

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: TEMPOS DE
RETORNO DE ENERGIA E EMISSÕES DE
CO₂ DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NAS
CAPITAIS BRASILEIRAS**

MAURÍCIO ALMEIDA PINTO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

FACULDADE DE TECNOLOGIA

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓSGRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: TEMPOS DE RETORNO DE
ENERGIA E EMISSÕES DE CO₂ DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NAS CAPITALS BRASILEIRAS**

MAURÍCIO ALMEIDA PINTO

**ORIENTADOR(A): MARIO B. B. DE SIQUEIRA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**PUBLICAÇÃO:
BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO - 2020**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓSGRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS**

**GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: TEMPOS DE RETORNO DE
ENERGIA E EMISSÕES DE CO₂ DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS NAS CAPITALS BRASILEIRAS**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-
GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS MECÂNICAS DA FACULDADE DE
TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS MECÂNICAS.**

APROVADA POR:

**Prof. Mario Benjamim Baptista de Siqueira, Dr. (ENM – UnB)
(Orientador)**

**Prof. Armando de Azevedo Caldeira Pires, Dr. (ENM – UnB)
(Examinador Interno)**

**Cláudio Albuquerque Frate, Dr. (CDS-UnB)
(Examinador Externo)**

BRASÍLIA/DF, 21/12/2020.

FICHA CATALOGRÁFICA

ALMEIDA PINTO, MAURÍCIO

Geração distribuída: tempos de retorno de energia e emissões de CO₂ de sistemas fotovoltaicos nas capitais brasileiras – Brasil, 2020.

84p., 210x297mm (PPGCM/FT/Unb, Mestre, Ciências Mecânicas, 2020).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas.

- | | |
|------------------------|-----------------------------|
| 1. Energia solar | 2. Análise do Ciclo de Vida |
| 3. <i>Payback Time</i> | 4. Fotovoltaico |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PINTO, M.A, Geração distribuída: tempos de retorno de energia e emissões de CO₂ de sistemas fotovoltaicos nas capitais brasileiras. Dissertação de Mestrado, Publicação ENM.DM, Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, Universidade de Brasília – Faculdade de Tecnologia, Brasília, DF, 84p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Maurício Almeida Pinto

TÍTULO: Geração distribuída: tempos de retorno de energia e emissões de CO₂ de sistemas fotovoltaicos nas capitais brasileiras

GRAU: Mestre ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Maurício Almeida Pinto

SQS 210, bloco K, 401 – CEP: 70.273-110

mauricioalpi@gmail.com

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela força e coragem ao longo desta jornada.

Aos meus familiares, namorada e amigos, pela paciência e compreensão ao longo dos últimos anos em que me dediquei ao mestrado.

Ao meu orientador, professor Mário Benjamim Baptista de Siqueira, pela paciência e incentivo ao longo da elaboração deste trabalho.

Muito obrigado a todos!

Maurício Almeida Pinto

RESUMO

Geração distribuída: tempos de retorno de energia e emissões de CO₂ de sistemas fotovoltaicos nas capitais brasileiras

Autor: Maurício Almeida Pinto

Orientador(a): prof. Dr. Mário Benjamim Baptista de Siqueira

Departamento de Engenharia Mecânica

Brasília, 21/12/2020.

Grande parte da demanda de energia elétrica no mundo é suprida pela utilização de tecnologias de conversão que usam recursos fósseis. Entretanto, a crescente demanda por energia no mundo, a preocupação com os efeitos do lançamento dos gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera e a necessidade atingir o objetivo sustentáveis, os países veem se esforçando para diversificarem sua matriz elétrica por meio do melhor aproveitamento dos recursos energéticos renováveis. O recurso solar é apontado como uma das melhores opções por estar disponível em todas as regiões do mundo e fornecer grande quantidade de energia. Neste sentido, diferentes tecnologias foram desenvolvidas nas últimas décadas e a que mais se destaca atualmente é a das placas fotovoltaicas, sendo incentivadas várias nações por meio de políticas públicas. No Brasil não é diferente, e as placas solares fotovoltaicas são amplamente utilizadas para arranjos solares centralizados e distribuídos, sendo a segunda alternativa com a maior quantidade de capacidade instalada e taxa de crescimento. O presente estudo teve por objetivo analisar os valores de *payback time* de energia e dióxido de carbono equivalente de plantas solares fotovoltaicas de 100 kWp ligados à rede na forma distribuída para cada uma das 27 capitais das unidades federativas brasileiras. Além do mais, realizou-se uma análise metodológica do cálculo da conversão de energia e gerou-se o cenário alternativo de nacionalização da manufatura dos equipamentos fotovoltaicos para entender qual seria o impacto nas emissões. De posse do resultado, constatou-se que a utilização de painéis fotovoltaicos é benéfica para o Brasil, pois o tempo de retorno da energia e emissões na pior região representam 7,36% e 42,44% da vida útil da planta, que a metodologia proposta no trabalho para cálculo da energia elétrica convertida, apesar de simples, é fácil de ser aplicada e resulta em estimativas com uma boa precisão e a nacionalização dos equipamentos fotovoltaicos poderia reduzir as emissões relacionadas a sua fabricação em até 75%.

ABSTRACT

Distributed generation: energy and greenhouse gases payback time assessment from photovoltaic plants installed in Brazilian capitals

Author: Maurício Almeida Pinto

Advisor: prof. Dr. Mário Benjamim Baptista de Siqueira

Mechanical Engineering Department

Brasília, 21/12/2020.

The world's demand for electricity is largely meeting by the use of conversion technologies that utilize fossil resources. Nonetheless, with the growing demand for energy worldwide, the greenhouse gases (GHG) emission issues to the environment, and the need to reach sustainable goals, countries are striving to diversify their electrical matrix through better use of renewable energy resources. The solar resource is pointed out as one of the best options since it is available in all regions of the world and provides a large amount of energy. In this sense and throughout the years, different technologies have been developing, and the one that stands out the most is the photovoltaic panels, with numerous countries encouraging its implementation through strong public policies. In Brazil, it is no different, and photovoltaic technology has been widely employing for large-power plants and distributed generation (DG). This study calculates the energy payback time and the CO₂ equivalent payback time of a photovoltaic solar array (100 kWp) connected to the grid in the GD form to each of the 27 capitals of the Brazilian federative units. Also, a methodological analysis of the energy conversion calculation was carried out, along with an alternative scenario for nationalizing the photovoltaic equipment manufacturing. The outcome shows that the photovoltaic panel's adoption is beneficial for Brazil because the energy and emissions return time in the worst place represents 7.36% and 42.44% of the plant's life. The methodology proposed for calculating the electricity converted by the solar array, although simple, is easy to be applied and results in estimates with good precision. Ultimate, the nationalization of photovoltaic equipment could reduce emissions related to its manufacture by up to 75%.

LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – RESULTADO DO CÁLCULO DA PEGADA DE CARBONO DE OUTROS ESTUDOS.....	29
TABELA 4.1 - ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL DAS PLACAS FOTOVOLTAICAS.....	34
TABELA 4.2 - CARACTERÍSTICAS DA PLACA FOTOVOLTAICA SELECIONADA.....	35
TABELA 4.3 – EMISSÃO EQUIPAMENTOS DO ARRANJO SOLAR.	35
TABELA 5.1 – QUANTIDADE DE PAINÉIS NECESSÁRIOS PARA O ARRANJO SOLAR.....	42
TABELA 5.2 – ENERGIA NECESSÁRIA PARA MANUFATURAR OS EQUIPAMENTOS.	43
TABELA 5.3 – EMISSÕES DOS PAINÉIS E COMPONENTES.....	43
TABELA 5.4 – VALORES DE EMISSÃO DE CO ₂ ENTRE O PAÍS DE ORIGEM E OS PORTOS SELECIONADOS.	44
TABELA 5.5 - EMISSÃO DEVIDO AO TRANSPORTE TERRESTRE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	45
TABELA 5.6 - IRRADIAÇÃO SOLAR E VARIAÇÕES PERCENTUAIS.....	55
TABELA 5.7 - DIFERENÇA APENAS DA METODOLOGIA UTILIZADA.	58
TABELA 5.8 - EPBT UTILIZANDO VALORES DO SAM E SUA VARIAÇÃO PERCENTUAL COM RELAÇÃO AOS DA METODOLOGIA PROPOSTA NO TRABALHO.	62
TABELA 5.9 - VALORES DE EPBT DE OUTROS ESTUDOS SEMELHANTES.....	63
TABELA 5.10 - PBT _{CO_{2e}} UTILIZANDO VALORES DO SAM E SUA VARIAÇÃO PERCENTUAL COM RELAÇÃO AOS DA METODOLOGIA PROPOSTA NO TRABALHO.	65
TABELA 5.11 - VALORES DE PBT DE CO _{2e} DE ESTUDOS SEMELHANTES.....	66
TABELA 5.12 - EMISSÕES DOS PAINÉIS E COMPONENTES FABRICADOS NACIONALMENTE.....	68
TABELA 5.13 - EMISSÃO DEVIDO AO TRANSPORTE TERRESTRE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	68
TABELA 5.14 – TEMPO DE RETORNO DOS GEE.....	69

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – MAPA DA IRRADIAÇÃO DO BRASIL NO PLANO INCLINADO NA LATITUDE.....	7
FIGURA 2.2 - CAPACIDADE INSTALADA NO ANO DE 2019, DADOS DO FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF.....	9
FIGURA 2.3 - HISTÓRICO DO VALOR DO MWH POR TECNOLOGIA, SEGUNDO A SOLARPOWER EUROPE.....	10
FIGURA 2.4 – DADOS DOS LEILÕES PARA A TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL, SEGUNDO A ANEEL.	11
FIGURA 2.5 – EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA DE GD NO BRASIL POR ANO, SEGUNDO DADOS DA ANEEL.....	12
FIGURA 2.6 - PROJEÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA ATÉ O ANO DE 2029, SEGUNDO DADOS DA EPE.....	14
FIGURA 2.7 - INDICADORES DO NDC BRASILEIRO E A EXPECTATIVA DO PLANO DE EXPANSÃO DE ENERGIA.	16
FIGURA 3.1 – PROCESSO DE PRODUÇÃO DOAS CÉLULAS MONO-SI E POLI-SI.	18
FIGURA 3.2 - EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE ARTIGOS PUBLICADOS NA BASE SCOPUS COM PALAVRAS CHAVES RELACIONADAS A ESSE TRABALHO.	22
FIGURA 3.3 – EVOLUÇÃO DOS VALORES MÍNIMOS E MÁXIMOS DE PEGADA DE CARBONO.	26
FIGURA 4.1 – PAINÉIS SOLARES INSTALADOS EM UM TELHADO.....	32
FIGURA 4.2 – EQUIPAMENTOS UTILIZADOS EM UMA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.	32
FIGURA 4.3 - MAPA ADMINISTRATIVO DO BRASIL.....	33
FIGURA 4.4 - IRRADIAÇÃO SOLAR NAS CAPITAIS BRASILEIRAS.....	39
FIGURA 5.1 – CONTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DA MANUFATURA DOS EQUIPAMENTOS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	44
FIGURA 5.2 - EMISSÃO PARA CADA CIDADE SELECIONADA.....	46
FIGURA 5.3 – EMISSÃO MÉDIA DO TRANSPORTE.	47
FIGURA 5.4 - CONTRIBUIÇÕES PERCENTUAIS NAS EMISSÕES TOTAIS.	48
FIGURA 5.5 - ENERGIA CONVERTIDA PELA PLANTA SOLAR EM CADA CIDADE SELECIONADA AO LONGO DE 25 ANOS.	49
FIGURA 5.6 - VARIAÇÃO PERCENTUAL DE ENERGIA CONVERTIDA.....	50
FIGURA 5.7 – PÁGINA INICIAL DO PVWATTS, MODELO UTILIZADO NESTE ESTUDO.....	52
FIGURA 5.8 - COBERTURA DO BANCO DE DADOS DA NSRDB.....	53
FIGURA 5.9 – VARIAÇÃO PERCENTUAL ENTRE OS VALORES DO SAM E A METODOLOGIA ADOTADA NESTA PESQUISA.....	54
FIGURA 5.10 - RESULTADO APLICANDO A METODOLOGIA DO EPBT.....	61
FIGURA 5.12 - <i>PAYBACK TIME</i> DE CARBONO.....	64

LISTA DE SIMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

GEE	Gases do Efeito Estufa
PV	Fotovoltaico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COP	Conferência das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança Climática
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	Agência Internacional de Energia
PV	Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilões de Energia de Reserva
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração distribuída
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
NDC	Contribuição Nacionalmente Determinada
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
ISO	Organização Internacional de Padronização
Poli-Si	Policristais de Silício
CO ₂	Dióxido de Carbono
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável
TMY	Ano Meteorológico Típico
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVO	4
1.1.1	<i>Geral</i>	4
1.1.2	<i>Específicos</i>	4
2	CONTEXTUALIZAÇÃO	6
2.1	RECURSO SOLAR	6
2.2	SITUAÇÃO ATUAL DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	8
2.3	MERCADO FOTOVOLTAICO NO BRASIL	10
2.4	ENERGIA E AMBIENTE	14
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	17
3.1	AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA	18
3.1.1	<i>Avaliação do impacto - tempo de retorno (Payback time)</i>	20
3.2	ESTUDOS ANÁLOGOS	21
3.2.1	<i>Pegada de carbono</i>	22
3.2.2	<i>Tempo de retorno – payback time</i>	26
3.3	CONSIDERAÇÕES	29
4	METODOLOGIA	31
4.1	ARRANJO FOTOVOLTAICO	31
4.1.1	<i>Localização</i>	33
4.2	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS, SUPORTE E OUTROS COMPONENTES	34
4.3	TRANSPORTE	36
4.4	CONVERSÃO EM ENERGIA ELÉTRICA	37
4.5	PAYBACK TIME DE ENERGIA (EPBT)	39
4.6	PAYBACK TIME DE CARBONO (PBT _{CO2e})	40
5	RESULTADOS	42
5.1	ARRANJO SOLAR	42
5.2	ENERGIA GASTA PARA MANUFATURAR OS EQUIPAMENTOS DO ARRANJO SOLAR	42
5.3	EMISSÃO DE CO ₂ EQUIVALENTE DO ARRANJO SOLAR	43
5.3.1	<i>Manufatura dos equipamentos</i>	43
5.3.2	<i>Transporte</i>	44
5.4	ENERGIA CONVERTIDA PELO ARRANJO	48
5.5	ANÁLISE METODOLÓGICA DA ESTIMATIVA DE CONVERSÃO DE ENERGIA	50
5.5.1	<i>Parâmetros utilizados no estudo</i>	51
5.5.2	<i>Análise de sensibilidade do resultado</i>	54
5.5.3	<i>Considerações das análises conduzidas</i>	59
5.6	CÁLCULO DOS PAYBACK TIMES	60
5.6.1	<i>Payback time de energia (EPBT)</i>	60
5.6.2	<i>Payback time de carbono (PBT_{CO2})</i>	63
5.7	NACIONALIZAÇÃO DA MANUFATURA DOS EQUIPAMENTOS PV	67
6	CONCLUSÕES	72
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76

1 INTRODUÇÃO

A maior parte da demanda de energia no mundo é abastecida pela queima de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão). Contudo, após crises no setor petrolífero, como a crise de Suez 1956-57, o embargo da OPEP 1973-74, a revolução do Irã 1978-79 [1], a crescente preocupação com os efeitos do lançamento indiscriminado de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera e a busca dos países pela diversificação da matriz elétrica, junto com o aumento na demanda por energia e desenvolvimento da indústria, muitos esforços vêm sendo realizados para melhor aproveitar os recursos energéticos renováveis.

