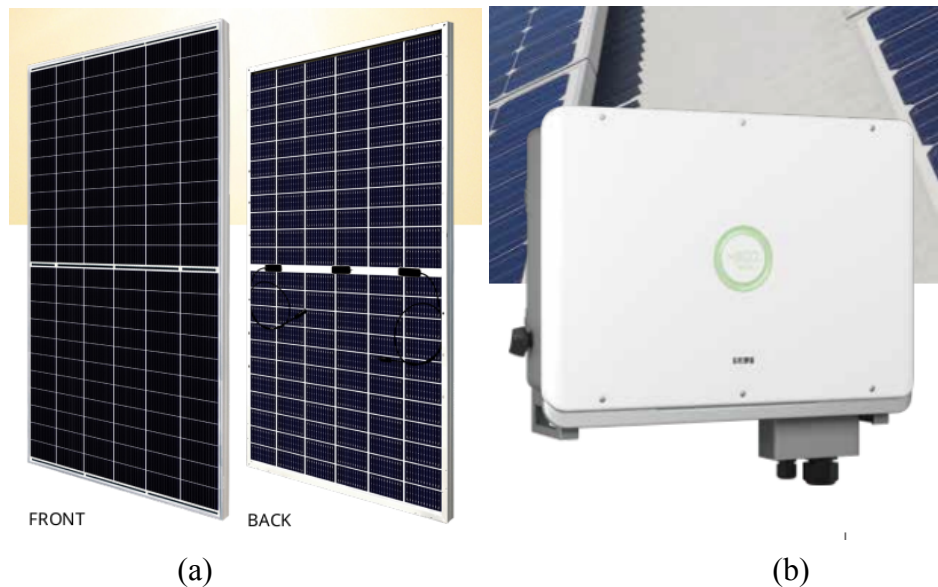
dados Meteonorm, escolhido por sua ampla cobertura de diversas localidades. Os parâmetros climáticos usados no dimensionamento do sistema estão apresentados na Tabela 4.1.

**Tabela 4.1.** Parâmetros utilizados pelo software PvSyst no projeto do sistema fotovoltaico atualizado.

Mês	Irradiação Global (H) (kWh/m²/mês)	Temperatura (°C)	Performance Ratio (PR)
Janeiro	220.3	26,88	0,806
Fevereiro	206.3	27,23	0,805
Março	212.5	27,74	0,804
Abril	172.9	26,76	0,810
Maio	174.4	26,74	0,811
Junho	143.8	25,03	0,817
Julho	137.1	24,26	0,817
Agosto	185.5	24,40	0,819
Setembro	190.2	24,73	0,817
Outubro	221.7	25,85	0,809
Novembro	220.3	26,37	0,808
Dezembro	214.2	26,68	0,807
Anual	2299.1 (total)	26,05 (média)	0,811 (média)

O módulo fotovoltaico utilizado neste estudo de caso para os Cenários 1 e 2 é o modelo BiHiKu7 da Canadian Solar (Figura 4.2a). Dentre as variações desse modelo, foi selecionado o tipo CS7N-650MB-AG (Canadian Solar, 2024), que possui um ganho bifacial de 20%, potência nominal máxima de 780 W, 132 células monocristalinas, eficiência de 25,1% e vida útil de 30 anos.

O inversor escolhido foi o modelo R6-50K-T4-32 da SAJ (SAJ Eletric, 2024) (Figura 4.2b), com capacidade máxima de potência de 75.000 Wp. As especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, conforme suas fichas técnicas, são apresentadas nas Tabelas 4.1A e 4.2A do Apêndice.



**Figura 4.2.** Módulo fotovoltaico Canadian Solar BiHiKu7 (a) e Inversor SAJ R6-50K-T4-32 (b).

Assim, os cenários serão desenvolvidos:

- **Cenário 1 – Potência do Sistema:** dimensiona um novo sistema fotovoltaico com base na capacidade de potência do sistema original (67,3 kWp). Esse parâmetro garante que a demanda de geração de energia previamente estabelecida no projeto do sistema fotovoltaico original seja atendida (Tabela 4.2). O objetivo deste cenário é alcançar uma potência de 67,3 kWp utilizando um modelo de módulo mais eficiente, reduzindo a demanda por materiais. Isso permite analisar e comparar os impactos dessa mudança nas emissões de GEE, na produção de energia e no tempo de retorno do investimento.
- **Cenário 2 – Área do Sistema:** refere-se a um sistema fotovoltaico projetado para utilizar toda a área disponível no telhado do prédio (450 m<sup>2</sup>) (Tabela 4.3). No projeto original, a área disponível foi o parâmetro principal, com o objetivo de maximizar o número de módulos fotovoltaicos instalados. O objetivo deste cenário é analisar os impactos na geração de energia, nas emissões de GEE e no tempo de retorno do investimento ao utilizar módulos fotovoltaicos mais eficientes, mantendo o uso de toda a área disponível.

**Tabela 4.2.** Especificações do sistema fotovoltaico atualizado para o Cenário 1

Módulo fotovoltaico	CS7N-650MB-AG ganho bifacial 20%
Total de módulos ( $N_{PVP,final}$ )	88
Área total dos módulos fotovoltaicos (A)	273,4 m <sup>2</sup>
Módulos em série ( $N_{S,max}$ )	4 string x 22 em série
Eficiência do módulo (r)	25,1%
Tempo de vida do módulo (n)	30 anos
Inversor	SAJ R6-50K-T4-32
Total de inversores ( $N_{inv}$ )	6
Junction Box	IP68, 3 bypass diode

**Tabela 4.3.** Especificações do sistema fotovoltaico atualizado para o Cenário 2

Módulos fotovoltaicos	CS7N-650MB-AG ganho bifacial 20%
Número de módulos fotovoltaicos ( $N_{PVP,final}$ )	144
Área total dos módulos fotovoltaicos (A)	447 m <sup>2</sup>
Módulos em série ( $N_{S,max}$ )	8 string x 18 em série
Eficiência do módulo (r)	25,1%
Tempo de vida do módulo (n)	30 anos
Inversor	SAJ R6-50K-T4-32
Total de inversores ( $N_{inv}$ )	6
Junction Box	IP68, 3 bypass diode

#### 4.2.2. Produção de eletricidade

geração de eletricidade do sistema fotovoltaico atualizado foi calculada seguindo as equações apresentadas por Zhu *et al.* (2024).

A energia gerada durante o primeiro ano de operação do sistema ( $E_{anual1}$ ), conforme descrito na equação (4.1), é considerada o produto da área do sistema em m<sup>2</sup> (A), da



eficiência percentual do módulo solar ( $r$ ), da radiação solar média anual em kWh/m<sup>2</sup> ( $H$ ) e do performance ratio ( $PR$ ). Esses valores são mostrados na Tabela 4.2 e na Tabela 4.1, respectivamente.

$$E_{anual\ 1} = A * r * H * PR \quad (4.1)$$

Para calcular a energia gerada nos anos seguintes, a energia produzida no ano anterior será multiplicada pela taxa de degradação dos módulos fornecida pelo fabricante ( $R_{degradação}$ ), conforme mostrado na equação (4.2). No caso dos módulos BiHiKu7 da Canadian Solar, o  $R_{degradação}$  indicado na ficha técnica do fabricante é de 2% no primeiro ano de operação e 0,45% nos anos subsequentes.

$$\begin{aligned} E_{anual\ 2} &= E_{anual\ 1} * (1 - R_{degradação}) \\ E_{anual\ 3} &= E_{anual\ 2} * (1 - R_{degradação}) \\ &\vdots \\ E_{anual\ n} &= E_{anual\ (n-1)} * (1 - R_{degradação}) \end{aligned} \quad (4.2)$$

A energia total dependerá da vida útil dos módulos utilizados, onde  $n$  representa o último ano de operação do sistema. A soma da energia gerada ao longo de todo o ciclo de vida do sistema corresponderá à energia total ( $E_{total}$ ) produzida pelo sistema.

### 4.2.3. Avaliação de Ciclo de Vida (ACV)

Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma metodologia que avalia todas as etapas do ciclo de vida de um produto ou sistema. A ACV abrange desde a extração de matérias-primas até a produção, transporte, uso e descarte final, um processo comumente chamado de do berço ao túmulo (Ludin *et al.*, 2018). Essa metodologia foi estabelecida e padronizada pela International Organization for Standardization (ISO) em 1997. Como um método reconhecido internacionalmente, a ACV tornou-se uma ferramenta essencial para tomadores de decisão que buscam reduzir os impactos ambientais causados por seus produtos e serviços (Guinée, 2016). Ao longo dos anos, esse método foi aprimorado e hoje está padronizado nas normas ISO 14040 e ISO 14044 (ISO 14040, 2006; ISO 14044, 2006).

O desenvolvimento de uma ACV envolve quatro etapas iterativas: definição de objetivo e escopo; análise de inventário; avaliação de impacto; e interpretação dos resultados (Figura 4.3).

A etapa i) exige a definição do objetivo do estudo, a determinação das unidades funcionais para fluxos de massa e energia e o estabelecimento dos limites do sistema em

análise. A etapa ii) consiste na coleta e quantificação de todas as entradas e saídas de massa e energia do sistema. Com base nos resultados da análise de inventário, a etapa iii) pode então ser realizada. Nessa terceira fase, os dados são traduzidos em indicadores (midpoints e endpoints). Por fim, na etapa iv), são apresentados cenários futuros potenciais aos tomadores de decisão para garantir que as medidas adequadas sejam implementadas.



**Figura 4.3.** A metodologia interativa da ACV.  
**Fonte:** Adaptado de Golsteijn (2022)

Para garantir a confiabilidade de uma ACV , a seleção do banco de dados é essencial, pois assegura a qualidade e a precisão das informações utilizadas na análise (Ciroth, 2021). O banco de dados utilizado neste estudo de caso é o *Ecoinvent* (2023), por ser um dos mais completos disponíveis. Os dados selecionados são aplicados no software SimaPro (2024) utilizando o método IPCC 2021 GWP 100a (IPCC, 2021), que expressa as emissões de GEE em termos de CO<sub>2</sub>-eq em um horizonte de 100 anos.

Os dados de materiais utilizados no Cenário 1 e no Cenário 2 são apresentados, respectivamente, na Tabela 4.4 e na Tabela 4.5.