A relação entre as atividades humanas e a emissão dos GEE, bem como suas consequências para o planeta Terra, já é aceita pela maioria da comunidade científica e também pelos países [2]. Além do mais, o relatório do IPCC afirma que o aquecimento do sistema climático é inegável e, desde a década de 1950, muitas das mudanças observadas são inéditas ao longo das décadas, como aquecimento da atmosfera e oceano, redução na quantidade de neve e gelo e o nível do mar subindo [3]. Por conseguinte, desde a década de 1980, introduziu-se o tema sobre as mudanças climáticas na agenda mundial e desde então ele vem tendo um papel central nas discussões entre as nações e acordos vêm sendo firmados para combater os impactos causados pelas mudanças no clima terrestre.

A partir dessas várias tratativas entre os países e metas estabelecidas para reduzir as emissões dos gases do efeito estufa, acordou-se que é o momento de investir na economia de baixas emissões. Como resultado disso, surgiram conceitos de economia circular, a qual é vista como uma forma de avançar de modo eficiente em direção a padrões de consumo e produção sustentáveis [4], incentivo a adoção de equipamentos com maior eficiência energética e aumentando da participação das energias renováveis nas matrizes energéticas, como o maior uso do recurso solar [5].

O recurso energético proveniente do sol é excepcional em comparação com todos os outros recursos já conhecidos e utilizados pela humanidade, como carvão, urânio e petróleo e seus derivados, e, além disso, é considerado inesgotável, não poluente e está disponível de forma gratuita [6]. O planeta terra recebe anualmente $1,5125 \times 10^{18}$ kWh de energia solar [7], trata-se de um valor considerável quando comparado ao consumo de

energia elétrica mundial no ano de 2018 que é de $1,57 \times 10^{14}$ KWh [8]. Em outra perspectiva, o consumo humano anual representa aproximadamente 0,01% da energia recebida do sol.

Existem várias formas de se aproveitar o recurso solar como insumo energético, sendo que algumas formas são utilizadas a séculos, por exemplo, para a iluminação natural de ambientes, para aquecer água e para cozinhar [9]. Atualmente, uma das tecnologias de conversão solar que mais se destaca é a da placa fotovoltaica, tecnologia essa que gera eletricidade a partir do uso de materiais semicondutores que constitui a célula solar [10], e possui um design simples e resistente, o que faz com que a mesma necessite de pouca manutenção durante a sua vida útil [11].

Nesta direção, notou-se que o aumento da instalação de sistemas fotovoltaicos ao redor do globo estava fortemente relacionado a programas governamentais específicos de incentivo para esta tecnologia, como incentivos fiscais e/ou financeiros para a população e empresas a explorarem e adotarem, sendo o melhor exemplo disso a Alemanha com a *feed-in tariff law*, mecanismo destinado a acelerar o investimento em tecnologias de energias renováveis por meio da oferta de contratos de longo prazo aos produtores de energias renováveis [12,13].

Atualmente, tanto a potência instalada como a produção de painéis fotovoltaicos continuam a crescer, o que corrobora para a tarifa da energia elétrica convertida por essa tecnologia ser até menor do que as convertidas pelas tecnologias convencionais. Assim, em países nos quais a economia seja estável, essa competitividade vem reduzindo o *payback* financeiro e atraindo cada vez mais o capital dos investidores [12,14].

O Brasil possui características solares semelhantes às regiões globais com maior incidência solar, principalmente na região do semiárido nordestino, sendo uma das principais razões a sua proximidade a linha do Equador, de modo que não se observa grandes variações de radiação solar durante o dia [15]. Contudo, destaca-se, também, que as outras regiões do Brasil possuem um potencial solar muito grande, variando entre 1.277,50 a 2.281,25 kWh/m² por ano [16], pois o menor índice de irradiação do Brasil é maior que a média de irradiação solar anual de muitos dos países europeus.

Como o restante dos países, os sistemas fotovoltaicos têm se destacado no Brasil, totalizando até julho de 2020 mais de 6 GW de potência instalada. No caso brasileiro, o

modelo de microgeração e da minigeração distribuída de energia elétrica tem se destacado possuindo capacidade instalada maior que os sistemas fotovoltaicos ligados de forma centralizada. Essa forte expansão da geração distribuída tem como marco inicial a Resolução Normativa no 482 da ANEEL do ano de 2012 que posteriormente foi revisada em 2015 [17].

O sistema de geração distribuída possui como principal característica a instalação da central geradora próxima a carga de consumo, normalmente na rede de distribuição do sistema ou mesmo após o sistema de medição do consumidor. Além disso, é apontado por especialistas da área que essa forma de geração pode colaborar para reduzir as perdas do sistema, postergar o investimento na expansão de longas linhas de transmissão e para diminuir a emissão de gases de efeito estufa [18,19].

Na parte ambiental, o Brasil possui uma das matrizes mais limpas do mundo, com aproximadamente 82% de fontes renováveis na oferta de energia elétrica, sendo a fonte hidráulica responsável por 73% disso [20]. Contudo, no COP 21 realizado na França em 2015, o país se comprometeu em reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% até 2025, tendo como base os níveis de 2005 [21]. Para que isso ocorra, será necessário expandir o uso de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica), e ganhos de eficiência energética [20,22].

Ainda que o Brasil possua um ótimo recurso solar em todo o seu território, uma matriz energética majoritariamente composta por fontes renováveis e vivencie uma forte expansão no mercado de sistemas fotovoltaicos ligados a rede na forma distribuída, alcançar as metas firmadas junto a outras nações na COP 21 se constitui um desafio técnico, econômico e político.

Vale ressaltar que a crise mundial devido ao COVID-19 traz novos desafios a adoção da tecnologia fotovoltaica em todo o mundo, uma vez que não se sabe a extensão dos seus impactos. Contudo, especialistas vem na crise a oportunidade única que acelerar a descarbonização da economia dos países por meio de programas de retomada do crescimento econômico focado na eliminação progressiva dos processos poluentes e a adoção de tecnologias sustentáveis [5,12,23].

Apesar das vantagens da geração elétrica por meio de painéis fotovoltaicos, como o fato de a fase de operação ter emissão zero, o processo de fabricação consome

uma quantidade de energia relevante. Esse gasto energético vem acompanhado de um fator de emissão, a depender do país de manufatura, o que resulta em lançamento de gases do efeito estufa na atmosfera terrestre. Dessa maneira, se faz relevante entender o balanço entre os lados positivos e negativos do equipamento, e uma ferramenta relevante para isso é o cálculo do *payback time* de carbono. Essa metodologia se utiliza dos dados de ciclo de vida de uma planta solar fotovoltaica para determinar qual o tempo necessário de operação para compensar as emissões devido a manufatura e até mesmo outras fases da vida do equipamento. Por conseguinte, surgem questões científicas relevantes para serem estudadas, tipo:

- Qual a relação entre a fabricação do painel e sua utilização na pegada de carbono de instalações fotovoltaicas?
- Qual a contribuição dos equipamentos auxiliares de um arranjo fotovoltaico e transporte na emissão total?
- Como a variação de irradiação solar no território brasileiro afeta o resultado final?

1.1 OBJETIVO

1.1.1 Geral

O propósito deste trabalho consiste em analisar os valores de *payback time* de energia e dióxido de carbono equivalente de uma planta solar fotovoltaica levando em consideração a variação de irradiação solar no Brasil. Para isso, considerou-se que a planta está ligada a rede elétrica por meio da geração distribuída e que ela seria instalada nas 27 capitais das unidades federativas brasileiras.

1.1.2 Específicos

Para alcançar o objetivo geral apresentado anteriormente, será desenvolvida análises sobre os seguintes objetivos específicos:

- Determinar a quantidade de energia gasta e CO₂ equivalente emitida na atmosfera devido a manufatura dos painéis, inversores, cabos, suportes e transporte dos mesmos;
- Calcular a energia elétrica convertida pelo arranjo considerando o recurso solar da cidade instalada;

- Calcular a pegada de carbono dos painéis fotovoltaicos instalados no Brasil ($\text{g CO}_2 \text{ equivalente} \cdot \text{kWh}^{-1}$) e os *payback time* de energia e carbono;

2 CONTEXTUALIZAÇÃO

2.1 Recurso solar

A energia solar, ao contrário das fontes convencionais, é temporalmente intermitente e apresenta uma variabilidade espacial demasiada em razão de sua forte relação com condições meteorológicas locais, como cobertura de nuvens, concentração de gases atmosféricos, sistemas sinóticos entre outros, e fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da Terra [16].

A noção acerca do potencial do recurso solar incidente na superfície terrestre e de sua variabilidade são essenciais para dar suporte ao desenvolvimento de projetos para aproveitamento dessa fonte de energia, bem como, em determinar os impactos nos aspectos técnicos de qualidade e de segurança do sistema elétrico [16,24,25].

O conhecimento da distribuição espacial do recurso solar é determinado por meio de satélites e instrumentos solarimétricos, os quais medem a radiação solar que atinge a superfície da Terra, a potência incidente por unidade de superfície ($W.m^{-2}$), levando em conta os diversos comprimentos de onda que a constitui [26]. Apesar de que dados coletados em superfície são uma fonte mais segura para conhecimento do potencial local de energia solar [16], modelos numéricos baseados em imagens de satélite são utilizados para estimativa do recurso solar de grandes extensões territoriais, Isso se deve ao fato de que medições locais requerem instrumentação adequada e cuidados na operação e manutenção o que representaria um custo proibitivo dentro da resolução espacial e temporal necessárias para elaboração de atlas solarimétricos de áreas extensas como a do Brasil.

Para o Brasil, o Atlas Brasileiro de Energia Solar se destaca por disponibilizar uma base de dados pública com informações cientificamente elaboradas sobre o potencial e a variabilidade espacial e temporal do recurso energético solar no território brasileiro. Para se chegar a esse resultado empregou-se o modelo físico de transferência radiativa, BRASIL-SR, desenvolvido com base no modelo GKSS [27] e adaptado para a climatologia e condições atmosféricas sazonais típicas observadas no Brasil [16].

No atlas, o recurso solar é disponibilizado por meio de mapas de irradiação e apresentados em três componentes de irradiação solar: irradiação solar global horizontal, irradiação direta normal e irradiação no plano inclinado na latitude. Além disso, os mapas

foram confeccionados utilizando sistema de coordenadas geográficas SIRGAS 2000 e utilizam a Base Cartográfica Contínua do Brasil ao Milionésimo (BCIM) disponibilizada pelo IBGE (2014) [16].

Para se determinar o potencial de conversão de irradiação solar em energia elétrica por uma planta solar fotovoltaica, a irradiação solar no plano inclinado é o parâmetro mais importante [28], pelo fato de mostrar a quantidade de energia incidente no plano de maior irradiação solar considerando a posição geográfica do local [29,30]. A **Error! Reference source not found.** [16] mostra o potencial brasileiro.