**Tabela 4.4.** Composição principal do material do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 1.

Descrição	Composição do material	Transporte
-----------	------------------------	------------

88 painéis solares fotovoltaicos, 780 Wp (273,4 m <sup>2</sup> ) (vida útil de 30 anos)	Vidro solar (baixo teor de ferro) 2.479,65 kg; Filme de fluoreto de polivinila 30,5 kg; Célula fotovoltaica (multi-Si) 396 m <sup>2</sup> ; Liga de alumínio (AlMg3) 725,64 kg; Cobre 31,10 kg; Etilvinilacetato (película) 276 kg; Plástico reforçado com fibra de vidro (PRFV) 51,83 kg	Cidade de Suqian, China, até o Porto de Lianyungang: por rodovia, mais de 180 km. Porto de Lianyungang, China, até o Porto de Suape, Brasil: por navio de carga (container), mais de 18.000 km. Porto de Suape até o local de instalação em João Pessoa: por rodovia, em caminhão de 16 toneladas, mais de 120 km.
6 inversores (75.000 Wp) (vida útil de 15 anos)	Aço (baixa liga) 152,5 kg, alumínio (liga) 35 kg, poliestireno 9,30 kg, cobre 145 kg.	Do Porto de Fuzhou, China, ao Porto de Suape, Brasil: por via marítima em um navio de contêineres, mais de 19.000 km. Do Porto de Suape ao local de instalação em João Pessoa: por via terrestre em um caminhão de 16 toneladas, mais de 120 km.
Estrutura de instalação (vida útil de 30 anos)	Bloco de concreto: 3.284 kg Aço: 69.649 kg	Blocos de concreto: De Campina Grande até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 120 km.  Outros materiais: De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.
Cabo solar, 6mm, isolamento de 1kV (vida útil de 30 anos)	Para 112 m: cobre 4,18 kg, polietileno de alta densidade 4,65 kg.	De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.

Cabo solar, 35mm, isolamento 1kV (vida útil de 30 anos)	Para 144 m = cobre 24,49 kg, polietileno de alta densidade 27,22 kg.	De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por rodovia, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.

**Tabela 4.5.** Composição principal do material do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 2.

Descrição	Composição do material	Transporte
144 painéis solares fotovoltaicos, 780 Wp (447 m <sup>2</sup> ) (vida útil de 30 anos)	Vidro solar (baixo teor de ferro) 2.479,65 kg, filme de fluoreto de polivinila 30,5 kg, célula fotovoltaica (multi-Si) 396 m <sup>2</sup> , liga de alumínio (AlMg3) 725,64 kg, cobre 31,10 kg, etilvinilacetato (folha) 276 kg, plástico reforçado com fibra de vidro (PRFV) 51,83 kg	Cidade de Suqian, China, até o Porto de Lianyungang: por rodovia, mais de 180 km. Porto de Lianyungang, China, até o Porto de Suape, Brasil: por navio de contêineres, mais de 18.000 km. Porto de Suape até o local de instalação em João Pessoa: por rodovia em um caminhão de 16 toneladas, mais de 120 km.
6 inversores (75.000 Wp) (vida útil de 15 anos)	Aço (baixa liga) 152,5 kg, alumínio (liga) 35 kg, poliestireno 9,30 kg, cobre 145 kg.	Porto de Fuzhou, China, até o Porto de Suape, Brasil: por via marítima em um navio porta-contêineres, percorrendo mais de 19.000 km. Porto de Suape até o local de instalação em João Pessoa: por via rodoviária em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo mais de 120 km.

Estrutura de instalação (vida útil de 30 anos)	Blocos de concreto 3284 kg, aço 69649 kg.	Blocos de concreto: De Campina Grande até o local de instalação em João Pessoa, por via rodoviária, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 120 km. Outros materiais: De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa, por via rodoviária, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.
--	---	--

Cabo solar, 6mm, isolamento de 1kVa (vida útil de 30 anos)	Para 183,27 m = cobre 4,18 kg, polietileno de alta densidade 4,65 kg.	De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por via rodoviária, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.
Cabo solar, 35mm, isolamento de 1kVa (vida útil de 30 anos)	Para 235,64 m = cobre 24,49 kg, polietileno de alta densidade 27,22 kg.	De São Paulo até o local de instalação em João Pessoa por via rodoviária, em um caminhão de 16 toneladas, percorrendo 2.784 km.

No final de sua vida útil, os cabos serão reciclados em ambos os cenários, enquanto os materiais restantes serão descartados em um aterro sanitário.

#### 4.2.4. Tempo de Retorno dos Gases do Efeito Estufa

As emissões de GEE ao longo do ciclo de vida do sistema foram quantificadas usando a metodologia de ACV. Para estimar o tempo de retorno das emissões de GEE ( $GEE_{payback}$ ) em anos, é necessário comparar as emissões totais geradas pelo sistema fotovoltaico ( $Emissões_{FV}$ ) com as emissões que seriam produzidas se a mesma quantidade

de energia fosse gerada pela matriz elétrica nacional. As equações (4.3) e (4.4) são baseadas no trabalho de Schultz e Carvalho (2022). O cálculo segue as equações abaixo:

$$\begin{aligned} GEE_{payback1} &= Emissões_{PV} - E_{anual1} \cdot (EF_{Mix} - EF_{PV}) \\ GEE_{payback(n)} &= GEE_{payback(n-1)} - E_{anual(n-1)} \cdot (EF_{Mix} - EF_{PV}) \end{aligned} \tag{4.3}$$

O fator de emissão do sistema fotovoltaico ( $EF_{PV}$ ) é determinado pela razão entre as emissões totais e a energia total gerada em um período de 30 anos, conforme apresentado na Equação (4.4):

$$EF_{PV} = \frac{Emissões_{PV30}}{E_{TOTAL30}} \tag{4.4}$$

Os parâmetros considerados incluem:

- O fator de emissão da matriz elétrica nacional ( $EF_{Mix}$ ), expresso em kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh.
- A geração anual de eletricidade ( $E_{anual_{n-1}}$ ), medida em kWh.
- O fator de emissão do sistema fotovoltaico ( $EF_{PV}$ ), também expresso em kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh.

Para calcular o  $EF_{Mix}$  brasileiro, aplicou-se a metodologia proposta por Carvalho e Delgado (2017), utilizando dados do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2024) referentes ao ano de 2023. A matriz elétrica considerada é apresentada na Tabela 4.6.

**Tabela 4.6.** Percentage of energy sources in Brazil's electricity generation in 2023.

Fontes de Energia	Hidrelétrica	Eólica	Solar	Biomassa	Gás natural	Nuclear	Carvão	Petróleo
Percentual	68,23%	14,64%	6,77%	3,74%	3,05%	2,25%	1,19%	0,12%

## 4.3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 4.3.1 Cenário 1: Potência do Sistema

Para quantificar a produção total de energia de um sistema, é essencial considerar as perdas que ocorrem durante o processo de geração de eletricidade. O software PVsyst identifica vários percentuais de perda de energia, conforme detalhado na Tabela 4.7, sendo as perdas relacionadas à temperatura, causadas pelo efeito Joule, as mais significativas, reduzindo a produção de energia em 6,84%.

**Tabela 4.7.** Percentual de perdas no sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 1

Cenário 1	
Fator IAM na degradação global do módulo	- 1,94 %
Perda por degradação dos módulos	- 4,75 %
Perda PV devido ao nível de irradiância	- 0,32 %
Perda PV devido ao nível de irradiância	- 6,84 %
Perda por incompatibilidade (módulos e strings)	- 3,69 %
Perda ôhmica em fiações	- 1,17 %
Perda no inversor durante a operação	- 1,64 %
Perda no inversor devido ao limite de potência	- 0,01 %
Consumo noturno	- 0,70 %

Além das perdas globais de produção de energia do sistema, também são consideradas as perdas por degradação dos módulos fotovoltaicos. De acordo com dados fornecidos pelo fabricante, os módulos fotovoltaicos sofrem uma degradação de 2% no primeiro ano de operação. Nos anos subsequentes, a taxa de degradação será de 0,45% ao ano. A energia teórica gerada pelo sistema no primeiro ano é estimada em 128.435 kWh. Com base nesse valor e considerando as taxas de degradação anuais, a Tabela 4.8 apresenta a geração anual de eletricidade, bem como a energia acumulada gerada pelo sistema ao longo de todo o seu ciclo de vida.

No final de seu ciclo de vida, o sistema foi capaz de gerar 3.539.646 kWh de eletricidade. Em comparação, o sistema fotovoltaico original produziu 2.430.974 kWh (Capítulo 3) durante seu ciclo de vida. Isso significa que o sistema fotovoltaico adaptado alcançou um aumento de 45,6% na produção total de energia.

**Tabela 4.8.** Annual electricity production considering the degradation of photovoltaic modules in Scenario 1.

Ano	Taxa de degradação	Eletricidade anual [kWh/ano]	Eletricidade acumulada [kWh]
1	2%	125.866,3	125.866,3
2	0,45%	125.299,90	251.166,20
3	0,45%	124.736,05	375.902,25
4	0,45%	124.174,73	500.076,99
5	0,45%	123.615,95	623.692,94
6	0,45%	123.059,68	746.752,62
7	0,45%	122.505,91	869.258,54
8	0,45%	121.954,63	991.213,17
9	0,45%	121.405,84	1.112.619,01
10	0,45%	120.859,51	1.233.478,53
11	0,45%	120.315,22	1.353.794,18
12	0,45%	119.774,22	1.473.568,40
13	0,45%	119.235,24	1.592.803,64
14	0,45%	118.698,68	1.711.502,33
15	0,45%	118.164,53	1.829.666,87
16	0,45%	117.632,79	1.947.299,67
17	0,45%	117.103,45	2.064.403,12
18	0,45%	116.576,48	2.180.979,60
19	0,45%	116.051,89	2.297.031,5
20	0,45%	115.529,65	2.412.561,15
21	0,45%	115.009,77	2.527.570,93
22	0,45%	114.492,23	2.642.063,16
23	0,45%	113.977,01	2.756.040,18
24	0,45%	113.464,11	2.869.504,29



25	0,45%	112.953,53	2.982.457,82
26	0,45%	112.445,23	3.094.903,06
27	0,45%	111.939,23	3.206.842,30
28	0,45%	111.432,50	3.318.277,81
29	0,45%	110.934,04	3.429.211,86
30	0,45%	110.434,84	3.539.646,71

Considerando que o sistema original tem um ciclo de vida de 25 anos e o sistema adaptado tem um ciclo de 30 anos, essa melhoria na geração de energia poderia ser atribuída apenas aos cinco anos adicionais de operação. No entanto, ao comparar a produção de energia do sistema adaptado ao longo de 25 anos, que totaliza 2.982.457 kWh, ele ainda supera o sistema fotovoltaico original, gerando 22,7% a mais de energia.

O aumento da eficiência na geração de energia por módulo impacta diretamente na redução do número de módulos necessários para atender à demanda energética do edifício. Assim, para produzir os 67,3 kWp de energia exigidos pelo sistema, o número total de módulos fotovoltaicos foi reduzido de 276 para 88. Essa diminuição no número de módulos também leva à redução de outros materiais necessários para o sistema, incluindo a diminuição de 4 inversores para 2, de 350 metros de cabos de 6 mm para 112 metros, de 450 metros de cabos de 35 mm para 144 metros, e nos materiais necessários para a estrutura de suporte.