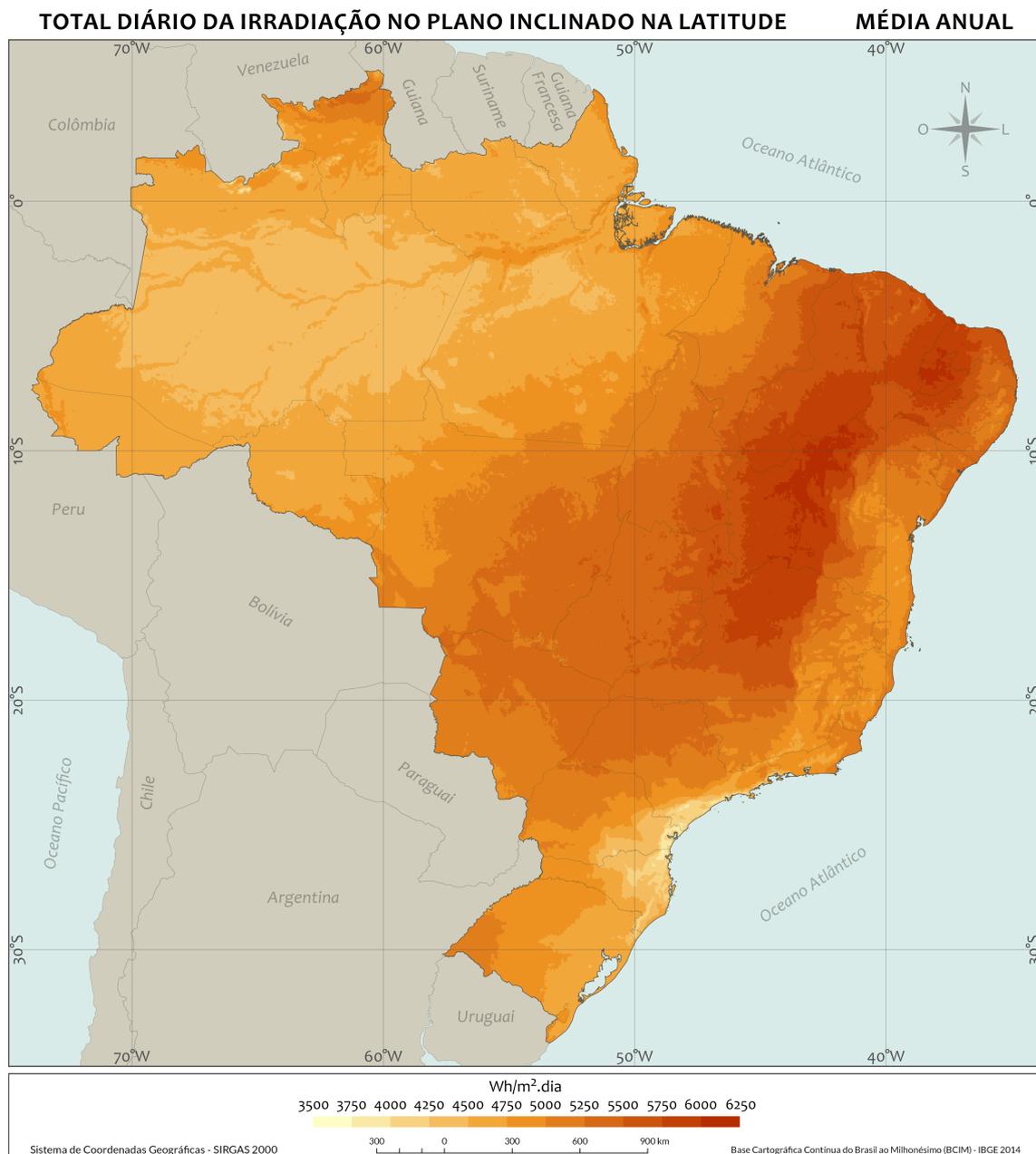


Figura 2.1 – Mapa da irradiação do Brasil no plano inclinado na latitude.

Com relação a distribuição do recurso solar mostrada na **Error! Reference source not found.**, tem que se destacar que o Brasil, por ter um território de extensões continentais compreendendo áreas de diversas topografias, apresenta uma dinâmica atmosférica que atua diretamente tanto na temperatura quanto na precipitação e provoca as diferenças climáticas regionais. Por conseguinte, esses diversos climas regionais e relevos influenciam na quantidade de recurso solar disponível em cada local do país. A escala de cores mostra que a distribuição solar média anual no Brasil é melhor na região Nordeste, Centro-Oeste e também no Sudeste do Brasil e têm maiores potenciais de rendimentos de plantas solares [16].

Com relação a validação do modelo utilizado no Atlas Brasileiro de Energia Solar e principalmente no plano inclinado, ele foi analisado por região do país. Observou-se que foi atingido coeficientes de correlação (r) na faixa de 0,81 a 0,98, sendo o menor para a região Norte e o maior para a região Sul. Logo, os dados no norte do Brasil apresentam maior incerteza nas estimativas feitas pelo modelo utilizado e a região Sul a menor incerteza [16].

2.2 Situação atual da energia solar fotovoltaica

Nos últimos anos tem se visto um grande crescimento no mercado de energia solar, tanto na produção de energia elétrica quanto na produção de painéis solares, devido ao custo desta tecnologia diminuir constantemente e o preço da eletricidade permanecer alto. No ano de 2000, a taxa de instalação de painéis fotovoltaicos foi de 0,3 GW/ano, e em 2013, foi registrado uma taxa de 38,4 GW/ano, mostrando uma evolução rápida do mercado [13].

No ano de 2016, a IEA destacou que a tecnologia fotovoltaica (PV) cresceu rapidamente e os principais motivos disso foram o *boom* solar na China, redução dos custos e políticas de incentivo. Nesse ano a capacidade instalada de PV cresceu aproximadamente 50%, sendo metade disso sendo só a China. E com isso, pela primeira vez na história, a capacidade PV acendeu mais que qualquer outra tecnologia de conversão até mesmo o carvão [31].

Em 2018, o mercado de energia solar quebrou a barreira dos 100 GW instalados em um ano e atingiu a capacidade operacional de mais de 500 GW, ambos pela primeira vez na história, fazendo desta tecnologia de conversão ter a maior adição de capacidade

no mundo novamente. No entanto, o principal mercado da energia solar nos últimos 6 anos, China, reduziu sua taxa de inserção desta tecnologia em seu grid, reduzindo os generosos incentivos governamentais para readequar a capacidade ofertada e a demanda de energia solar. Assim como a China, outros mercados importantes como EUA, Índia e Japão estagnaram ou reduziram a taxa de instalação devido a várias razões [32].

Já nos relatórios mais recentes, destaca-se que em 2019 a energia solar se manteve como a fonte de energia com maior crescimento, responsável por 48% da capacidade instalada naquele ano (**Error! Reference source not found.**)[23] influenciado pelo aumento de interesse de outros países e apesar da queda da demanda da China no ano anterior [12,23]. Além disso, se considerarmos a última década, a energia solar foi a responsável pela maior adição de capacidade instalada em todo o mundo, 625GW, maior do que qualquer outra fonte de geração de energia - carvão, gás, hidrelétrica, nuclear ou eólica [23].

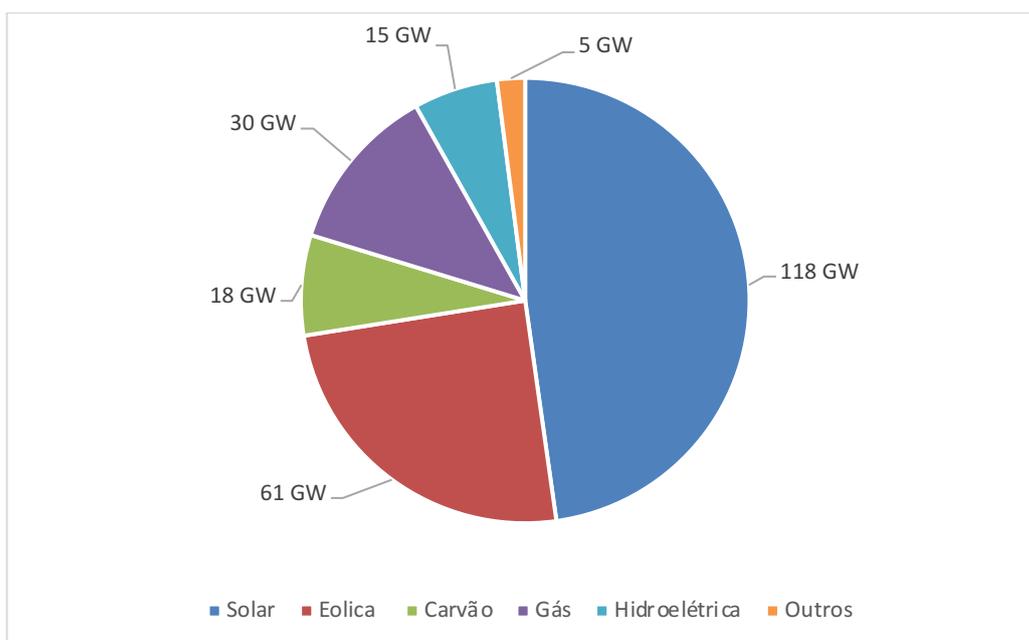


Figura 2.2 - Capacidade instalada no ano de 2019, dados do Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF.

As inovações tecnológicas e os avanços científicos alcançados nas últimas décadas possibilitaram que uma tecnologia que antes vista como esperança para o futuro possa ser vista como solução para o presente [33]. Além do mais, essa inovação vai permitir a integração com outras tecnologias de conversão renováveis e não-renováveis, melhorar a eficiência na conversão e uso da energia elétrica, e a eletrificação da matriz

energética dos países, permitindo os mesmos terem maior controle sobre suas emissões [5].

Como resultado dos avanços do mercado de energia solar e a tecnologia em si, em alguns países a indústria da energia elétrica a partir da tecnologia fotovoltaica continua em uma fase de transição, onde está deixando de receber subsídios do governo e passando a competir igualmente com as outras tecnologias indústrias de geração elétrica [5,33]. A exemplo disso, em 2018, os valores do kWh para usinas fotovoltaicas centralizadas atingiram valores menores que os oferecidos por energia elétrica vindo do carvão, nuclear e gás [5], fato que se manteve em 2019 (**Error! Reference source not found.**) [12].

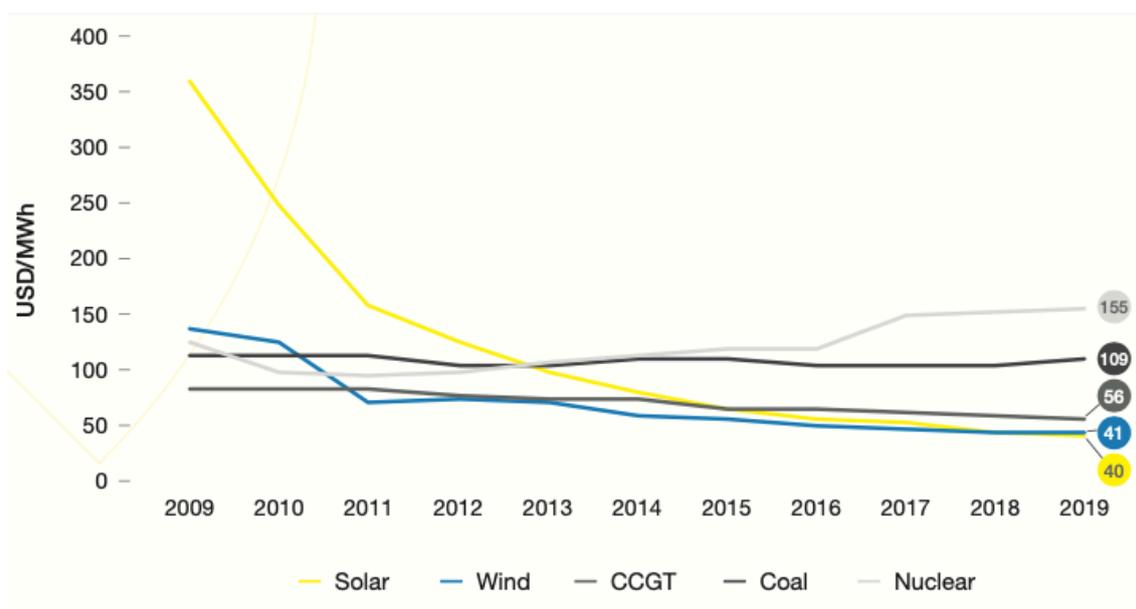


Figura 2.3 - Histórico do valor do MWh por tecnologia, segundo a SolarPower Europe.

2.3 Mercado fotovoltaico no Brasil

No Brasil, as discussões acerca do uso de energia solar até pouco tempo se encontravam em um estágio pouco avançado e com baixas perspectivas de melhoras. Isso ocorria devido a percepção de que a energia solar não é competitiva com as demais fontes renováveis, principalmente em projetos de grande escala [34].

No cenário atual, a energia solar continua a crescer de forma vigorosa com uma taxa de adição de mais de 1 GW por ano a capacidade instalada no país [32], atingindo até julho de 2020 a potência instalada de 2,92 GW para geração centralizada [35] e 3,14 GW de micro e mini geração distribuída (MMGD) [36].

Esse crescimento se dá por dois dispositivos: na geração centralizada, plantas solares com mais de 5 MW, a comercialização se dá por meio de leilões, e a geração distribuída para pequenos e médios projetos (menor que 5 MW) que utilizam o sistema de *net-metering*, compensação da energia excedente [17,32]. Segundo a ABSOLAR, até 2018 as usinas solares centralizadas eram responsáveis por aproximadamente 2/3 da adição de capacidade, porém, espera-se que a partir de 2019 o mercado de geração distribuída passe a liderar [32].

A geração centralizada utilizando a tecnologia fotovoltaica no Brasil se deu primeiramente por meio de Leilões de Energia de Reserva – LER entre 2014 e 2015, e que tinham como objetivo elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Sendo que o primeiro leilão atraiu mais de 7,1 bilhões de reais e teve como maior destaque os empreendimentos fotovoltaicos, que foram ofertados separadamente das outras fontes [5,37]. Após 2015, os leilões passaram a ocorrer na modalidade Leilão de Energia Nova – LEN, com a finalidade atender ao aumento de carga das distribuidoras, e no LEN A-4/2018, pela primeira vez o preço do MWh da energia fotovoltaica ficou abaixo dos valores para pequenas hidrelétricas, biomassa e combustíveis fósseis, e atrás apenas da eólica [32,38]. Na **Error! Reference source not found.** é possível ver um resumo dos dados da geração centralizada desde o primeiro leilão ocorrido em 2014 [39].

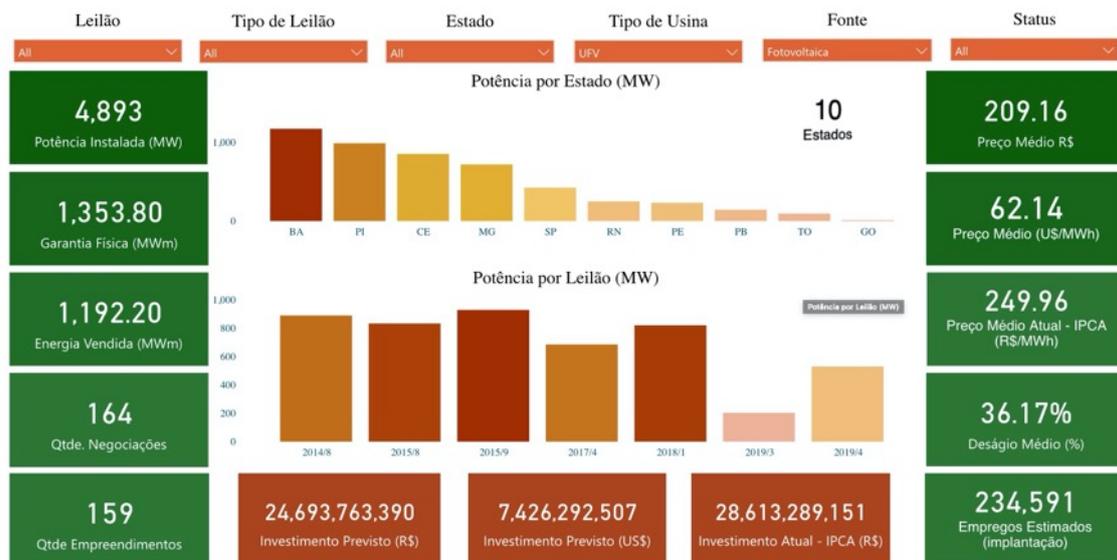


Figura 2.4 – Dados dos leilões para a tecnologia fotovoltaica no Brasil, segundo a ANEEL.

Já para a geração distribuída, a partir de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) promoveu um avanço importante para promover a expansão da micro e minigeração no Brasil, aprovou novas regras para reduzir as barreiras para que os consumidores instalassem pequenos sistemas geradores de energia elétrica. Além do mais, a resolução n. 517/2012 permitiu que esses consumidores injetassem a energia excedente na rede em troca de créditos, que poderão ser armazenados em um prazo de 36 meses [17]. Três anos depois, a resolução foi aprimorada, nº 687/2015, simplificando, tornando mais ágeis os procedimentos para conexão da micro e minigeração distribuída e compatibilizando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento [17,19]. A Figura 2.5 [36], abaixo, mostra a evolução da potência instalada anual da geração distribuída no Brasil do período de 2008 – 2020, podendo ser observado o salto na potência a partir da resolução n. 517/2012 da ANEEL.

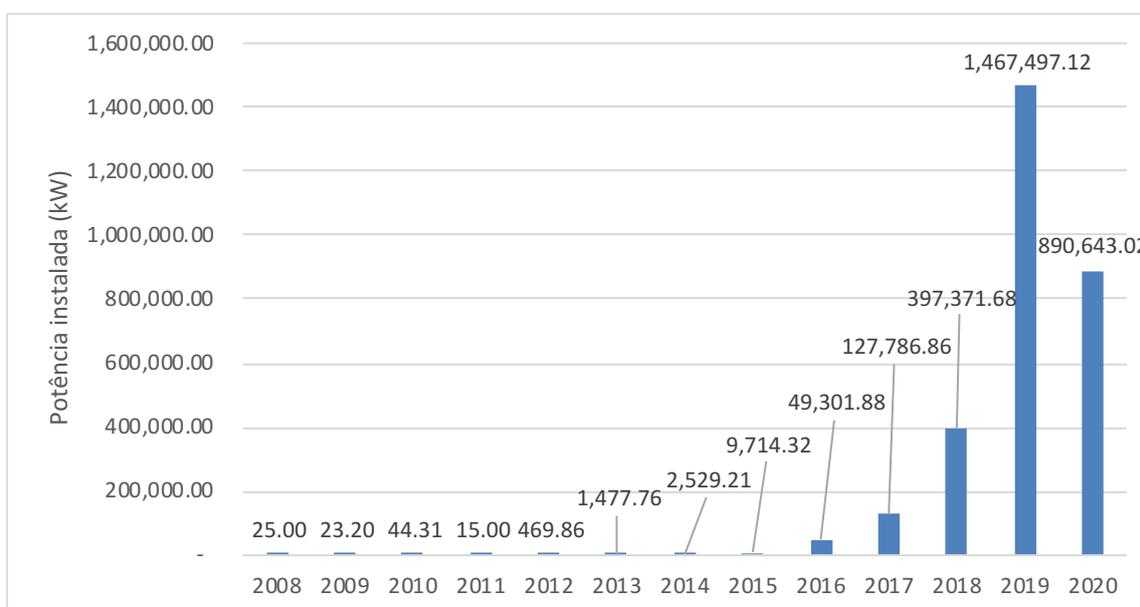


Figura 2.5 – Evolução da potência instalada de GD no Brasil por ano, segundo dados da ANEEL.

Tem que ser citado também que existem outras políticas públicas que corroboram para a expansão da tecnologia fotovoltaica, tanto centralizada como distribuída, além dos leilões e resolução da ANEEL. Classificando-as como tributárias, de financiamento e de regulamentação e inserção, existem 12 políticas públicas de incentivo à fonte fotovoltaica, sendo o convênio CONFAZ nº 16/2015 um dos principais instrumentos de incentivo para o setor. No incentivo tributário, o conselho nacional de política fazendária autoriza os estados a estabelecerem isenção de Imposto sobre a

Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL [40,41]. Contudo, segundo Miranda [18], um dos maiores empecilhos à expansão da energia solar atualmente diz respeito à alíquota do ICMS incidente sobre os componentes do sistema fotovoltaico. Uma vez que há percentuais diferentes em razão de cada grupo de componentes, torna-se mais complexa a adoção de medidas que objetivam a isenção de tributos.

Contudo, a expansão da energia solar fotovoltaica, principalmente na forma de geração distribuída, traz algumas discussões relevantes à tona com relação ao modelo vigente do sistema de compensação de energia. Isso ocorre pois, não somente o volume de energia é compensado no modelo atual, mas também no uso das redes de transmissão e distribuição [19,41]. Dessa maneira, as pessoas que injetam energia na rede não pagam pelo uso das redes das companhias distribuidoras, sendo esses custos repassados aos demais consumidores, através de aumentos na tarifa [20]. Como consequência, vem sendo discutido a alteração do modelo de tarifa monômio para um binômio, o qual os consumidores com MMGD arcam com a parcela da tarifa correspondente ao uso do fio.

De modo recente, o Decreto 8.828/2016 liberou a introdução da tarifa binômica para os consumidores de baixa tensão [19]. Contudo, sua aplicação aos consumidores com micro ou minigeração não está sendo aplicada, pois não existe um consenso sobre a sua eficácia e consequência ao mercado da geração distribuída.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a adoção da tarifa binômica é um passo importante para a adequada sinalização econômica aos micros e minigeradores, e para resolver o problema de transferência de custos entre os consumidores. Assim sendo, caso a regulamentação atual não seja modificada, estima-se que em 2029 tenha cerca de 32 GW instalados nessa modalidade de GD. Caso haja alteração da tarifa, a projeção para a MMGD em 2029 é de 11 GW [20].

Já para o Ministério de Minas e Energia no Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD, destaca que a possibilidade na alteração da tarifa, deve ser analisada com cautela para que não comprometa a viabilidade de projetos já instalados, garantindo, do mesmo modo, a estabilidade regulatória para os consumidores que primeiramente instalaram GD em suas unidades. Além disso, destaca-

se que a tarifa binômica pode impactar sobremaneira a viabilidade econômica de projetos futuros [19].

Sobre a viabilidade econômica, apontada pelo Ministério de Minas e Energia no ProGD, o consultor legislativo Rodrigo L. Nascimento [41] destaca que a mudança na tarifa poderia elevar de forma significativa o tempo de retorno dos investimentos realizados na instalação dos painéis fotovoltaicos, que, a depender do caso, poderia ultrapassar a vida útil média dos painéis fotovoltaicos.

Considerando toda a discussão acima, o cenário de referência do plano decenal de expansão energia 2029 estima que a capacidade instalada para geração distribuída atinja os 12 GW, sendo a tecnologia fotovoltaica responsável por 85 % e o restante vindo da eólica, biomassa e hidrelétrica, e para a geração centralizada alcance os 10,6 GW, como pode ser visto na **Error! Reference source not found.** Considerando essa previsão de expansão, nota-se que a oferta solar, juntamente com a eólica e a gás natural representam os principais indutores do crescimento da oferta de energia elétrica até o ano de 2029 [20].

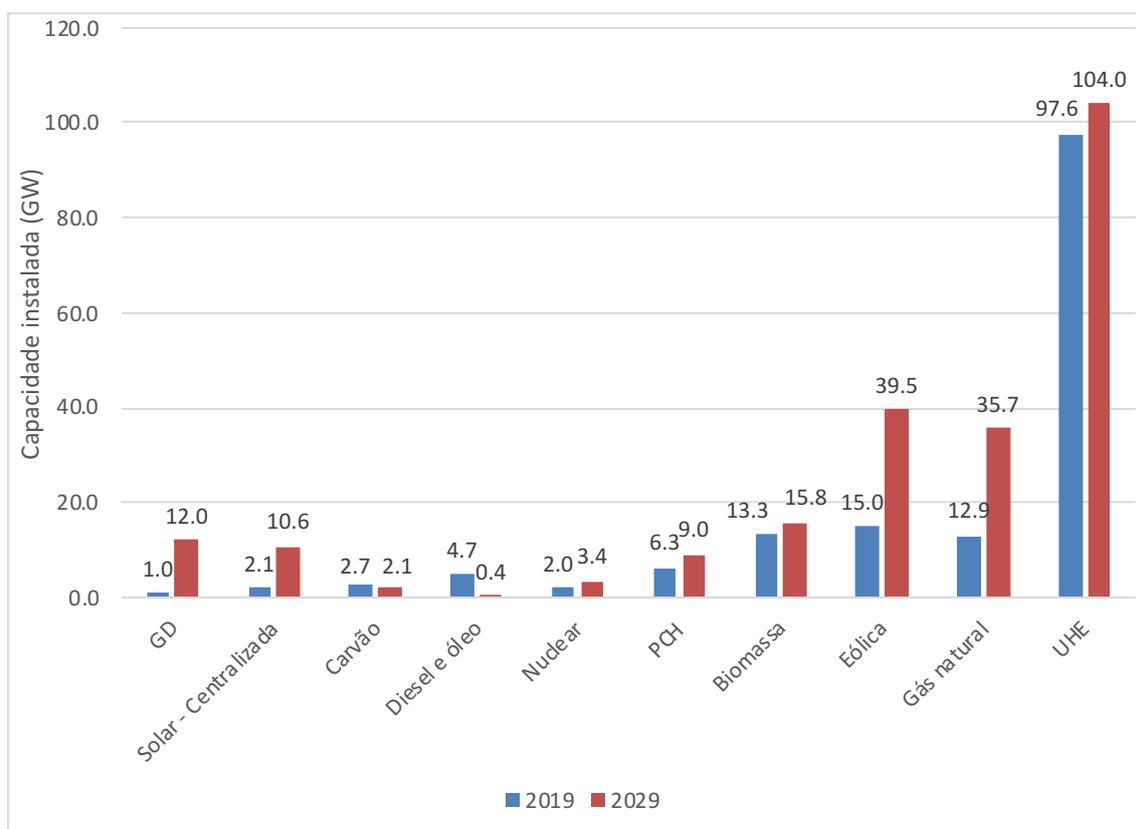


Figura 2.6 - Projeção da capacidade instalada até o ano de 2029, segundo dados da EPE.

2.4 Energia e ambiente

O dióxido de carbono representa 76% das emissões dos GEE emitidos pelas atividades humanas, sendo a combustão dos combustíveis fósseis e o desmatamento as principais fontes de GEE, e o seu efeito primário na atmosfera é climático [2,3]. A queima de combustíveis fósseis, como carvão, gás natural e óleo, se dá principalmente para gerar energia elétrica e para a calefação [3]. Com isso, os níveis de CO₂ na atmosfera continuam a crescer, inclusive mais rápido do que era esperado pelos especialistas em mudanças climáticas [42].

Todavia, a crescente conscientização sobre as consequências que o lançamento indiscriminado dos GEE traz para o mundo despertou na sociedade mundial a preocupação com as futuras fontes de energia, o que levou os países a se reunirem e estabelecer metas ambiciosas para conter os efeitos dos muitos anos de poluição. O acordo firmado por vários países, determinou um limite para o aumento da temperatura média do globo a menos de 2 °C acima dos níveis da era pré-industrial e ainda buscou esforços para limitar esse aumento de temperatura em apenas 1,5 °C, reconhecendo que isso iria reduzir significativamente os riscos e os impactos das mudanças climáticas [43]. Para que isto se concretize, terá que ocorrer uma rápida melhora na eficiência energética e triplicar ou quase quadruplicar a participação no fornecimento de energia de tecnologias de energia renovável, nuclear e energia fóssil com captura de dióxido de carbono e armazenamento (CCS) [44].

No caso específico do Brasil, o país se comprometeu no âmbito da UNFCCC, a incorporar medidas que estimulassem a expansão de fontes renováveis para a geração de energia elétrica, o crescimento do uso de biocombustíveis, o aumento das medidas de eficiência energética e entre outras. Assim, é esperado que essas ações permitam ao Brasil manter os indicadores de desempenho de sua matriz energética entre os países que menos emitem gases de efeito estufa na produção e consumo de energia [20,21,45]. A Figura 2.7 apresenta o que o Brasil se comprometeu junto as outros países por meio do seu NDC [20].

INDICADORES		NDC	PDE 2029
		Ano de Referência 2025	
Eficiência energética ⁽¹⁾	Eletricidade	8%	7%
Energia elétrica	Participação de eólica, solar e biomassa, incluindo GD e autoprodução	22%	25%
	Participação da hidroeletricidade na geração centralizada	71%	71%
Matriz energética	Participação de fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	35%
	Participação de bioenergia	18%	19%
	Participação total de fontes renováveis	45%	48%

Figura 2.7 - Indicadores do NDC brasileiro e a expectativa do plano de expansão de energia.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A tecnologia fotovoltaica é apontada como uma das mais promissoras para ajudar solucionar os problemas energéticos e ambientais do planeta Terra, pois a mesma não emite GEE e não usa combustíveis fósseis para converter energia solar em energia elétrica [46]. Entretanto, quando se analisa outras etapas relevantes dos equipamentos fotovoltaicos, como a sua fabricação e implantação, observa-se que uma quantidade de gases de efeito estufa (GEE) é lançada na atmosfera, o que vai de encontro com a ideia de que esses sistemas de conversão não emitem nada, ou seja, são fontes totalmente limpas [46].