Além da redução no número de módulos, o módulo utilizado tem uma massa de 37,8 kg, em comparação com os 60 kg dos módulos usados no projeto original. Essa redução na demanda de materiais resultou em uma diminuição na quantidade de emissões de GEE. A quantificação das emissões de GEE para o sistema fotovoltaico adaptado é apresentada na Tabela 4.9.

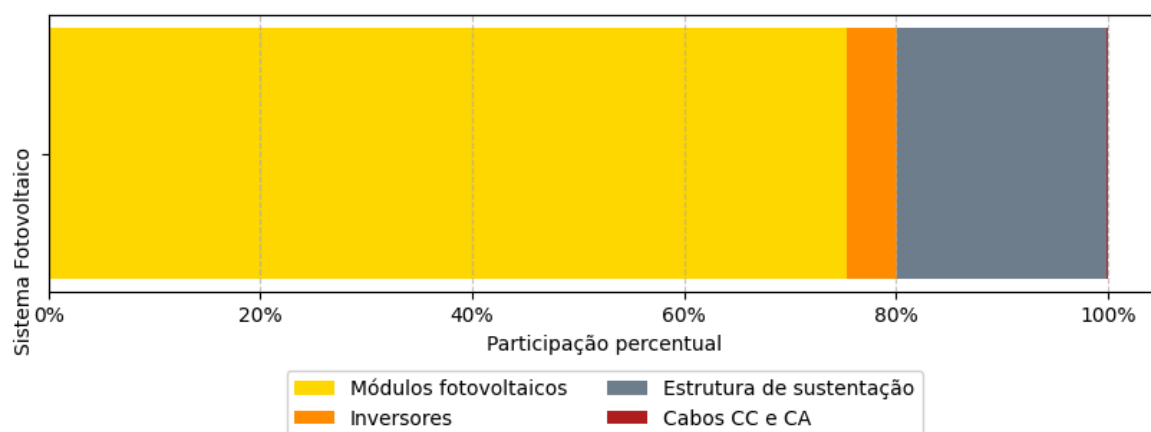
Módulos fotovoltaicos são os componentes que mais contribuem para o aumento das emissões de GEE, devido à porcentagem de emissões associadas à produção de silício (Liang; You, 2023). Dentre esses, as células fotovoltaicas de silício e o vidro solar são os materiais responsáveis pelas maiores emissões de GEE (Figura 4.5, Figura 4.6).

Ao substituir módulos semitransparentes por aqueles que exigem menos vidro, foi possível reduzir as emissões relacionadas ao uso desse material. No sistema fotovoltaico originalmente projetado (Capítulo 3), as emissões totais de GEE associadas ao vidro solar somavam 19.353 kg CO<sub>2</sub>-eq, enquanto no sistema fotovoltaico atualizado, essas emissões caíram para 3.075 kg CO<sub>2</sub>-eq, uma redução significativa de 84,1%.

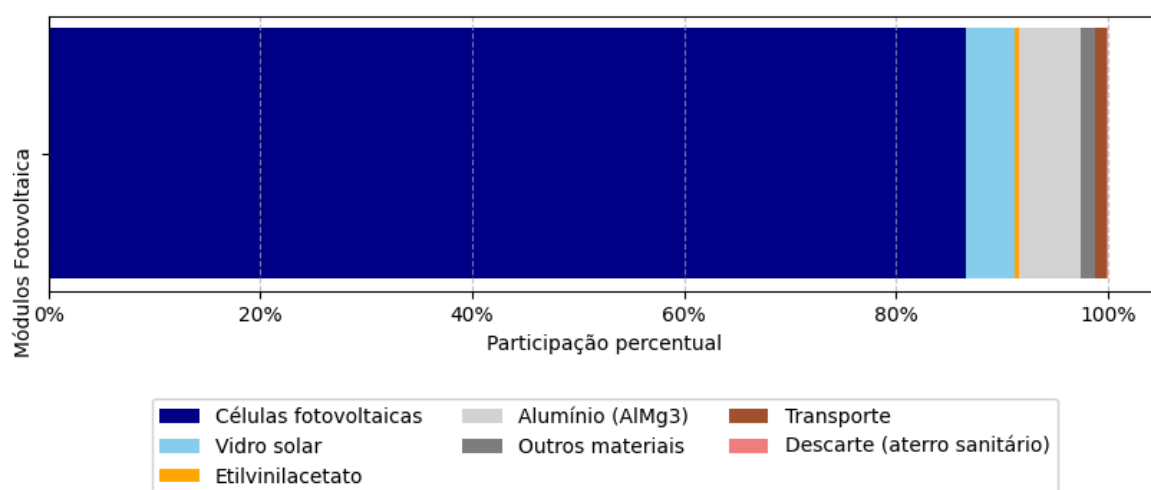
**Tabela 4.9.** Detalhamento das principais emissões de GEE em kg de CO<sub>2</sub>-eq associadas ao sistema fotovoltaico no Cenário 1 ao longo de sua vida útil.

Composição dos materiais		Emissões	Percentual
Módulos fotovoltaicos	Células fotovoltaicas	57.405	65,25%
	Vidro solar	3.075	3,5%
	Etilvinilacetato	258	0,3%
	Alumínio (AlMg3)	3.887	4,41%
	Outros materiais	813	0,92%
	Transporte	727	0,82%
	Descarte (aterro sanitário)	109	0,12%
	<b>Total</b>	<b>66.275</b>	<b>75,32%</b>
Estrutura de sustentação	Aço	10.913	12,4%
	Blocos de concreto	2.816	3,2%
	Transporte	3.020	3,43%
	Descarte (aterro sanitário)	626	0,71%
	<b>Total</b>	<b>17.375</b>	<b>19,74%</b>
Inversores	Cobre	895,32	1,07%
	Circuitos integrados	694,8	0,78%
	Consumo de energia	1.278,72	1,45%
	Tântalo	455,4	0,51%
	Aço	426,78	0,48%
	Alumínio	169,74	0,19%
	Poliestireno	21,24	0,02%
	Transporte	46	0,05%
	Descarte (aterro sanitário)	200,4	0,22%
	<b>Total</b>	<b>4.188</b>	<b>4,76%</b>
Cabos CA e CC	Cobre	214	0,24%
	Poliestireno	87	0,09%
	Transporte	28	0,03%
	Descarte (aterro sanitário)	-189,48	-0,21%
	<b>Total</b>	<b>140</b>	<b>0,15%</b>
<b>Total Emissões</b>		<b>87.978</b>	<b>100%</b>

Da mesma forma, o uso de módulos fotovoltaicos mais eficientes reduziu o número de módulos necessários, o que, por sua vez, diminuiu a demanda por células fotovoltaicas. No sistema fotovoltaico original, as células eram responsáveis por 119.882 kg CO<sub>2</sub>-eq, enquanto no sistema atualizado, as emissões caíram para 57.405 kg CO<sub>2</sub>-eq, representando uma redução de aproximadamente 52,1%.



**Figura 4.5.** Distribuição das emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico no cenário 1.



**Figura 4.6.** Distribuição das emissões de GEE associadas aos módulos fotovoltaicos no cenário 1.

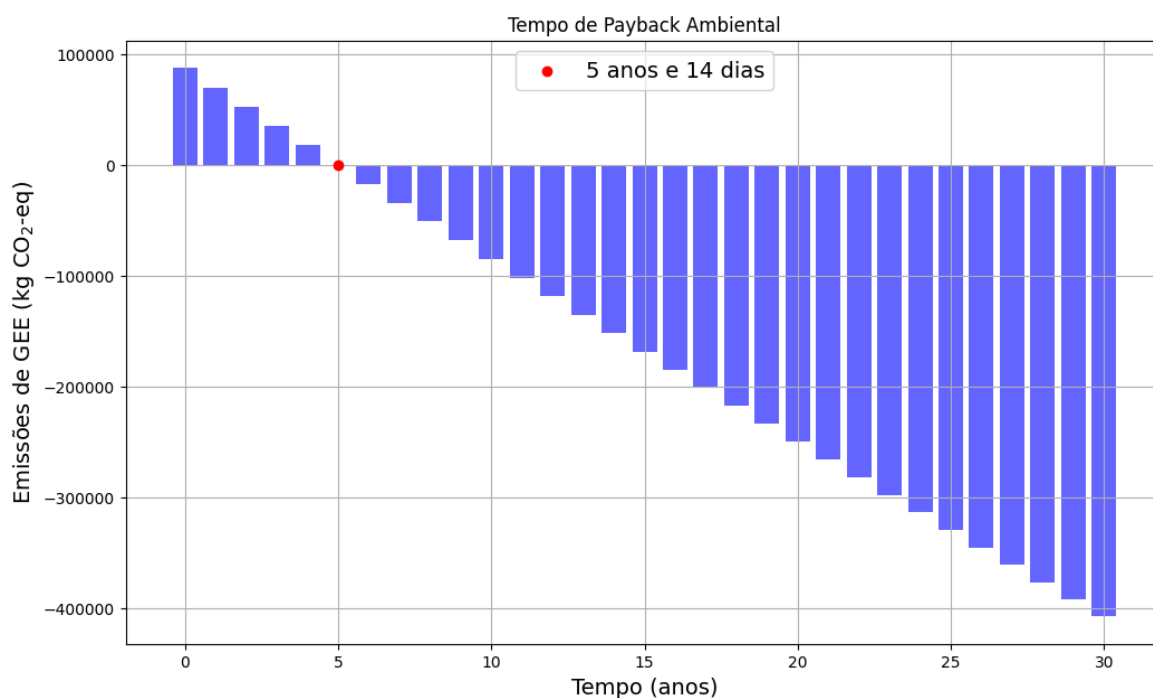
A redução nas emissões associadas ao vidro solar e às células fotovoltaicas, juntas, representaram uma diminuição de 78.755 kg de CO<sub>2</sub>-eq. Em comparação, todo o sistema fotovoltaico atualizado emitiu um total de 89.406 kg de CO<sub>2</sub>-eq, indicando uma redução significativa na mitigação das emissões de GEE relacionadas ao sistema.

A redução no número de módulos fotovoltaicos também levou a uma menor demanda por aço e concreto na estrutura de suporte. O sistema original foi projetado para acomodar 276 módulos, com peso total de 16.560 kg, cobrindo uma área de 450 m<sup>2</sup>. Já o sistema atualizado, configurado para 88 módulos (pesando 3.326 kg no total), exigiu uma

estrutura de suporte em uma área de 273 m<sup>2</sup>. Essa mudança resultou em menor uso de concreto e aço, contribuindo diretamente para a queda nas emissões de GEE da estrutura de suporte, que passou de 28.663 kg de CO<sub>2</sub>-eq no projeto original para 17.375 kg de CO<sub>2</sub>-eq – uma redução de 39,4%.