Para os painéis fotovoltaicos de células de silício, o processo de fabricação começa a partir da mineração da areia rica em quartzo e depois pela sua purificação até que o silício atinja o grau solar (>99,99% de pureza) por meio de vários métodos, como o processo Siemens modificado, Siemens e Czochralski [47]. Esses processos de purificação, consomem uma quantidade considerável de energia, pois para se atingir a pureza necessária, a câmara de um reator é aquecida até a temperatura de 800 a 1.200 °C [48]. Na próxima etapa, o silício de grau solar é derretido e posto em moldes que formam blocos policristalinos e monocristalinos, chamados de *wafers*. Na etapa que se segue, construção das células, os *wafers* são tratados quimicamente para remover as superfícies irregulares, são dopados, pintados e checados. Por último, as células são postas juntas para formar o módulo e estruturas de alumínio são, então, postas para dar maior resistência e para facilitar a sua montagem na estrutura final [47–49]. A Figura 3.1 [50] mostra partes do processo para fabricação de células mono e poli cristais de silício.

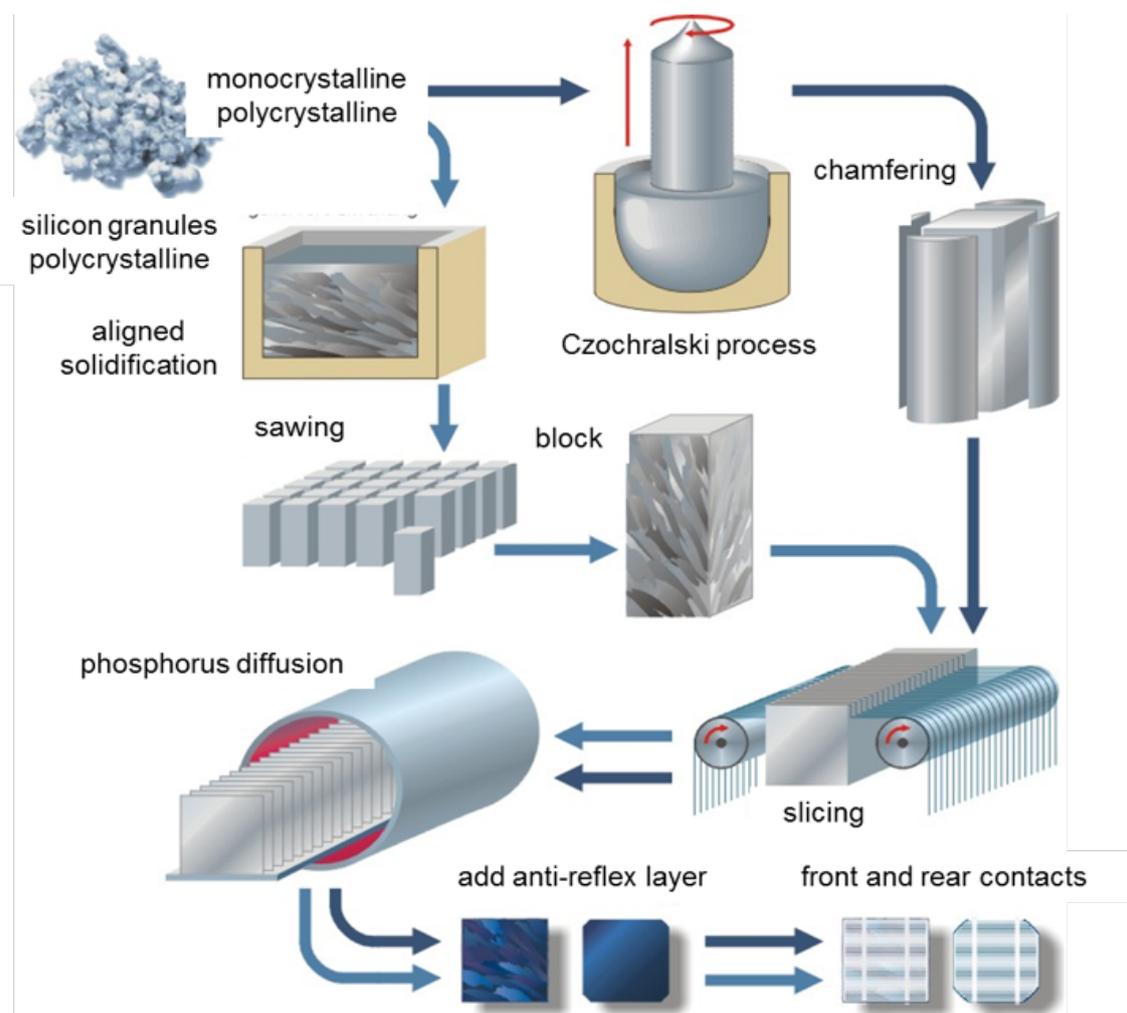


Figura 3.1 – Processo de produção das células mono-Si e poli-Si.

Observa-se do processo de fabricação que uma quantidade significativa de energia é consumida, principalmente na purificação do silício que utiliza fornos a alta temperaturas, e, conseqüentemente, gases do efeito estufa são liberados na atmosfera [48]. Além do processo de produção dos painéis, o transporte, instalação e manutenção, também liberam uma certa quantidade de GEE na atmosfera [51,52].

Como consequência, surgiu o questionamento do real benefício da tecnologia fotovoltaica e é o que diversos pesquisadores, bem como governos e empresas, vêm examinando ao longo dos anos, considerando diversas metodologias, para determinar o desempenho ambiental das plantas solares [52–59].

3.1 Avaliação do ciclo de vida

De forma geral, os pesquisadores notaram que é necessário analisar todas as etapas do ciclo de vida de uma planta solar, ponderando particularidades como local de

instalação, tecnologia escolhida e fabricante, para avaliar o seu impacto e para ajudar os investidores a tomarem melhores decisões a respeito da proteção do meio ambiente.

Para esse fim uma das ferramentas mais empregadas é a avaliação do ciclo de vida (ACV) aplicada a gestão ambiental. Instrumento esse que a Organização Internacional de Padronização (ISO) normatizou na ISO 14040:2006 - *Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework* – com o objetivo de descrever os princípios e estrutura a serem seguidos. Além disso, é definido na norma que o ACV é composto por quatro fases [60]:

- **Definição do objetivo e escopo:** determinar as fronteiras do estudo, a quem se destinam os resultados, os critérios de qualidade, as regras de corte e as categorias de impacto a serem consideradas;
- **Análise de inventário:** coleta dos dados que representam os fluxos de massa e energia que entram e que saem das diversas etapas do ciclo de vida do produto, dentro das fronteiras estabelecidas na fase anterior;
- **Avaliação do impacto:** os dados do inventário são convertidos em impactos ambientais por meio da multiplicação dos valores brutos por fatores de equivalência que remetem a resultados em unidades comuns, como por exemplo, kg de CO₂ equivalentes para a categoria de aquecimento global;
- **Interpretação:** identifica-se os pontos significativos do estudo, checa-se a integridade, a sensibilidade e a consistência dos resultados e define as conclusões, as limitações e as recomendações do estudo;

Para os sistemas fotovoltaicos, o uso desta ferramenta é feito para determinar a quantidade de matéria-prima e/ou energia consumida desde a manufatura até o seu final da vida de uma planta solar. Vale ser salientado que quando se aplica o ACV a plantas solares, os seguintes fatores têm grande influência no resultado e devem ser levados em conta:

- Radiação solar no local;
- Perdas no sistema fotovoltaico;
- Local de manufatura do painel;

- Temperatura e condições climáticas;

Após esse levantamento e aplicando fatores de conversão, computa-se a quantidade as emissões significativas de GEE [52,55,61,62] Detalhe relevante a ser destacado é que todos os gases, exceto o CO₂, são convertidos em unidade de massa de dióxido de carbono equivalente utilizando o Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential* – GWP) [63] e com esse dado consegue-se obter a unidade de kg de CO₂ equivalentes, conhecida como a pegada de carbono [51].

Para sistema de conversão de energia, o resultado é expresso em função da quantidade de energia convertida, normalmente em gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt hora (g CO_{2eq}.kWh⁻¹). Dessa maneira, consegue-se comparar uma planta solar com as plantas comerciais convencionais, geralmente grandes emissoras de GEE, e estimar o potencial de redução de CO₂ que os sistemas fotovoltaicos podem trazer [59,64].

3.1.1 Avaliação do impacto - tempo de retorno (*Payback time*)

Outro parâmetro que é frequentemente usado por pesquisadores para avaliar o desempenho ambiental de uma planta fotovoltaica em um determinado local, a partir do estudo ACV e da pegada de carbono, é o tempo de retorno (*payback time*) de energia/carbono. Esse fator expressa em termos de tempo, o período que o sistema tem de operar para compensar a quantidade de energia consumida e/ou GEE lançados na atmosfera durante a sua confecção/instalação e operação [51,65,66].

No caso do *payback time* do carbono (PBT_{CO2}), determina-se quanto tempo o sistema tem que funcionar para compensar todo o CO₂ por ele emitido durante a sua fabricação, implantação, manutenção e uso. Em outras palavras, é uma medida para determinar qual o tempo necessário que um empreendimento de mitigação de CO₂ tem que funcionar para compensar o CO₂ por ele lançado na atmosfera durante todo o seu ciclo de vida [58,59,67,68].

Já o *payback time* de energia (EPBT) indica a quantidade de anos necessários para um sistema PV para gerar uma certa quantidade de energia para compensar o consumo de energia ao longo de seu ciclo de vida. Esse consumo contabiliza a manufatura dos equipamentos (painéis, cabos, inversor e estrutura), bem como pode levar em conta o transporte e operação, manutenção e até seu descomissionamento [47,65,69].

As estimativas obtidas utilizando a metodologia do *payback time* permitem que os investidores e governos determinem o quão mais barato em termos de CO₂ essa tecnologia é comparada as outras e qual o melhor local para sua implantação[67,68] e permite descobrir se o sistema fotovoltaico pode trazer um ganho líquido de energia durante sua vida útil e em caso afirmativo em que medida [47]. Além disso, ajuda os fabricantes dos painéis a tornarem seu processo produtivo mais eficiente e também a investirem em células fotovoltaicas com melhor fator de conversão radiação/energia elétrica como objetivo de diminuir o tempo para compensar os GEE e energia gasta.

Logo, o cálculo do *payback time* de carbono e energia introduz variáveis adicionais para analisar a sustentabilidade dos sistemas fotovoltaicos, especialmente o "custo carbono" da produção de eletricidade. Além disso, essas análises permitem relacionar o tempo de retorno com o local onde o arranjo foi instalado e com características de emissão da matriz energética dos países onde a eletricidade é gerada.

3.2 Estudos análogos

Ao longo dos anos, vários estudos abordando as consequências da emissão indiscriminada dos GEE traz para a sociedade e para o meio ambiente, a necessidade de conhecer o quanto é emitido durante cada etapa da vida de bens e serviços, e o que pode ser feito para reduzir foram publicados.

Nestes estudos publicados, os pesquisadores reportaram uma ampla gama de valores de energia primária consumido e pegada de carbono para placas fotovoltaicas que utilizam silício. Eles ainda fazem a ressalva das incertezas inerentes aos dados utilizados, destacando a adoção de diferentes pressupostos e metodologias que cada um utilizou, o que gera resultados diversos. Além do mais, nota-se que o cálculo da variável *payback time* é mais comumente utilizado para determinar o retorno energético do que o retorno das emissões de GEE. Dessa forma, esses estudos permitem observar de forma cronológica os avanços tecnológicos, metodológicos e ambientais dessa área de pesquisa.

Pesquisando na base de dados da Scopus por documentos que tenham as palavras-chaves *life cycle* e *solar technology* nos últimos 20 anos, é possível observar a evolução anual relacionado a esse campo de pesquisa, como é mostrado na Figura 3.2. Neste caso específico, nota-se uma tendência de crescimento desde o ano 2000 no número

de publicações, o que indica que o tópico de ciclo de vida aplicado a sistemas solares é relevante e continua atraindo pesquisadores.

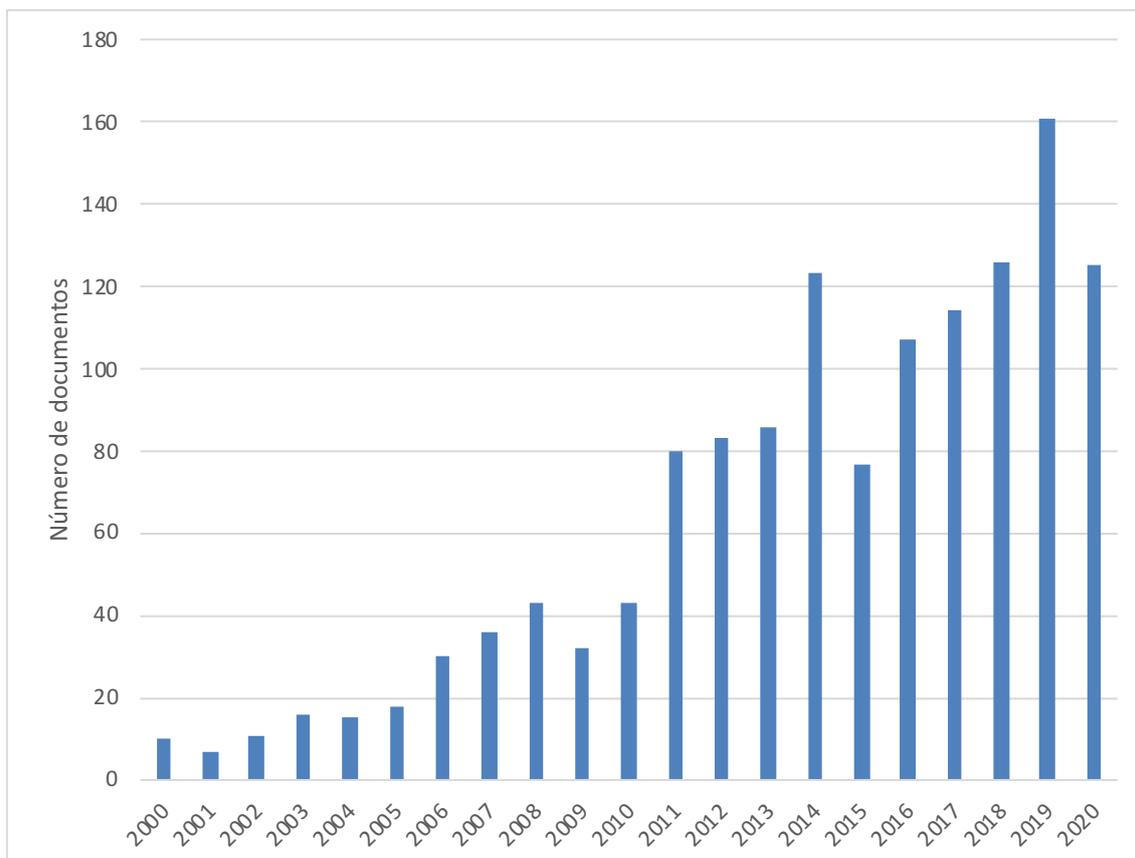


Figura 3.2 - Evolução do número de artigos publicados na base Scopus com palavras-chaves relacionadas a esse trabalho.