O aumento na eficiência do sistema fotovoltaico contribuiu significativamente para a redução das emissões totais de GEE. Em um ciclo de vida de 25 anos, o sistema original emitiu 182.927 kg de CO<sub>2</sub>-eq (Capítulo 3), enquanto o sistema adaptado emitiu 89.406 kg de CO<sub>2</sub>-eq, alcançando uma redução de 52,2% nas emissões totais. Esse resultado impactou diretamente no tempo de retorno do sistema (payback time).

De acordo com a Equação (4.4), o fator de emissão do sistema fotovoltaico atualizado ( $EF_{FV30}$ ) é de 0,02485 kg de CO<sub>2</sub>-eq/kWh – 67,85% menor que o fator do sistema original (0,0773 kg de CO<sub>2</sub>-eq/kWh, Capítulo 3) e 82,25% menor que o fator de emissão da rede elétrica brasileira em 2023, calculado com base nos percentuais da Tabela 6 (0,140 kg de CO<sub>2</sub>-eq/kWh). Esses achados reduziram drasticamente o  $GEE_{PAYBACK}$  do sistema. Calculado pela Equação (4.3), o  $GEE_{PAYBACK}$  para o sistema atualizado no Cenário 1 foi de 5 anos e 14 dias (Figura 4.7).



**Figura 4.7.** Amortização das emissões de GEE e identificação do tempo de retorno das emissões de GEE do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 1.

Além de compensar as emissões geradas durante seu ciclo de vida em 5 anos e 14 dias, o sistema dimensionado para o Cenário 1 é capaz de mitigar 407.572,54 kg de CO<sub>2</sub>-eq, contribuindo para a redução de impactos ambientais.

### 4.3.2 Cenário 2: Utilização da Área Total

O sistema fotovoltaico original foi dimensionado com base na área de 450 m<sup>2</sup> disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos no telhado do prédio do CEAR. Assim, o segundo cenário apresenta um dimensionamento que utiliza os mesmos modelos de equipamentos empregados no Cenário 1 (Tabela 4.3), mas com um número maior de equipamentos para melhor aproveitar a área disponível.

Foram utilizados um total de 6 inversores e 144 módulos fotovoltaicos ao longo do ciclo de vida, ocupando uma área total de 447 m<sup>2</sup>. O percentual de perdas associadas ao sistema fotovoltaico dimensionado para o Cenário 2 é descrito na Tabela 4.9.

**Tabela 4.9.** Percentual de perdas do sistema fotovoltaico do cenário 2.

	<b>Cenário 2</b>
Fator IAM no global	- 2,04 %
Incidente global no plano de incidência	+ 0,3 %
Perda de PV devido ao nível de irradiância	- 0,52 %
Perda de PV devido à temperatura	- 8,82 %
Qualidade do módulo	+0,37%
Perda por <i>mismatch</i> (descasamento) entre módulos e strings	- 2,00 %
Perda ôhmica na fiação	- 1,08 %
Perda do inversor durante a operação	- 1,31 %
Perda do inversor acima da potência nominal	- 0,02%

A expansão do sistema fotovoltaico no Cenário 2 resultou em um aumento na energia elétrica teórica produzida pelo sistema em seu primeiro ano de operação. De acordo com o software PvSyst, a produção de energia elétrica no primeiro ano de operação foi estimada em 190.404 kWh/ano. Considerando a produção teórica e uma perda de 2%, estimada para o primeiro ano pelo fabricante, ao final do primeiro ano de operação, espera-se que o sistema produza 186.595,92 kWh/ano (Tabela 4.10). Ao final do ciclo de vida de trinta anos, espera-se que o sistema dimensionado para o Cenário 2 tenha produzido 5.247.501,79 kWh, já considerando as perdas anuais ao longo do ciclo de vida (Tabela 4.10).

No final de seu ciclo de vida, o sistema projetado para o cenário 2 será capaz de produzir 115,86% a mais de energia do que o sistema original. Esse aumento significativo na produção de energia ocorre ocupando a mesma área do sistema original (450 m<sup>2</sup>). Esse resultado demonstra o impacto que escolhas baseadas em eficiência energética, como o uso de módulos mais eficientes, podem ter em um sistema fotovoltaico.

**Tabela 4.10.** Annual electricity production considering the degradation of photovoltaic modules in Scenario 2.

Ano	Taxa de degradação	Eletricidade anual [kWh/ano]	Eletricidade acumulada [kWh]
1	2%	186.595,92	186.595,92
2	0,45%	185.756,23	372.352,15
3	0,45%	184.920,33	557.272,49
4	0,45%	184.088,19	741.360,68
5	0,45%	183.259,79	924.620,48
6	0,45%	182.435,12	1.107.055,61
7	0,45%	181.614,16	1.288.669,78
8	0,45%	180.796,90	1.469.466,68
9	0,45%	179.983,31	1.0649.450,00
10	0,45%	179.173,39	1.828.623,40
11	0,45%	178.367,11	2.006.990,51
12	0,45%	177.564,46	2.184.554,98
13	0,45%	176.765,42	2.361.320,40
14	0,45%	175.969,97	2.537.290,38
15	0,45%	175.178,11	2.712.468,49
16	0,45%	174.389,81	2.886.858,30
17	0,45%	173.605,05	3.060.463,36
18	0,45%	172.823,83	3.233.287,19
19	0,45%	172.046,12	3.405.333,32
20	0,45%	171.271,92	3.576.605,24
21	0,45%	170.501,19	3.747.106,44
22	0,45%	169.733,94	3.916.840,38
23	0,45%	168.970,13	4.085.810,52
24	0,45%	168.209,77	4.254.020,29

25	0,45%	167.452,82	4.421.473,12
26	0,45%	166.699,29	4.588.172,41
27	0,45%	165.949,14	4.754.121,55
28	0,45%	165.202,37	4.919.323,93
29	0,45%	164.458,96	5.083.782,89
30	0,45%	163.718,89	5.247.501,079

Como o cenário 2 representa uma expansão no número de módulos em comparação com o cenário 1 (de 88 módulos para 144 módulos), espera-se um aumento nas emissões de GEE devido aos materiais adicionais utilizados.

Neste cenário, as células fotovoltaicas e o aço (estrutura de suporte) foram os materiais com as maiores emissões, atingindo 93.936 kg CO<sub>2</sub>-eq e 17.788 kg CO<sub>2</sub>-eq, respectivamente (Tabela 4.11). Assim, os módulos fotovoltaicos permanecem como os componentes cujos materiais mais contribuem para as emissões de GEE (Figura 4.7 e Figura 4.8).

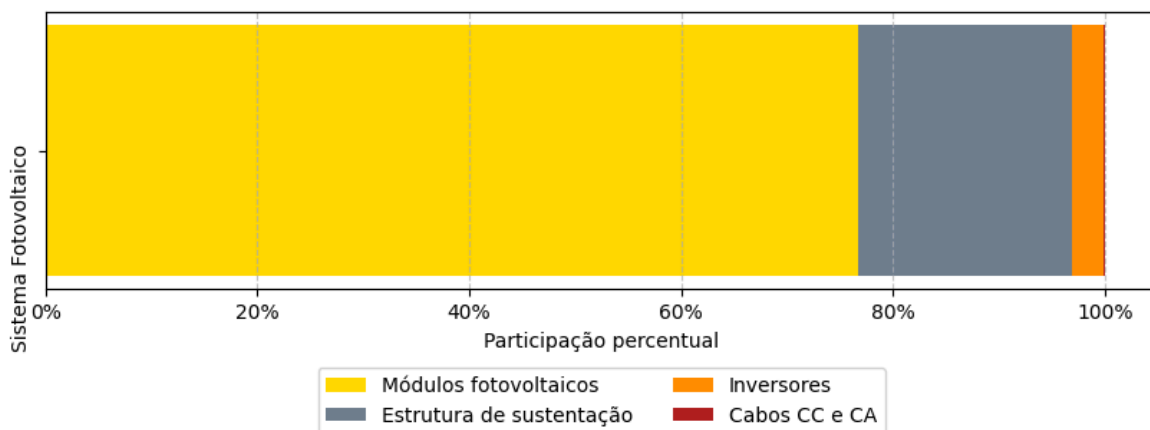
**Tabela 4.11.** Detalhamento das principais emissões de GEE em kg de CO<sub>2</sub>-eq associadas ao sistema fotovoltaico no Cenário 2 ao longo de sua vida útil.

Composição dos materiais		Emissões	Percentual
Módulos fotovoltaicos	Células fotovoltaicas	93.936	66,62%
	Vidro solar	5.032	3,57%
	Etilvinilacetato	240	0,17%
	Alumínio (AlMg3)	6.361	4,51%
	Outros materiais	1.331	0,94%
	Transporte	1190	0,84%
	Descarte (aterro sanitário)	178	0,13%
	<b>Total</b>	<b>108.267</b>	<b>76,78%</b>
Estrutura de sustentação	Aço	17.788	12,62%
	Blocos de concreto	4.591	3,26%
	Transporte	4.922	3,49%
	Descarte (aterro sanitário)	1.020	0,72%
	<b>Total</b>	<b>28.321</b>	<b>20,08%</b>
Inversores	Cobre	895,32	0,63%

Cabos CA e CC	Circuitos integrados	694,8	0,49%
	Consumo de energia	1.278,72	0,90%
	Tântalo	455,4	0,32%
	Aço	426,78	0,30%
	Alumínio	169,74	0,12%
	Poliestireno	21,24	0,01%
	Transporte	46	0,03%
	Descarte (aterro sanitário)	200	0,14%
	<b>Total</b>	<b>4.188</b>	<b>2,97%</b>
	Cobre	350	0,25%
	Poliestireno	142	0,10%
	Transporte	47	0,03%
	Descarte (aterro sanitário)	-310	-0,22%
	<b>Total</b>	<b>229</b>	<b>0,16%</b>
	<b>Emissões totais</b>	<b>141.006</b>	<b>100%</b>

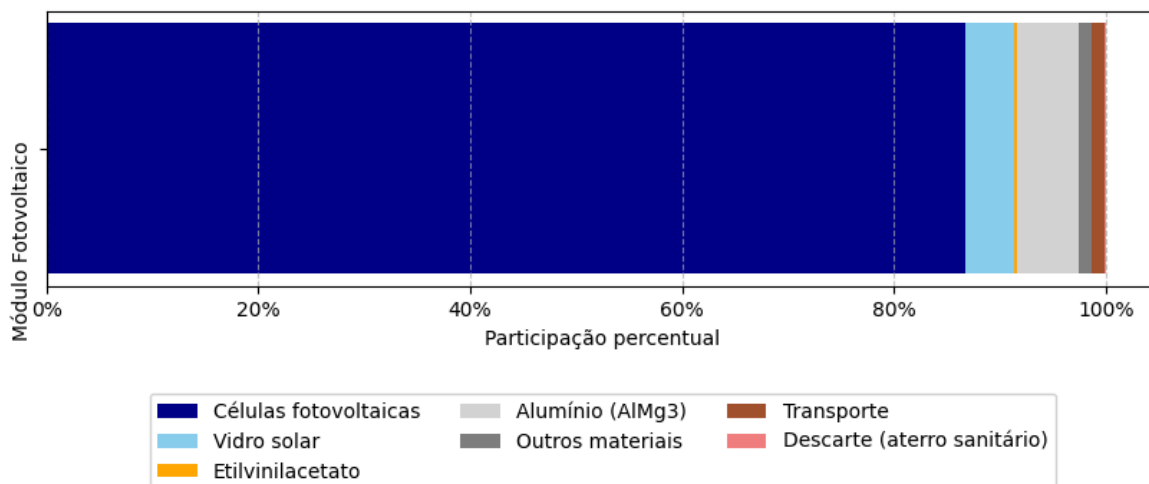
O Cenário 2 apresenta um resultado notável. Embora tenha utilizado toda a área disponível, resultou em emissões totais de 141.006 kg de CO<sub>2</sub>-eq, em comparação com os 182.927 kg de CO<sub>2</sub>-eq do cenário original (Capítulo 3). Isso representa uma redução de 24,61% nas emissões, uma melhoria significativa.

Além disso, o Cenário 2 também proporcionou um aumento de 106,67% na produção de eletricidade ao longo do ciclo de vida do sistema. Esse incremento na geração de energia, combinado com a redução das emissões, indica que a otimização do uso da área pode ser uma estratégia eficaz para melhorar o desempenho ambiental e energético do sistema.





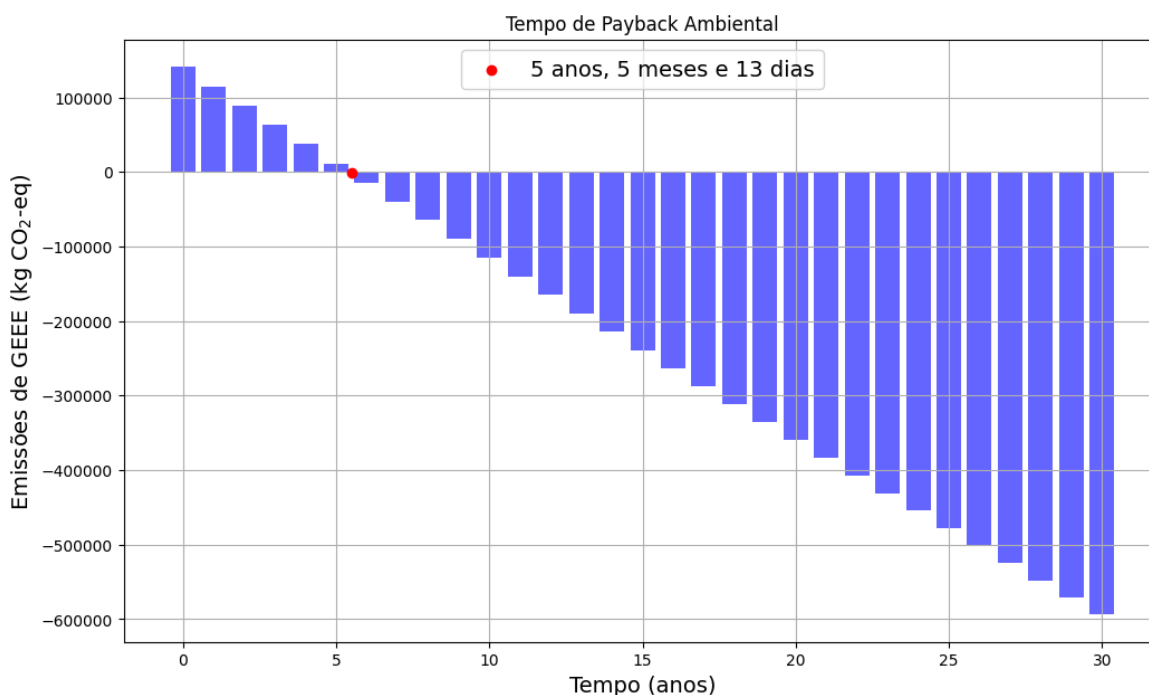
**Figura 4.7.** Distribuição das emissões de GEE associadas ao sistema fotovoltaico no cenário 2.



**Figura 4.8.** Distribuição das emissões de GEE associadas aos módulos fotovoltaico no cenário 2.

Considerando as emissões totais do segundo cenário, o fator de emissão do sistema fotovoltaico atualizado ( $EF_{FV30}$ ), calculado de acordo com a Equação (4.4), é de 0,02687 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh — 65,24% menor que o fator de emissão do sistema original (0,0773 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh, Capítulo 3) e 80,81% menor em comparação com o fator de emissão da rede elétrica brasileira em 2023 (0,140 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh).

Calculado conforme a Equação (4.3), o  $GEE_{PAYBACK}$  (tempo de retorno das emissões de gases de efeito estufa) para o sistema fotovoltaico atualizado no cenário 2 é de 5 anos, 5 meses e 6 dias (Figura 4.9).



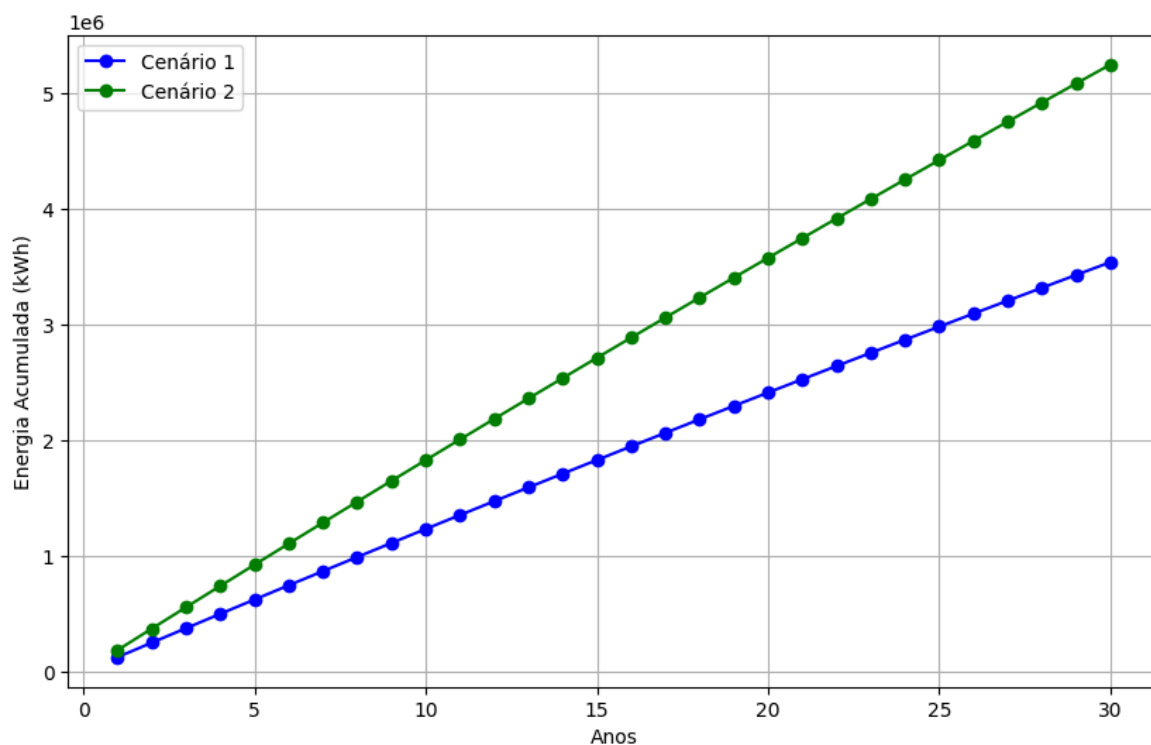
**Figura 4.9.** Amortização das emissões de GEE e identificação do tempo de retorno das emissões de GEE do sistema fotovoltaico adaptado no Cenário 2.

Além disso, além de alcançar um período de retorno do investimento dentro de sua vida útil, o sistema foi capaz de mitigar 593.644,25 kg de CO<sub>2</sub>-eq ao longo de 30 anos. Portanto, esse cenário demonstrou o melhor desempenho e eficiência em aumentar a quantidade de energia gerada, reduzir as emissões de GEE – contribuindo para a diminuição do impacto ambiental – e reduzir o fator de emissão em comparação com a matriz elétrica brasileira, o cenário original e o Cenário 1.

#### **4.3.3 Comparação entre cenários e discussão**

Os cenários desenvolvidos têm propostas distintas. Enquanto o Cenário 1 propõe dimensionar um sistema fotovoltaico que atenda à potência do sistema original, o Cenário 2 propõe dimensionar um sistema que utilize toda a área disponível. A principal diferença entre os cenários é, portanto, a quantidade de energia produzida ao longo do ciclo de vida do sistema, o que se reflete diretamente nas emissões de GEE e no tempo de retorno do investimento (Figura 4.10).

O Cenário 2 apresenta um aumento significativo na produção de energia elétrica, com 186.595,92 kWh no primeiro ano e 5.247.501,79 kWh ao longo de 30 anos. Em comparação, o Cenário 1 gera 125.866,30 kWh no primeiro ano e 3.539.646,71 kWh em 30 anos. Assim, o Cenário 2 conseguiu produzir 48,2% a mais de energia no primeiro ano e 48,2% a mais ao longo do ciclo de vida em relação ao Cenário 1. Esse aumento na produção de energia resulta de uma maior utilização da área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos.



**Figura 4.10.** Comparação da energia acumulada ao longo dos anos para o Cenário 1 e o Cenário 2.

Os cenários apresentados foram dimensionados utilizando os mesmos modelos de equipamentos (módulos, inversores, etc.), com a única variação sendo a quantidade desses componentes, ajustada de acordo com a demanda de cada cenário. Embora o Cenário 2 exija um número maior de módulos e cabos, o que leva a um aumento nas emissões de GEE, a produção anual de energia elétrica deste cenário supera a do Cenário 1.