3.2.1 Pegada de carbono

Com relação aos valores de pegada de carbono apresentados nos trabalhos, verifica-se que no início dos anos 2000, o trabalho feito por Alsema e Nieuwlaar [69] levantou a energia primária gasta na fabricação de painéis fotovoltaicos de cristais de silício e calculou a pegada de carbono deles quando instalados sob as condições de irradiação do sul europeu, obteve um valor de 60,0 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}\cdot\text{kWh}^{-1}$. Também no começo do ano 2000, Jungbluth [70] estudou doze diferentes sistemas PV suíços conectados a rede elétrica, onde as placas solares foram instaladas em diversas configurações e os seus resultados variaram de 39,0-110,0 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}\cdot\text{kWh}^{-1}$. Nesses estudos, os autores relatam a escassez de dados de dados relevantes para serem utilizados em algumas etapas da análise, porém, o resultado indica que a adoção de módulo fotovoltaicos traz benefícios ambientais quando se comparado as tecnologias tradicionais,

como termoeletricas. Além disso, era esperado por eles que nos próximos anos esses valores cairiam drasticamente.

Com o objetivo de estabelecer o status da tecnologia de produção de painéis solares e em parceria com várias companhias para se obter uma amostra relevante, Alsema e de Wild-Scholten [71] demonstraram que a pegada de carbono dos sistemas fotovoltaicos, mono e poli-Si, estava na faixa de 35-45 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$, considerando as características solares do sul da Europa. Além do mais, eles indicam que ainda existe uma possibilidade de redução de 40%-50%. De qualquer maneira, esses novos valores já apontam para uma redução significativa quando comparado aos estudos anteriores, o que melhora o seu desempenho ambiental, e que já era esperado por pesquisadores anteriores.

Examinando estudos a partir de 2010, U. Desideri, F. Zepparelli, V. Morettini e E. Garroni [72] publicaram artigo que compara o aproveitamento do recurso solar por meio do caminho térmico, concentradores solares, e pelo fotovoltaica, considerando plantas fabricadas e instaladas na Itália. O resultado para a tecnologia PV apresentado por eles é uma pegada de 47,9 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ e já considera a contribuição do desmonte e descarte dos equipamentos ao final da vida útil deles. Além disso, os autores destacam que para a planta PV, os módulos solares é o que mais contribui para o impacto ambiental.

Percebendo o aumento e a otimização na escala de produção dos painéis fotovoltaicos, em 2013, de Wild-Scholten [58] publicou artigo revisando o valor da pegada de carbono. Para isso, ele considerou novos dados para fabricação em escala comercial de módulos fotovoltaicos e as várias atualizações nos conjuntos de dados disponíveis. Além do que, o autor identificou e considerou a transição da produção dos painéis da Europa para a China nos seus cálculos. A partir desses novos pontos levantados, ele obteve uma pegada de carbono de 27,2 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ e 38,1 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ para painéis multi-Si e mono-Si fabricados na Europa e os mesmos fabricados na China apresentaram valores de 50,0 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$ e 80,0 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}.\text{kWh}^{-1}$. Destaca o autor ainda que o desempenho ambiental dos equipamentos depende do fator de emissão da eletricidade considerada na fabricação.

Indo ao encontro da transferência da produção dos equipamentos fotovoltaicos da Europa para a China, Dajun Yue, Fengqi You e Seth B. Darling [73] avaliaram diversos cenários de fabricação de painéis fotovoltaicos à base de silício, para entender as diferenças entre Europa e China. Os valores de pegada de carbono alcançados por eles

para painéis mono-Si e poli-Si foi de 37,3 e 31,8 g de $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$ manufaturados na Europa e 72,2 e 69,2 g de $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$ para os feitos na China. Na conclusão do trabalho, eles destacam ainda que a produção no exterior é o que melhor reflete o cenário da época e que devido a isso deve haver uma redução no custo de uma planta solar, porém, alertam que a contribuição para o problema dos GEE dobra.

Em 2016, Hou et al [52] investigaram os impactos ambientais de módulos solares de cristais de silício fabricados e utilizados na China mesmo, cenário esse que é cada vez mais comum devido ao grande incentivo do governo do país para adotar tecnologias de conversão que aproveitem as fontes de energia renováveis. O resultado apresentado por eles é de uma emissão de poluentes que varia de 60,1 a 87,3 g $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$. E ao final do trabalho, eles recomendam que para reduzir o impacto ambiental da tecnologia fotovoltaica, o foco deve ser reduzir a quantidade de energia gasta para fabricar os equipamentos.

No estudo sobre como o potencial solar em países em desenvolvimento pode ajudar a reduzir as emissões relacionadas a eletricidade publicado em 2018, Shahsavari e Akbari [74] apontaram que os valores de pegada de carbono variam de 13 a 731 g $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$ e que a maioria das emissões da tecnologia fotovoltaica está associada ao processo de manufatura. Além do mais, eles concluem que as tecnologias de conversão de fontes renováveis possuem baixa emissão de poluentes durante seu ciclo de vida e que podem substituir as fontes fósseis, responsáveis por grande parte dos GEE.

Arcos-Vargas e Riviere [75] no ano de 2019 avaliaram a pegada de carbono da energia elétrica PV sob as condições da França e Espanha, e investigaram como a alteração do lugar de fabricação altera o valor da pegada. O resultado obtido por eles varia de 7,6 a 83,3 g $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$ para a França, sendo que o maior valor é para o cenário de fabricação na China, e seguindo a mesma metodologia os valores para a Espanha ficaram entre 14,1 a 83,1 g $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$.

No trabalho conduzido por C. Grant, J. Garcia e A. Hicks [76], o qual analisou sistemas fotovoltaicos nos E.U.A, apontou-se que para o estado de Vermont a pegada de carbono é de 25,9 g $\text{CO}_{2\text{eq.}}\cdot\text{kWh}^{-1}$, o mais baixo para o país e isso se dá ao fato de a matriz do estado ser baseada em hidroelétricas.

Seguindo essas novas tendências de fabricação, estudos similares aos apresentados anteriormente foram feitos para analisar os impactos dos sistemas fotovoltaicos quando instalados no Brasil.

O primeiro que pode ser citado, foi realizado por Constantino et al [77]. Essa pesquisa analisou 10 plantas solares localizadas na região Nordeste, uma das regiões com melhores recursos solar do país, e adotou módulos fabricados na China. O valor da pegada de carbono obtido por eles variou de 62,05 a 81,02 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}\cdot\text{kWh}^{-1}$. Alertaram ainda que a utilização dessa tecnologia pode não ser benéfica no caso do Brasil que possui uma matriz muito limpa.

No ano de 2020, um novo estudo semelhante ao anterior foi publicado por Pinto et al [51]. Nele foi analisado uma única planta solar instalada em uma região de irradiação solar excepcional e considerando vários tipos de tecnologia fotovoltaicas e maneiras de instalação, como suportes fixos e com *trackers*. O resultado obtido para módulos em suportes fixos mono-Si foi de 65,8 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}\cdot\text{kWh}^{-1}$ e 55,4 g de $\text{CO}_{2\text{eq}}\cdot\text{kWh}^{-1}$ para poli-Si. Além do mais, na conclusão eles destacaram que a tecnologia fotovoltaica no caso estudado é benéfica para o Brasil tornar sua matriz elétrica mais limpa e está alinhado com o compromisso do país junto a outras nações para reduzir sua contribuição de GEE.

Examinando os valores de pegada de carbono dos estudos apresentados acima, observou-se que realmente houve uma melhora nos valores ao longo do tempo como era previsto pelos primeiros pesquisadores. Entretanto, a pegada de carbono aumentou muito quando houve a mudança da manufatura da Europa para a China e isso se deu pelo fato de o fator de emissão da eletricidade chinesa ser alto por utilizar fortemente combustíveis fósseis. A Figura 3.3 apresenta o comportamento da pegada de carbono observada nos estudos citados acima.

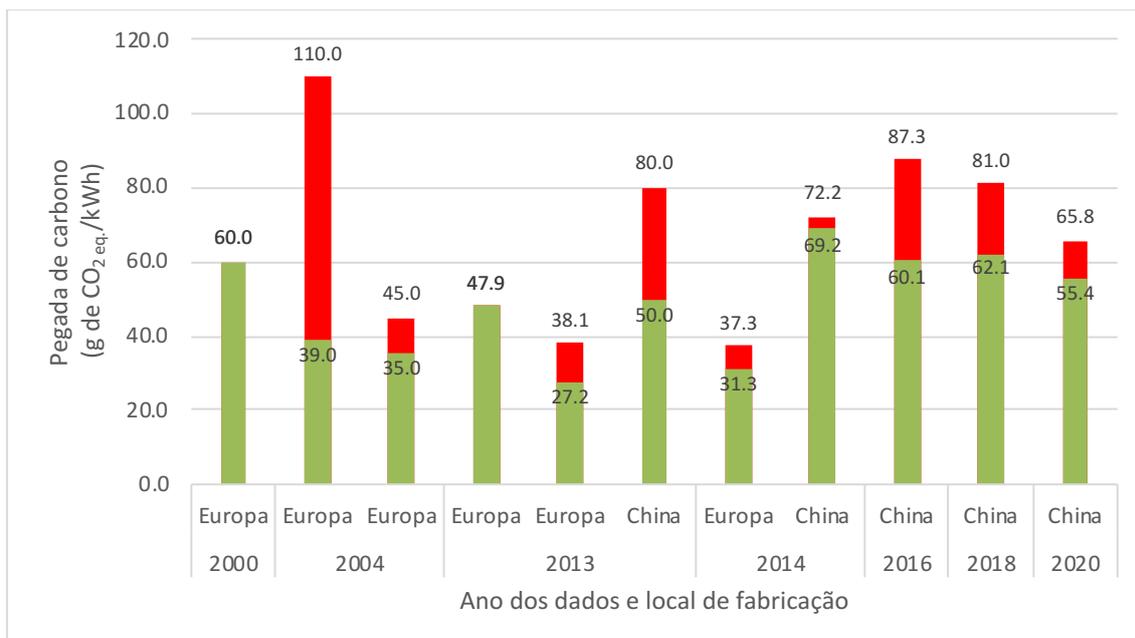


Figura 3.3 – Evolução dos valores mínimos e máximos de pegada de carbono.

3.2.2 Tempo de retorno – *payback time*

Em grande parte dos estudos apresentados acima, os autores também avaliaram os impactos ambientais dos arranjos fotovoltaicos propostos por meio do cálculo do tempo de retorno de energia e/ou carbono. Esse método adotado utiliza a mesma ideia do prazo de retorno de um investimento financeiro, ou seja, o prazo no qual os rendimentos acumulados tornam-se iguais ao valor que foi investido inicialmente. Para exemplificar, no caso de uma planta solar de 5,4 kWp instalada em uma região com irradiação de 1.600 kWh/kWp, tarifa de R\$ 0,85 e investimento de R\$ 25.000,00, o tempo de retorno é de 4 anos.

No artigo publicado por Alsema e Nieuwlaar [69], eles calcularam o tempo de retorno energético para o sistema fotovoltaicos estudado por eles. Os autores apresentaram um tempo de retorno de 3,0 anos para painéis fotovoltaicos de silício produzidos e instalados na Europa. Além disso, fazem ponderações com relação aos fatores que afetam essa variável, como o nível de irradiação solar, vida útil considerada e a maneira como é conectado a rede do país, e eles estimaram que até o ano de 2020 o *payback time* deveria cair para baixo de 1,5 anos, considerando os avanços tecnológicos que poderiam vir.

Após 4 anos do estudo anterior, o primeiro autor do artigo acima, Alsema, em parceria com de Wild-Scholten [71] e com novos dados sobre a produção dos painéis fotovoltaicos na Europa, obtiveram um EPBT que variava de 2,1 a 2,7 anos para módulos mono e poli-Si. Na conclusão do trabalho, os autores destacaram que existe uma nova tecnologia de produção que deve reduzir a quantidade de energia consumida e que eles esperam que a eficiência dos módulos aumente sem a necessidade de ampliar o consumo de energia. De qualquer maneira, nota-se que já houve uma leve redução no tempo de retorno apresentados nos estudos.

O artigo de U. Desideri, F. Zepparelli, V. Morettini e E. Garroni [72] reportou um tempo de retorno de 5,5 anos para uma planta solar que utiliza a tecnologia PV, valor esse que é superior aos apresentados anteriormente. Essa diferença é explicada em parte pelo fato de os autores terem considerados que os equipamentos da planta foram todos produzidos e instalados na Itália e pelo banco de dados utilizado. Mesmo com esse resultado, os autores concluíram que a planta fotovoltaica por eles estudada é sustentável do ponto de vista energético.

No estudo de Wild-Scholten [58] que considera valores mais atuais da manufatura de equipamentos PV para o ano de 2013 e que reflete a transição da produção dos painéis da Europa para a China, o tempo de *payback time* de energia para os produtos europeus varia de 1,3 a 2,0 anos e para os chineses, 1,4 a 2,3 anos, considerando que todos foram instalados no mesmo local. O resultado aponta ainda que a mudança no país de fabricação não causa um impacto significativo no tempo de retorno, ao contrário do que foi visto na pegada de carbono. Além disso, nota-se que já começa a ter uma redução significativa no tempo como apontado por Alsema e Nieuwlaar.

Tomando como cenário principal a tendências de produção dos equipamentos fotovoltaicos na China, Dajun Yue, Fengqi You e Seth B. Darling [73] apresentaram valores de EPBT de 1,9, e 1,6 anos para equipamentos, mono e poli-Si, manufaturados na Europa e 2,4 e 2,3 anos para os feitos na China. Observa-se que os resultados são semelhantes aos apresentados por de Wild-Scholten [58] e ainda segundo o que os próprios autores, Yue et al., escreveram no seu artigo, houve uma redução nos valores reportados dos estudos feitos em 2004 - 2006 graças a evolução no processo de fabricação e que se espera que esse valor continue caindo.

No artigo mais recente e produzido por Hou et al [52], o EPBT calculado por eles foi de 1,6 a 2,3 anos para módulos solares de cristais de silício fabricados e utilizados na China. Um fato relevante considerado pelos autores no trabalho deles é o tempo de vida de 25 anos, dado que em todos os trabalhos anteriores o tempo era de 30 anos, e que afeta diretamente no resultado do tempo de retorno, como já alertado por Alsema e Nieuwlaar [69].

Arcos-Vargas e Riviere [75] (2019) apontaram que para a França e Espanha o resultado é de 2,5 e 2,75 anos respectivamente, o que corresponde em torno de 10% da vida útil da planta. Eles ainda relatam que o modelo adotado é conservador e que acreditam que o tempo é menor que o relatado no seu trabalho.

No estudo feito por C. Grant, J. Garcia e A. Hicks [76], o qual analisou sistemas fotovoltaicos nos E.U.A, o *payback time* de carbono médio para o país foi de 8 anos com os valores variando entre 0,3–113,0 anos. Essa variação segundo os autores está relacionada a matriz energética de cada estado.

Nos artigos produzidos em que se estuda a aplicação da tecnologia fotovoltaica manufaturada na China sob as condições de irradiação solar brasileira, em um deles os autores calcularam o tempo de retorno energético bem como o de dióxido de carbono equivalente e no outro apenas o *payback time* de carbono.

O resultado apresentado por Constantino et al [77] é um EPBT entre 2,91 e 5,16 anos, o que pode ser até considerado elevado quando comparado aos apresentados acima, mas que continua sendo menor que o tempo de vida de 25 anos adotada. Com relação ao PBT_{CO_2} , os valores variam de 22,07 a 31,05 anos, o que levou eles a concluir que em alguns casos a planta solar não conseguiria compensar as emissões atribuídas a ela durante o seu ciclo de vida.

Ao contrário do que foi concluído no artigo anterior com relação ao tempo de retorno de carbono, Pinto et al [51] estima que o tempo de retorno varia entre 9,3 a 11,8 anos para módulos mono e poli-Si com vida útil de 25 anos. Além disso, mesmo se considerar as incertezas na matriz elétrica brasileira o *payback time* de CO_2 equivalente máximo seria de 15,6 anos. De qualquer maneira, eles concluem que a inserção da tecnologia PV no Brasil é benéfica.

Essa diferença verificada no tempo de retorno do CO₂ equivalente se dá majoritariamente devido ao fator de emissão da rede elétrica brasileira adotado por cada trabalho, sendo que no do Constantino et al [77] o valor é 87,33 g de CO_{2eq}.kWh⁻¹ e no do Pinto et al [51] 0,205 g de CO_{2eq}.kWh⁻¹.

3.3 Considerações

Como pode ser visto pelas informações apresentadas acima, a tecnologia fotovoltaica é apontada como uma das soluções para reduzir o lançamento de GEE. Entretanto, durante seu ciclo de vida, principalmente a etapa de fabricação, uma quantidade significativa de energia é consumida e poluentes gerados, o que vai de encontro a ideia de a tecnologia ser totalmente limpa.

Para verificar qual o impacto de se utiliza a tecnologia fotovoltaica, pesquisadores veem utilizando a avaliação do ciclo de vida (ACV), o que possibilita avaliar o impacto por meio da pegada de carbono e tempo de retorno de energia e/ou carbono. Além disso, permite avaliar como as variáveis da localização da planta, país de manufatura, tempo de vida e fatores de emissão afetam o resultado final.

Dessa maneira, nos últimos anos pode-se observar um aumento no número de artigos publicados nesta área de pesquisa e como o impacto da tecnologia vem se alterando com o avanço tecnológico e a mudança da manufatura dos equipamentos da Europa para a China. Para facilitar a visualização dessa evolução nos estudos de LCA para painéis fotovoltaicos, a Tabela 3.1 foi criada para agrupar os valores de pegada de carbono e EPBT dos trabalhos citados acima.

Tabela 3.1 – Resultado do cálculo da pegada de carbono de outros estudos.

Autor	Ano	Irradiação (kWh.m⁻² por ano)	Fabricação	Tempo de vida	Emissão (g de CO₂ eq. kWh⁻¹)	EPBT (anos)
[69]	2000	Europa/1700	Europa	30	50-60	2,5-4,0
[70]	2005	Suíça/1000	Europa	30	39-110	3,0-6,0
[71]	2006	Europa/1700	Europa	30	32	1,7-2,7
[58]	2013	Europa / 1700	Europa	30	27,2-38,1	1,3-2,0
			China		50,0-80,0	1,4-2,3
[72]	2013	Itália/(1600-1800)	Itália	30	44,7	5,5
[73]	2014	Europa/1700	Europa	30	28,5-37,3	1,4-1,9
			China		54,3-72,2	1,8-2,4
[52]	2016	China/(1117-2060)	China	25	60,1-87,3	1,6-2,3

[77]	2018	Brasil/(1881-2060)	China	25	62,05-81,02	2,91-5,16
[74]	2018	Mundial	-	-	13,0-731,0	-
[75]	2019	França/Espanha	França/Espanha		7,6-18,6	2,50-2,75
			Europa		58,9	
			China		83,1-83,3	
[76]	2020	E.U.A	-	30	25,9	-
[51]	2020	Brasil/2200	China	25	55,4-65,8	-

Portanto, este trabalho de mestrado visa contribuir para as investigações dos impactos na emissão de GEE ao se utilizar sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica do Brasil por meio da geração distribuída. Como o país possui dimensões continentais e um recurso solar que varia de acordo com a região, considerou-se as plantas fotovoltaicas seriam localizadas nas 27 capitais das unidades federativas. A partir dessas suposições, calculou-se os respectivos valores de *payback time* de energia e dióxido de carbono equivalente.

4 METODOLOGIA

Para atingir os objetivos desse trabalho, determinar o *payback time* levando em consideração a variação de irradiação solar nas capitais das unidades federativas do Brasil, aplicou-se uma metodologia de quatro etapas: definir o arranjo tecnológico a ser estudado; computar todo o dióxido de carbono equivalente emitido para a atmosfera durante todo o seu ciclo de vida, considerando a origem dos equipamentos utilizados; estimar a quantidade de energia elétrica convertida baseado na eficiência do equipamento e dados solarimétricos brasileiros; calcular a pegada de carbono, o *payback time* de energia e carbono.

As premissas seguidas neste estudo são descritas em mais detalhes nas seções a seguir.

4.1 Arranjo fotovoltaico

Para a finalidade deste trabalho adotou-se que o arranjo fotovoltaico teria uma potência instalada de 100 KWp, seria instalado no telhado dos imóveis utilizando suporte fixo, sendo eles posicionados de modo a otimizar a conversão de energia solar, e seria conectado à rede segundo RN 687/2015, responsável por constituir as condições regulatórias para a inserção da geração distribuída (GD) na matriz energética brasileira. Logo, se trata de um sistema minigeração distribuída, geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW [17,19]. A Figura 4.1 [78] mostra um exemplo de painéis fotovoltaico instalados no telhado e que usam suporte fixo.



Figura 4.1 – Painéis solares instalados em um telhado.

Além dos painéis e suporte, ressalta-se que foi considerado o inversor e o cabeamento necessário para conectar o equipamento a rede elétrica (Figura 4.2)[79]. Dessa forma, todos os níveis de emissão de GEE são baseados na matéria prima utilizada, consumo de energia e transporte necessário para montar este arranjo fotovoltaico.



Figura 4.2 – Equipamentos utilizados em uma planta solar fotovoltaica.

Este estudo ainda assumiu que todos os equipamentos descritos acima são de origem chinesa. Isso se deu pelo fato da China ser a maior produtora mundial de painéis solares com a tecnologia fotovoltaica, responsável por mais de 50% da produção mundial e esse número tende a continuar crescendo nos próximos anos [14,80].

4.1.1 Localização

Para demonstrar como os resultados de emissão da planta variam de acordo com a irradiação solar do local instalado, este estudo assumiu que o arranjo seria instalado em todas as unidades da federação. E por ser tratar de geração distribuída, considerou-se que essas plantas solares seriam instaladas nas capitais de cada um dos estados e do Distrito Federal. A Figura 4.3 mostra o mapa do Brasil e indica a localização das capitais de cada unidade da federação.



Figura 4.3 - Mapa administrativo do Brasil.

4.2 Painéis fotovoltaicos, suporte e outros componentes

Neste trabalho utilizou-se dados de estudos de análise de ciclo de vida (ACV) que coletaram informações de fabricantes com o objetivo de determinar a energia primária gasta e o impacto atmosférico do processo de manufatura desses equipamentos.

Os dados de energia primária, tanto para células de cristais de silício (mono-Si e poli-Si), derivam do estudo feito por Mariska de Wild-Scholten [81] e o valor da energia gasto na estrutura que une as células vêm dos estudos de Alsema e de Wild-Scholten [71][82]. Vale ressaltar que os estudos dos autores citados, são usados em diversos estudos e relatórios de agências internacionais recentes de ACV com o objetivo de determinar o *payback time* de energia, as emissões de GEE e discutir a metodologia utilizada para se aplicar o ACV em sistemas fotovoltaicos.

Na Tabela 4.1 é apresentado os valores da energia primária consumida para a fabricação dos painéis fotovoltaicos mono-Si e poli-Si.

Tabela 4.1 - Energia primária total das placas fotovoltaicos.

	Módulo (MJ. m ⁻²)	Frame (MJ. m ⁻²)	Total (MJ.m ⁻²)
mono-Si	2860	236	3096
poli-Si	2699	270	2969

Para se determinar a quantidade de GEE que foram lançados na atmosfera com a produção dos painéis solares, adotou-se os coeficientes de intensidade de carbono da energia elétrica consumida no país onde eles foram produzidos, uma vez que a unidade das informações dos processos de fabricação é dada em energia. Os coeficientes são determinados de acordo com os vários tipos recursos energéticos e tecnologias que cada país utiliza para gerar sua energia elétrica e eles são divulgados em relatórios governamentais, artigos científicos e banco de dados de programas de ACV. Neste caso, para a condição de que os equipamentos do arranjo solar são importados da China, adotou-se que coeficiente do grid chinês é 0,821 g.kWh⁻¹ [83]. Além disso, assumiu-se que a China tem uma eficiência média de conversão de energia elétrica de 35% [69].

A tecnologia das placas fotovoltaicas não foi definida previamente. Assim, como a tecnologia policristais de silício (poli-Si) apresenta menor energia primária, escolheu-

se módulos que usam essa tecnologia e da fabricante Yingli [84] com as seguintes características (Tabela 4.2).

Tabela 4.2 - Características da placa fotovoltaica selecionada.

Marca	Yingli Solar	
Peso	22	kg
Área	1,94	m ²
Potência	330	Wp
Modelo	YLM 72 CELL series 2	
Tecnologia	poli-Si	
Eficiência	17,0	%

Com os dados fornecidos, foi possível converter a energia primária gasta para a construção de um metro quadrado (kg CO₂.m⁻²) de painel fotovoltaicos em quilogramas de dióxidos de carbono equivalente por metro quadrado (kg CO_{2eq}.m⁻²). Contudo, primeiramente converteu a energia primária de MJ para kWh, levando em conta o fator de eficiência de conversão, e depois a multiplicação dos valores de energia primária pelo coeficiente de emissão do país de origem. O resultado desses cálculos é um fator de emissão de 236,98 kg CO_{2eq}.m⁻² para painéis Poli-Si fabricados na China.

Para os outros componentes de um sistema solar, como as estruturas metálicas que suporta os painéis fotovoltaicos, inversor e cabos, usou-se a mesma metodologia aplicada aos painéis fotovoltaicos, mas a partir dos dados fornecidos pelo estudo realizado por Mariska de Wild-Scholten [58]. Os valores e resultado de emissão por metro quadrado são apresentados nas tabelas abaixo (Tabela 4.3).

Tabela 4.3 – Emissão equipamentos do arranjo solar.

Estrutura, inversor e cabos.	601,50	MJ.m⁻²
Emissão	48,01	kg CO_{2eq}.m⁻²

4.3 Transporte

Neste presente trabalho, os seguintes fatores foram adotados com o objetivo de determinar a emissão de GEE causada pelo transporte dos painéis fotovoltaicos do país de origem até as cidades selecionadas:

- Todos os equipamentos do arranjo fotovoltaico foram transportados por caminhões movido a diesel, já que o transporte de cargas no Brasil é predominantemente rodoviário;
- O caminhão a diesel selecionado tem capacidade de carga de 14 toneladas e uma média de consumo de 3,62 km/l [85];
- Emissão média do diesel é de 2,603 kg de CO₂ por litro [86];
- Fator de emissão do transporte rodoviário é de 0,051 kg de CO₂ por quilômetro a cada tonelada transportada;
- Os painéis fotovoltaicos foram importados da China, Shanghai, via transporte marítimo para quatro portos brasileiros localizados em diferentes regiões e eles são o porto de Santos – SP, distância de 11.056 milhas náuticas, porto de Suape - PE, distância de 11.328, porto de Paranaguá - PR, distância de 11.111 milhas náuticas, porto Vila do Conde - PA, distância de 10.926 milhas náuticas;
- O fator de emissão do transporte marítimo é de 0,0179 kg de CO₂ por milha náutica a cada tonelada transportada [87];
- Considerou-se a menor distância desde o país de manufatura até a cidade de destino nos cálculos das emissões, somando transporte marítimo e terrestre.