Um fator interessante entre os resultados dos dois cenários é que o fator de emissão de ambos é semelhante, mas não idêntico. Isso se deve ao aumento significativo das emissões associadas à estrutura de suporte. Comparando as emissões da estrutura de suporte entre os cenários, ela foi a única responsável pelo aumento de 10.946 kg CO<sub>2</sub>-eq, o que resulta no ligeiro aumento no fator de emissão do Cenário 2 (Tabela 4.12).

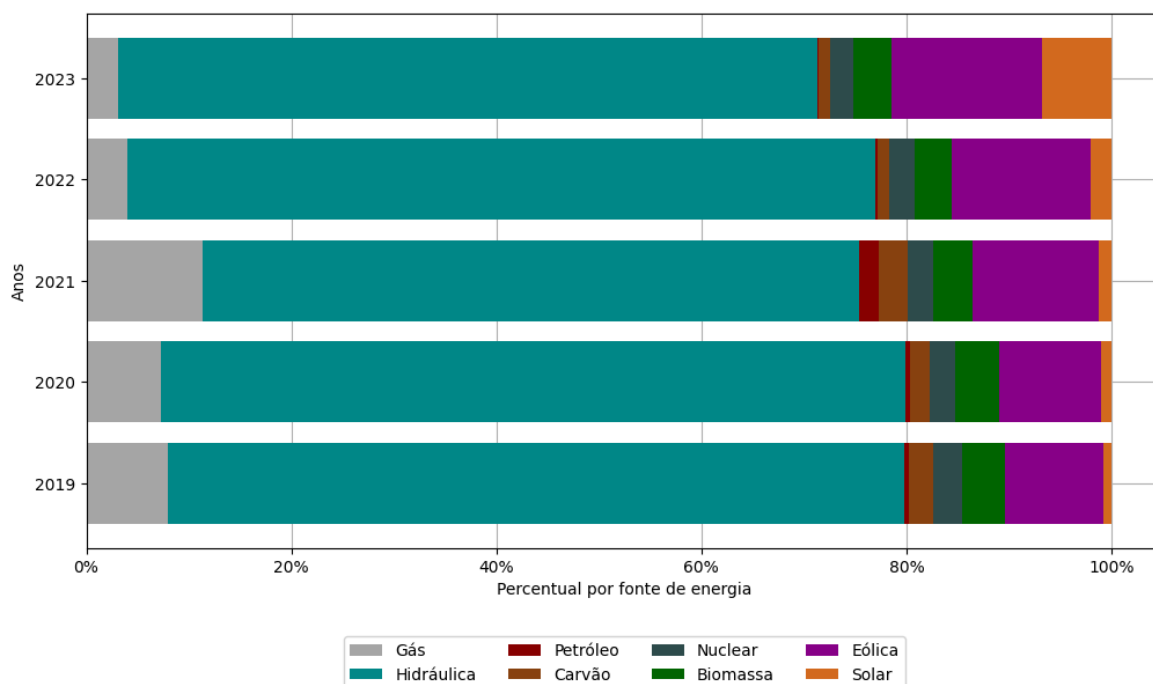
Essa diferença na produção de energia impacta diretamente no tempo de retorno, conforme descrito na Equação 3. Portanto, embora o Cenário 2 apresente um volume total maior de emissões de GEE, o tempo de retorno entre o Cenário 1 e o Cenário 2 é bastante semelhante, mesmo que a produção de energia elétrica entre eles apresente um resultado significativamente diferente (Tabela 4.12).

**Tabela 4.12.** Comparação entre os resultados dos cenários desenvolvidos.

	<b>Energia Elétrica Produzida no Primeiro Ano (kWh)</b>	<b>Energia Total Produzida em 30 anos (kWh)</b>	<b>Emissões Totais de GEE (kg CO2-eq)</b>	<b>Tempo de Retorno</b>	<b>Emissões Totais de GEE Mitigadas (kg CO2-eq)</b>
<b>Cenário 1</b>	125.866,30	3.539.646,71	87.978	5 anos e 14 dias	407.572,54
<b>Cenário 2</b>	186.595,92	5.247.501,79	141.006	5 anos, 5 mês e 13 dias	593.644,25

Essa diferença é importante porque, ao longo da vida útil do sistema, a maior produção de energia no Cenário 2 não apenas melhora a eficiência energética, mas também ajuda a reduzir significativamente as emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para os objetivos globais de sustentabilidade. Além disso, ao utilizar melhor a área disponível, o Cenário 2 se mostra uma escolha mais estratégica, maximizando os benefícios tanto para o meio ambiente quanto para a economia. Isso é especialmente relevante em situações onde o espaço é limitado ou tem alto valor.

Diante desses benefícios ambientais, também é crucial considerar o contexto mais amplo em que esses sistemas fotovoltaicos são implantados. Ao comparar a participação das fontes de energia na matriz elétrica nacional ao longo dos anos (Figura 4.11), observa-se uma tendência de redução no percentual de fontes não renováveis e um aumento na participação de fontes renováveis.



**Figura 4.11.** Porcentagem de fontes de energia na composição da matriz elétrica nacional em diferentes anos.

Essa variação influencia diretamente o fator de emissão da matriz elétrica nacional. Seguindo essa tendência, o ano de 2023 atingiu o menor fator de emissão da matriz brasileira. Esse é um dado importante porque, para calcular o tempo de retorno ambiental dos cenários deste trabalho, utilizamos a diferença entre o fator de emissão da matriz elétrica nacional e o fator de emissão do sistema fotovoltaico (Eq. 4.3). Sabendo do impacto desse parâmetro e de sua tendência ao longo dos anos, é interessante que, em estudos futuros, a variação do fator de emissão ao longo do tempo seja levada em consideração. Para isso, modelos computacionais de previsão deveriam ser desenvolvidos para projetar os fatores de emissão futuros, o que não é viável para este trabalho. Essa medida é relevante porque, considerando que os sistemas fotovoltaicos têm ciclos de vida de 25 a 30 anos, seria necessário estimar os fatores de emissão dos anos futuros, o que forneceria um valor de tempo de retorno mais preciso.

#### 4.4. CONCLUSÃO

Este estudo demonstra que a atualização de sistemas fotovoltaicos não apenas melhora a eficiência na geração de energia, mas também reduz significativamente as emissões de GEE associadas ao ciclo de vida do sistema. O sistema fotovoltaico atualizado, dimensionado para o telhado do prédio do CEAR na Universidade Federal da Paraíba, alcançou uma redução notável nas emissões totais de GEE: de 182.927 kg CO<sub>2</sub>-eq

no projeto original para 89.406 kg CO<sub>2</sub>-eq no Cenário 1 e 141.006 kg CO<sub>2</sub>-eq no Cenário 2, representando uma diminuição de 52,2% e 24,6%, respectivamente.

O Cenário 2 destaca-se por aumentar a produção de eletricidade em 48,2% em comparação ao Cenário 1, gerando 186.595,92 kWh no primeiro ano e 5.247.501,79 kWh ao longo de 30 anos. Esse aumento na produção de energia resulta de um uso mais eficiente da área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos. Embora o Cenário 2 apresente emissões de GEE mais altas (141.006 kg CO<sub>2</sub>-eq contra 87.978 kg CO<sub>2</sub>-eq do Cenário 1), o ganho substancial na produção energética compensa essas emissões, resultando em um tempo de retorno similar para ambos os cenários. O tempo de retorno do Cenário 1 é de 5 anos e 14 dias, enquanto o do Cenário 2 é ligeiramente maior: 5 anos, 5 meses e 13 dias.

Apesar das emissões mais elevadas, o Cenário 2 ainda é a opção mais eficiente em termos de produção total de energia e emissões mitigadas. Ele demonstra que maximizar o uso do espaço disponível é uma escolha estratégica, trazendo benefícios significativos tanto ambientais quanto econômicos — especialmente em áreas onde o espaço é limitado ou de alto valor.

Além disso, considerar a variação na composição da matriz elétrica nacional ao longo dos anos e, conseqüentemente, a variação no fator de impacto da matriz elétrica para calcular o tempo de retorno seria uma estratégia para maior precisão desses dados. Como o fator de impacto da matriz elétrica nacional para os anos futuros precisaria ser previsto, seriam necessários modelos computacionais de previsão.

Esses resultados reforçam a importância de utilizar materiais avançados, reciclagem e designs inovadores para maximizar os benefícios ambientais. Embora a tecnologia fotovoltaica seja inerentemente sustentável, este estudo ressalta que um projeto cuidadoso e a seleção adequada de materiais são essenciais para alcançar uma descarbonização efetiva e alinhar os sistemas de energia renovável com as metas climáticas globais.

#### **4.5. AGRADECIMENTOS**

Os autores agradecem à Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado da Paraíba (FAPESQ) pela concessão da bolsa de Mestrado (nº 1990/2022) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelas Bolsas de Produtividade (nº 309452/2021-0 e 308753/2021-6).

#### **4.6. REFERÊNCIAS**

BADZA, K.; SORO, Y. M.; SAWADO, M. Life cycle assessment of a 33.7 MW solar photovoltaic power plant in the context of a developing country. *Sustainable Environment Research*, v. 33, n. 1, p. 1-15, 2023.

BUENO, P. T. et al. Promoting sustainability in the solar industry: bibliometric and systematic analysis of alternatives for the end-of-life of photovoltaic modules. *Discover Sustainability*, v. 5, n. 1, p. 1-18, 2024.

CANADIAN SOLAR. BiHiKu7 CS7N-MB-AG Datasheet v2.4. Guelph: Canadian Solar, 2024. Disponível em: [https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/06153525/CS-Datasheet-BiHiKu7\\_CS7N-MB-AG\\_v2.4\\_EN.pdf](https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2020/10/06153525/CS-Datasheet-BiHiKu7_CS7N-MB-AG_v2.4_EN.pdf). Acesso em: 16 set. 2024.

CHEN, X. et al. Reutilizing waste photovoltaic plastics by pyrolysis: Dynamics, thermodynamics, mechanisms, products, and optimization. *Fuel*, v. 384, p. 134005, 2025.

CIROTH, A. Data quality in life cycle inventories. In: KLÖPFFER, W. (ed.). *LCA Compendium – The Complete World of Life Cycle Assessment*. Cham: Springer, 2021. p. 97-122.

ECOINVENT. Ecoinvent database v3.8. Zurique: Ecoinvent, 2024. Disponível em: <https://ecoinvent.org>. Acesso em: 16 set. 2024.

FRONIUS. Fronius Tauro Eco 100-3-D Datasheet. Pettenbach: Fronius International, 2024. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/instaladores-e-parceiros/dados-tecnicos/todos-os-produtos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-d>. Acesso em: 16 set. 2024.

GERA, R. et al. Recycling of solar panels: Sustainable disposal of photovoltaic materials. *E3S Web of Conferences*, v. 547, p. 02011, 2024.

GOLSTEIJN, L. Life cycle assessment (LCA) explained. Amersfoort: PRé Sustainability, 2024. Disponível em: <https://pre-sustainability.com/articles/life-cycle-assessment-lca-basics/>. Acesso em: 16 set. 2024.

GUINÉE, J. Life cycle sustainability assessment: What is it and what are its challenges? In: CLIFT, R.; DRUCKMAN, A. (ed.). *Taking Stock of Industrial Ecology*. Cham: Springer, 2016. p. 45-68.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Cambridge: Cambridge University Press, 2021. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>. Acesso em: 16 set. 2024.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 14040:2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework. Genebra: ISO, 2006.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. ISO 14044:2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. Genebra: ISO, 2006.

SOUZA, R. J. et al. Proposal and 3E (energy, exergy, and exergoeconomic) assessment of a cogeneration system using an organic Rankine cycle and an Absorption Refrigeration System in the Northeast Brazil: Thermodynamic investigation of a facility case study. *Energy Conversion and Management*, v. 217, p. 113002, 2020.

LI, Q. et al. Life cycle cost analysis and life cycle assessment of ETFE cushion integrated transparent organic/perovskite solar cells: Comparison with PV glazing skylight. *Journal of Building Engineering*, v. 87, p. 109140, 2024.

LIANG, H.; YOU, F. Reshoring silicon photovoltaics manufacturing contributes to decarbonization and climate change mitigation. *Nature Communications*, v. 14, n. 1, p. 1-12, 2023.

LIN, M. et al. A novel acid-free combined technology to achieve the full recovery of crystalline silicon photovoltaic waste. *Waste Management*, v. 190, p. 666-675, 2024.

LIM, J. et al. All-perovskite tandem solar cells: from fundamentals to technological progress. *Energy & Environmental Science*, v. 17, n. 13, p. 4390-4425, 2024.

LIU, X. et al. Study of a dust deposition mechanism dominated by electrostatic force on a solar photovoltaic module. *Science of the Total Environment*, v. 754, p. 142241, 2021.

LUDIN, N. A. et al. Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 96, p. 11-28, 2018.

MWASE, J. M. et al. Efficient recovery of silver and aluminum from end-of-life photovoltaics: A two-step leaching approach. *Processes*, v. 12, n. 11, p. 2454, 2024.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório Anual 2023. Brasília: ONS, 2024. Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-ace ssivel\\_21032024.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/2023-Relatorio-Anual-ace ssivel_21032024.pdf). Acesso em: 16 set. 2024.

PVSYST. PVsyst v7.2.11. Satigny: PVsyst SA, 2024. Software.

SAJ ELECTRIC. R6-(25~50)K-T3(T4)-32 Datasheet. Huizhou: SAJ Electric, 2024. Disponível em:



[https://img.saj-electric.com/file/R6-\(25~50\)K-T3\(T4\)-32%20Datasheet-20230410034920968.pdf](https://img.saj-electric.com/file/R6-(25~50)K-T3(T4)-32%20Datasheet-20230410034920968.pdf). Acesso em: 16 set. 2024.

SCHULTZ, H. S.; CARVALHO, M. Design, greenhouse emissions, and environmental payback of a photovoltaic solar energy system. *Energies*, v. 15, n. 16, p. 6098, 2022.

SILVA, H. C. N. et al. Modeling and simulation of cogeneration systems for buildings on a university campus in Northeast Brazil – A case study. *Energy Conversion and Management*, v. 186, p. 334-348, 2019..

SIMAPRO. Simapro v9.3. Amersfoort: PRé Sustainability, 2024. Software. Disponível em: <https://simapro.com>. Acesso em: 16 set. 2024.

SOUZA, C. H.; SANTOS, R. A.; PEREIRA, S. R. Brazil's wind energy potential and its contribution to the energy matrix. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 137, p. 111789, 2021.

TAN, X.; LI, Y. Innovations and challenges in semi-transparent perovskite solar cells: A mini review of advancements toward sustainable energy solutions. *Journal of Composites Science*, v. 8, n. 11, p. 458, 2024.

TUSHAR, Q. et al. An integrated financial and environmental evaluation framework to optimize residential photovoltaic solar systems in Australia from recession uncertainties. *Journal of Environmental Management*, v. 346, p. 119002, 2023.

ZHU, R. et al. Multi-sourced data modelling of spatially heterogenous life-cycle carbon mitigation from installed rooftop photovoltaics: A case study in Singapore. *Applied Energy*, v. 362, p. 122957, 2024.

## 4.7. APÊNDICE

**Tabela 4.1A.** Especificações Técnicas do Painel Fotovoltaico Canadian Solar BiHiKu7 CS7N-650MB-AG

<b>Dados Elétricos</b>	<b>Ganho Frontal</b>	<b>Ganho Bifacial (20%)</b>
Tipo de tecnologia	células mono-cristalinas	—
Dimensões	2384 mm x 1303 mm x 33 mm	—
Peso	37,8 kg	—
Corrente de operação ótima	17,16 A	20,59 A
Tensão no ponto de máxima potência (Vmp)	37,9 V	37,9 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	18,39 A	22,07 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45 V	45 V
Potência máxima nominal (Pmax)	650 W	780 W
Eficiência	20,9%	25,1 %

**Tabela 4.2A.** Especificações Técnicas do Inversor SAJ R6-25-50K-T3(T4)

Tipo de inversor	Inversor Central
Tensão máxima de entrada CC	1100 V
Potência máxima do gerador	75000Wp
Potência nominal CA	50000W
Corrente máxima de entrada CC / Corrente de curto-circuito	32A / 38,4A
Tensão de partida (entrada)	200 V
Faixa de tensão MPP	180V - 1000V
Corrente máxima de saída do inversor	75,8 A
Eficiência máxima	98,8%
Número de MPPT	4
Eficiência CEC	97,50%
Dimensão	473 × 659,4 × 240 mm
Peso	37,5 kg

## CAPÍTULO 5

### CONSIDERAÇÕES FINAIS

A implementação de sistemas fotovoltaicos tem se mostrado uma alternativa eficaz para reduzir os impactos ambientais provocados pela geração convencional de energia elétrica. No caso do Brasil, que apresenta altos níveis de incidência solar, o aproveitamento da energia solar surge como uma solução promissora para ampliar a participação de fontes renováveis na matriz energética. No entanto, conforme discutido no Artigo 1 (Capítulo 2), uma revisão bibliométrica revelou que ainda há uma escassez de estudos voltados à avaliação dos impactos ambientais dessa tecnologia, especialmente em países da América Latina e da África, incluindo o próprio Brasil. Essa lacuna evidencia a importância de se aprofundar as pesquisas nesse campo e reforça a relevância do presente trabalho, que busca contribuir para o entendimento mais amplo dos efeitos ambientais da energia solar em contextos ainda pouco explorados.

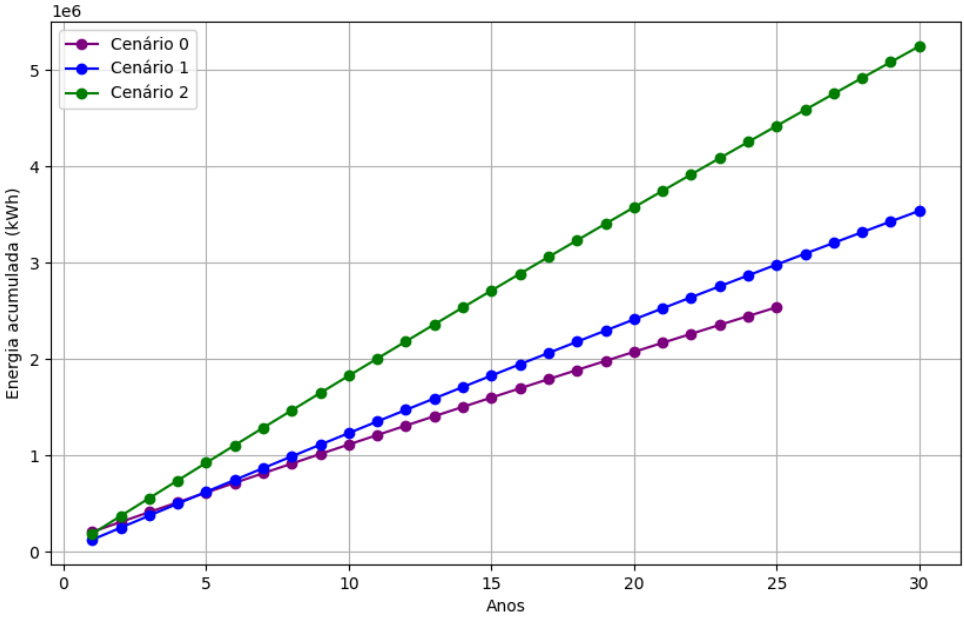
Este trabalho investigou o payback ambiental de um sistema fotovoltaico dimensionado para o edifício do CEAR da UFPB. Para tanto, construiu-se o inventário de materiais utilizados no sistema fotovoltaico, e aplicou-se a metodologia da ACV para quantificação das emissões de GEE. Com base na produção de energia elétrica, calculou-se o tempo necessário para amortização do passivo ambiental (emissões embutidas no sistema fotovoltaico). No artigo 2 (Capítulo 3), uma ACV foi desenvolvida, confirmando que a adoção de um sistema fotovoltaico é uma medida eficiente para mitigar impactos ambientais causados pela geração de energia elétrica. Mesmo em países cujo mix elétrico nacional já é majoritariamente renovável, como é o caso do Brasil, a adoção a sistemas fotovoltaicos contribui ainda mais para a redução do fator de emissão por kWh (Tabela 5.1). Entretanto, a escolha dos materiais e sua eficiência é um fator significativo para a redução ainda maior das emissões de GHG e mitigação de impactos ambientais. Dessa forma, o artigo 3 (Capítulo 4) propõe uma atualização do sistema.

**Tabela 5.1.** Fator de emissão (kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh).

	Mix elétrico nacional (2023)	Cenário 0: projeto original	Cenário 1: potência do sistema	Cenário 2: utilização da área total
<b>Fator de Emissão (kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh)</b>	0,140	0,0773	0,02485	0,02687

O terceiro artigo apresenta uma atualização do sistema dividida em dois possíveis cenários, o primeiro baseou-se na potência do sistema original e o segundo, baseado na área ocupada pelo sistema original. O uso de modelos mais modernos no primeiro e

segundo cenário, geraram impacto significativo na produção de energia elétrica ao longo do ciclo de vida que, comparado ao cenário original, um aumento de 39,40% e 106,67% respectivamente (Figura 5.1).



Os resultados do terceiro artigo também demonstraram o impacto do uso de módulos mais eficientes nos cenários 1 e 2, que resultaram em uma significativa redução das emissões de GHG e, conseqüentemente, dos impactos ambientais e do tempo de payback ambiental (Tabela 5.2).

**Tabela 5.2.** Emissões de GHG e tempo de payback dos cenários estudados.

	Emissões de GHG do sistema(kg CO <sub>2</sub> -eq)	Emissões de GHG evitadas (kg CO <sub>2</sub> -eq)	Tempo de payback
<b>Cenário 0</b>	182.927	158.004,64	13 anos e 8 dias
<b>Cenário 1</b>	89.406	407.572,54	5 anos e 14 dias
<b>Cenário 2</b>	141.006	593.644,25	5 anos, 5 meses e 13 dias

Como sistemas fotovoltaicos possuem ciclos de vida de 25 a 30 anos, estimar os fatores de emissão futuros poderia fornecer valores mais precisos de tempo de payback. Assim, para trabalhos futuros, desenvolver modelos computacionais para prever os fatores de emissão futuros seria imprescindível; realizar um estudo de viabilidade econômica e o tempo de retorno do investimento; desenvolvimento de um cenário que atenda a demanda elétrica do edifício; viabilidade de geração de créditos de carbono através das emissões mitigadas; ampliação do estudo de caso do sistema fotovoltaico do CEAR para sistemas que podem ser implementados em outros edifícios da universidade.

Além disso, este trabalho desenvolveu um estudo de caso aplicado a um edifício do CEAR, contribuindo para o aprofundamento do conhecimento sobre as emissões de GEE associadas a um sistema solar fotovoltaico que integra o patrimônio da Universidade Federal da Paraíba. Esse sistema, localizado justamente no centro de pesquisa que abriga o Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis (PPGER), representa não apenas um objeto de estudo, mas também um exemplo prático da aplicação de tecnologias sustentáveis no próprio ambiente universitário. Ao investigar os impactos ambientais de uma estrutura inserida no contexto institucional, o presente estudo oferece subsídios concretos para que a UFPB desenvolva uma compreensão mais aprofundada sobre seus próprios sistemas e práticas sustentáveis. Dessa forma, reforça-se a importância de iniciativas de pesquisa voltadas para o autoconhecimento institucional e para a promoção de estratégias mais eficazes de gestão ambiental dentro da própria universidade.

## REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 14040/2014 - Gestão ambiental – avaliação do ciclo de vida: princípios e estrutura. Rio de Janeiro: ABNT. 2014a.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 14044/2014 - Avaliação do ciclo de vida: requisitos e orientações. Rio de Janeiro: ABNT. 2014b.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR ISO 14025/2015 - Rótulos e declarações ambientais: declarações ambientais de Tipo III. Rio de Janeiro: ABNT. 2015.

AHMAD, I.; AHMAD, B.; BOOTE, K.; HOOGENBOOM, G. Adaptation strategies for maize production under climate change for semi-arid environments. *European Journal of Agronomy*, [s.l.], v. 115, p. 126040, abr. 2020.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 01 fev. 2024.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2012

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2015.

ANTONANZAS, J.; QUINN, J. C. Net environmental impact of the PV industry from 2000-2025. *Journal of Cleaner Production*, v. 311, p. 127791, 2021.

Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/> . Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

CARVALHO, MONICA ; DELGADO, DANIELLE . POTENTIAL OF PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY TO REDUCE THE CARBON FOOTPRINT OF THE BRAZILIAN ELECTRICITY MATRIX. *LALCA- Revista Latino Americana em Avaliação do Ciclo de Vida* , v. 1, p. 64, 2017.

Barbosa *et al.* Economic and greenhouse gas assessments for two hot water industrial systems: Solar vs. natural gas. *Cleaner Engineering and Technology*, v. 6, p. 100365–100365, 1 fev. 2022.

BHANDARI, K. P. *et al.* Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 47, p. 133–141, jul. 2015.

Baumann, H.; Tillman, A. M. *The Hitch Hiker's guide to LCA: an orientation in life cycle assessment methodology and application*. Lund: Studentlitteratur, Lund, 2004.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, e dá outras providências. *Diário Oficial da União*: seção 1, Brasília, DF, ano 160, n. 4, p. 1, 7 jan. 2022. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm).

BRASIL. Balanço Energético Nacional 2023: Ano base 2022. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro: EPE, [s.n.], 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>. Acesso em: 15 de janeiro de 2024.

Brasil. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf). Acesso em: 29 de janeiro de 2024.

CAO, C. Sustainability and life assessment of high strength natural fibre composites in construction. *Advanced High Strength Natural Fibre Composites in Construction*, p. 529–544, 2017.

CARVALHO, M. Thermoeconomic and environmental analyses for the synthesis of polygeneration systems in the residential-commercial sector. University of Zaragoza Ph. D. Thesis, 2011.

CARVALHO, M.; DELGADO, D. B. M.; CHACARTEGUI, R. Life cycle analysis as a decision criterion for the implementation of solar photovoltaic panels in as Northeast Brazil hospital. In: *energy, transportation and global warming*. Springer, Cham, 2016. p. 295-310.

DE BORTOLI, A.; AGEZ, M. Environmentally-Extended Input-Output analyses efficiently sketch large-scale environmental transition plans -- illustration by Canada's road industry. *Journal of Cleaner Production*, v. 388, p. 136039, 1 fev. 2023.

Fonseca, L. F. S.; Carvalho, M. Greenhouse gas and energy payback times for a wind turbine installed in the Brazilian Northeast. *Frontiers in Sustainability*, v. 3, 5 dez. 2022.

GRANT, C.; GARCIA, J.; HICKS, A. Environmental payback periods of multi-crystalline silicon photovoltaics in the United States – How prioritizing based on environmental impact compares to solar intensity. *Sustainable energy technologies and assessments*, v. 39, n. 100723, p. 100723, 2020.

HUBACK, V. et al. Mudanças climáticas e os impactos sobre o setor de energia elétrica: uma revisão da bibliografia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 10., 2016, Gramado, Rio Grande do Sul. CBPE: Gramado, 2016. Disponível em: <<https://bit.ly/2On7Umq>>.

LAURIN, L.; DHALIWAL, H. Life Cycle Environmental Impact Assessment. Elsevier eBooks, p. 225–232, 1 jan. 2017.

LEE, U.; BENAVIDES, P. T.; WANG, M. Life cycle analysis of waste-to-energy pathways. *Waste-to-Energy*, p. 213–233, 2020.

LIMA, M. A. et al. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. *Environmental Development*, v. 33, p. 100504, 2020.

LORENTE RUBIO, C. *et al.* Environmental Impact Comparison of Geothermal Alternatives for Conventional Boiler Replacement. *Energies*, v. 15, n. 21, p. 8163, 1 nov. 2022.

LU, L.; YANG, H. X. Environmental payback time analysis of a roof-mounted building-integrated photovoltaic (BIPV) system in Hong Kong. *Applied Energy*, v. 87, n. 12, p. 3625–3631, dez. 2010.

INPE. Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/>. Acesso em: 12 de janeiro de 2024.

Instituto Fraunhofer para sistemas de energia solar ISE, “Relatório Fotovoltaico”, Freiburg, 2013.

IPCC. Renewable energy sources and climate change mitigation: special report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. *Choice Reviews Online*, v. 49, n. 11, p. 630949-6309, 2011.

ISO 14040. Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework. International Organization for Standardization (ISO), Genebra, 2006.



ISO 14044. Environmental management - Life cycle assessment - Requirements and guidelines. International Organization for Standardization (ISO), Genebra, 2006.

Jones, M.W., Peters, G.P., Gasser, T. et al. National contributions to climate change due to historical emissions of carbon dioxide, methane, and nitrous oxide since 1850. *Sci Data* 10, 155 (2023). <https://doi.org/10.1038/s41597-023-02041-1>

MME. Ministério De Minas e Energia, 2021. Resenha Energética Brasileira. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ResenhaEnergicaExercicio2020final.pdf> . Acesso em: 15 jan 2024.

Ministério De Minas E Energia (MME); Empresa De Pesquisa Energética (EPE). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030\\_RevisaoPosCP\\_rv2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf) . Acesso em: 18 de janeiro de 2024.

PENG, J.; LU, L.; YANG, H. Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 19, p. 255–274, mar. 2013.

PEREIRA, E. B. *et al.* Atlas brasileiro de energia solar. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p. ISBN 978-85-17-00090-4. IBI: <8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>. Disponível em: <<http://urlib.net/ibi/8JMKD3MGP3W34P/3PERDJE>>.

ONS. Operador Nacional de Sistemas. 2024. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 10 de janeiro de 2024.

SIE. Ministério de Minas e Energia. Sistema de Informações Energéticas. 2024. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/SIEBRASIL/consultas/reporte-dato42-jerarquizado.aspx?oc=30181&or=30182&ss=2&v=1>. Acesso em: 10 de dezembro de 2023.

Silva, W. K.M, Neves, T. I., de Souza Silva, C., Carvalho, M., & Abrahão, R. (2020). Sustainable enhancement of sugarcane fertilization for energy purposes in hot climates. *Renewable Energy*, 159, 547-552.

SCHULTZ, H. S.; CARVALHO, M. Design, Greenhouse Emissions, and Environmental Payback of a Photovoltaic Solar Energy System. *Energies* (19961073), v. 15, n. 16, p. 6098–N.PAG, 15 ago. 2022.

THANATRAKOLSRI, P.; SIRITHIAN, D. Evaluation of greenhouse gas emissions and mitigation measures at Thammasat university's Lampang campus in Thailand. *Environmental health insights*, v. 18, p. 11786302241253589, 2024.

VOLKART, K.; MUTEL, C. L.; PANOS, E. Integrating life cycle assessment and energy system modelling: Methodology and application to the world energy scenarios. *Sustainable production and consumption*, v. 16, p. 121-133, 2018.

XIE, M. et al. Pollutant payback time and environmental impact of Chinese multi-crystalline photovoltaic production based on life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, v. 184, p. 648–659, maio 2018.

WANG, Q. et al. Life cycle assessment of n-caproic acid production via chain elongation from food waste: Comparison of shunting and staged technology. *Environmental research*, v. 251, n. Pt 1, p. 118596, 2024.

WEIDEMA, B. P.; BRANDÃO, M. Book Review of Life Cycle Assessment: Theory and Practice, edited by Michael Z. Hauschild, Ralph K. Rosenbaum, and Stig Irving Olsen; Environmental Life Cycle Assessment, by Olivier Jolliet, Myriam Saadé-Sbeih, Shanna Shaked, Alexandre Jolliet, and Pierre Crettaz; and Life Cycle Assessment: Quantitative Approaches for Decisions That Matter, by H. Scott Matthews, Chris T. Hendrickson, and Deanna H. Matthews. *Journal of Industrial Ecology*, v. 24, n. 3, p. 726-730, 2020