A metodologia adotada para o cálculo das emissões de CO₂ advindo dos equipamentos do arranjo solar consiste na multiplicação da quantidade de produto adquirido pelo seu fator de emissão de dióxido de carbono equivalente. As emissões são calculadas de acordo com a equação abaixo:

$$Emiss\tilde{a}o_{trans.} = QT.P.FE_{CO2eq} \quad \text{Eq. 4.1}$$

Onde:

Emissão_{trans.}: emissões de CO₂ devido ao transporte;

QT: quantidade de produto transportada, em toneladas;

P: distância percorrida pelo veículo transportador;

FE_{CO₂-eq.}: fator de emissão de CO₂ devido a fabricação do produto, em quilogramas de CO₂ equivalente pela distância do deslocamento a cada tonelada transportada.

4.4 Conversão em energia elétrica

Para o cálculo da capacidade de geração de energia elétrica que a planta solar estudada pode gerar nas diferentes localidades do Brasil, considerou-se que os níveis de irradiação solar no plano inclinado na latitude, 1.277,50 a 2.281,25 kWh.m⁻² por ano [16], coeficiente de rendimento do sistema solar GD, o qual já considera perdas da planta, seria de 0,75 [88] e as características de conversão dos módulos fotovoltaicos selecionados, eficiência de 17,0% e tempo de vida de 25 anos [84]. Além disso, aplicou-se uma degradação linear de 0,8% por ano [84], como previsto pela fabricante do módulo PV.

Sobre as ineficiências de uma planta solar, elas normalmente se dão devido a altas temperaturas do módulo PV, sombreamento, depósito de sujeira nas placas, incompatibilidade e perdas de fiação da parte elétrica e até a própria ineficiência do inversor [89–91]. As principais perdas são explicadas abaixo.

Temperatura: no módulo fotovoltaico, a quantidade de energia convertida reduz quando maior a temperatura, sendo que eles, a depender do caso, podem atingir temperaturas de até 80 °C [92].

Empoeiramento: no caso do acúmulo de sujidades no painel, as perdas se dão, pois, as partículas impedem que a irradiação atinja o módulo fotovoltaico e tipicamente esses prejuízos são na ordem de 2% [89].

Incompatibilidade e perdas de fiação: a diferença entre a potência máxima de saída do painel PV total e a potência máxima dos módulos individuais resulta em pequenas inconsistências no desempenho de um módulo. Além disso, a energia também é perdida devido à resistência na fiação do sistema. No geral, essas perdas devem ser diminuídas ao mínimo e elas são na ordem de 2% [89].

Inversor: parte da energia elétrica convertida pelo arranjo PV é perdido na conversão da corrente elétrica de DC para AC. Isso ocorre devido a utilização de um transformador, perdas magnéticas e de cobre, autoconsumo do inversor e perdas na eletrônica de potência. Os inversores atualmente atingem picos de eficiência de 98% [89,91].

A partir dos dados disponíveis e utilizando metodologias para estimar a energia convertida ao longo da sua vida útil do arranjo fotovoltaico [51,64,65], chegou-se a seguinte equação:

$$E = A \cdot r \cdot H \cdot PR \cdot T \cdot d \quad \text{Eq. 4.2}$$

Onde:

E = Energia elétrica gerada (kWh);

A = área total dos painéis (m²);

r = eficiência do módulo (%);

H = média anual de irradiação solar (kWh. m⁻².ano);

PR = coeficiente de rendimento;

T = tempo de vida (anos);

d = degradação dos painéis;

Para as localidades selecionadas para instalar o arranjo fotovoltaico, as 27 capitais do Brasil, o nível de irradiação solar é mostrado na Figura 4.4 abaixo. Os valores são retirados do *shapefile* do Atlas Solarimétrico Brasileiro [16] e o valor é apresentado na legenda do mapa abaixo.

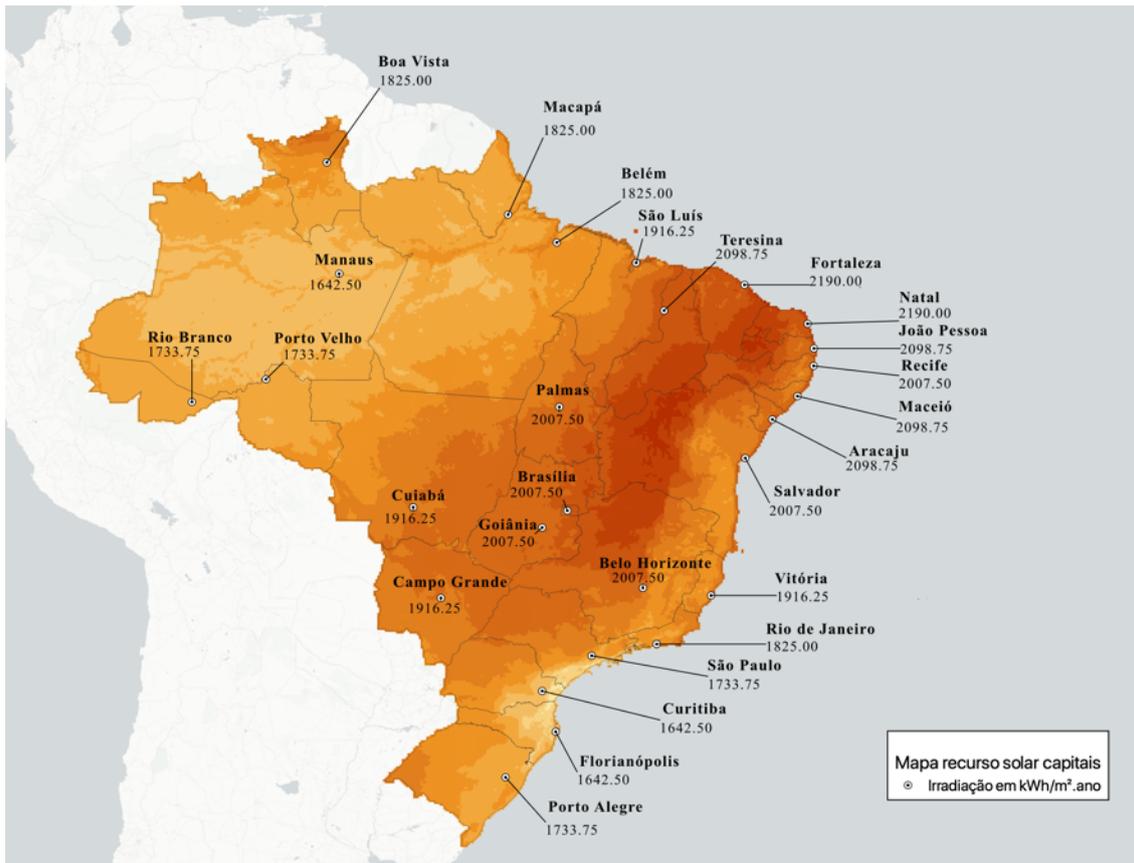


Figura 4.4 - Irradiação solar nas capitais brasileiras.

4.5 Payback time de energia (EPBT)

Uma das grandes vantagens da tecnologia fotovoltaica é o fato de ela utilizar diretamente a fonte solar, tida como inesgotável, para gerar energia elétrica durante sua vida útil. Entretanto, como já descrito outrora, o processo de manufatura dos painéis fotovoltaicos demanda uma grande quantidade de energia, principalmente na fase de purificação do silício, a qual a câmara de um reator é aquecida até a temperatura de 800 a 1.200 °C [48].

Fica claro, portanto, que é necessário consumir energia para gerar energia, mas para que essa tecnologia tenha um impacto positivo no balanço energético, é necessário que essa recuperação da energia investida seja menor que a vida útil da planta solar. Logo, para melhor entender a performance energética de uma planta solar, usa-se a metodologia do tempo de retorno energético (EPBT) [90].

O EPBT é definido como a quantidade de anos que um sistema fotovoltaico tem que operar para recuperar a energia gasta no processo de manufatura dos equipamentos necessários para montar o arranjo [47,65,69]. Assim, a metodologia para chegar ao

resultado leva em conta todos os gastos de energia durante a vida útil e a quantidade de energia convertida pela planta em um ano. A equação para se chegar ao resultado é dada abaixo:

$$EPBT = \frac{E_{\text{ciclo de vida}}}{EC} \quad \text{Eq. 4.3}$$

Onde:

$E_{\text{ciclo de vida}}$ = entrada de energia durante o ciclo de vida do arranjo;

EC = a quantidade de energia convertida pelo arranjo em um ano;

Nota-se ainda das informações apresentadas neste capítulo – Metodologia, que os seguintes fatores têm grande influência no balanço energético de uma planta solar fotovoltaica e eles são:

- A tecnologia fotovoltaica selecionada
- As características técnicas do painel
- O recurso solar da localização

4.6 *Payback time* de carbono (PBT_{CO_2e})

O tempo de retorno das emissões, assim como o energético, parte da mesma premissa que é definido como o período de tempo necessário para que um sistema fotovoltaico compense os GEE lançados na atmosfera devido ao processo de manufatura e transporte dos equipamentos necessários, pois para necessário consumir energia para gerar energia

Além do mais, as mesmas características apontadas como tendo grande influência no resultado final do EPBT, têm a mesma importância no caso das emissões, sendo que para este caso específico considerou ainda a influência do transporte dos equipamentos.

Para se chegar ao *payback time* de carbono do arranjo solar, é necessário primeiramente determinar a pegada de carbono do arranjo solar. Para isso, leva-se em conta todas as emissões de CO_2 equivalente da planta solar durante sua vida útil

(manufatura e transporte) e a quantidade de energia elétrica produzida ao longo de seu ciclo de vida considerando todas as perdas [51,93]. O cálculo se dá pela seguinte equação:

$$P_{CO_2e} = \frac{E_t}{PEE_{total}} \quad \text{Eq. 4.4}$$

Onde:

P_{CO_2e} = pegada de carbono em (kg de CO_2 eq. kWh^{-1});

E_t = emissão total de CO_2 equivalente (kg de CO_2 eq.);

PEE_{total} = produção de energia elétrica durante sua vida útil (kWh).

Em seguida, é necessário comparar as emissões anuais da planta solar estudada com a de outra tecnologia de conversão ou rede elétrica do país, a fim de determinar a quantidade de emissão de CO_2 evitada por ano (kg de CO_2 eq. ano^{-1}). A partir desses valores e da quantidade total de GEE emitidos na atmosfera durante todo o seu ciclo de vida (kg de CO_2 eq.), se torna possível determinar a quantidade de anos necessárias de funcionamento da planta para compensar o CO_2 , o *payback time* (PBT_{CO_2e}) [51] e a equação abaixo apresenta o cálculo do PBT_{CO_2e} .

$$PBT_{CO_2e} = \frac{\text{Emissão total}}{\text{Emissão evitada}} \quad \text{Eq. 4.5}$$

5 RESULTADOS

O presente capítulo apresenta os cálculos e resultados dos valores utilizados para se determinar o *payback time* energético, a pegada e o *payback time* de carbono, sendo eles: a energia gasta para manufatura dos equipamentos solares, emissão de CO₂ equivalente da fabricação e transporte dos equipamentos do arranjo solar até as cidades selecionadas, e a quantidade de energia solar convertida pela planta solar.

5.1 Arranjo solar

Primeiramente, antes de apresentar os valores de energia primária e emissões, determinou-se a quantidade de painéis fotovoltaicos necessária para suprir a potência estipulada do arranjo solar, 100 kWp, utilizando as características do painel fotovoltaico adotado Tabela 4.2, e, conseqüentemente, peso e área total (Tabela 5.1).

Tabela 5.1 – Quantidade de painéis necessários para o arranjo solar.

Potência instalada (kWp)	100
Tecnologia	poli-Si
Quantidade (unidade)	303
Área (m²)	587,88
Peso (kg)	6666,67

5.2 Energia gasta para manufaturar os equipamentos do arranjo solar

Utilizando os dados de energia primária apresentados no item 4.2 - Painéis fotovoltaicos, suporte e outros componentes, juntamente com os dados apresentados na Tabela 4.1, é possível determinar toda a energia gasta para fabricar os equipamentos do sistema PV proposto neste trabalho.

Inicialmente, determinou-se a energia primária (MJ) necessária em todas as etapas para se fabricar os 303 painéis PV com tecnologia poli-Si e os equipamentos acessórios, sendo o valor total apresentado na tabela abaixo (Tabela 5.2).

Tabela 5.2 – Energia necessária para manufaturar os equipamentos.

Equipamentos	Unidade (kWh)
Painéis	1.70E+05
Estrutura	7.14E+03
Inversor	2.66E+04
Cabos e conex.	7.14E+02
Total	2.04E+05

5.3 Emissão de CO₂ equivalente do arranjo solar

5.3.1 Manufatura dos equipamentos

Aplicando a metodologia proposta neste estudo, calculou-se a quantidade de GEE lançados na atmosfera devido somente a fabricação dos equipamentos do arranjo solar: placas fotovoltaicas, suportes, inversores e cabos.

Com a área total de módulos fotovoltaicos definida (Tabela 5.1), computa-se a quantidade de CO₂ equivalente lançada na atmosfera pela produção dos mesmos e os outros componentes que o compõem: suporte dos painéis, inversor e cabos. Para isso multiplicou-se os fatores de emissão do painel e dos componentes do arranjo, respectivamente 236,98 kg de CO_{2eq.} m⁻² e 48,01 kg de CO_{2eq.} m⁻², pela área total. Assim, a quantidade de GEE lançados na atmosfera devido a manufatura é apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Emissões dos painéis e componentes.

	Emissão (kg de CO₂ equivalente)
Fabricar painéis	1.39E+05
Fabricar outros componentes	2.83E+04

Nota-se, a partir dos dados obtidos (Tabela 5.3), que a confecção dos painéis fotovoltaicos com tecnologia poli-Si é o principal responsável pelas emissões de GEE, 83,14%, e os 16,86% restantes advêm dos outros componentes que são detalhados na Figura 5.1. Dessa maneira, demonstra-se a contribuição nas emissões de gases poluentes

devido a fabricação de cada equipamento fotovoltaico utilizado para montar uma planta solar como a estudada.

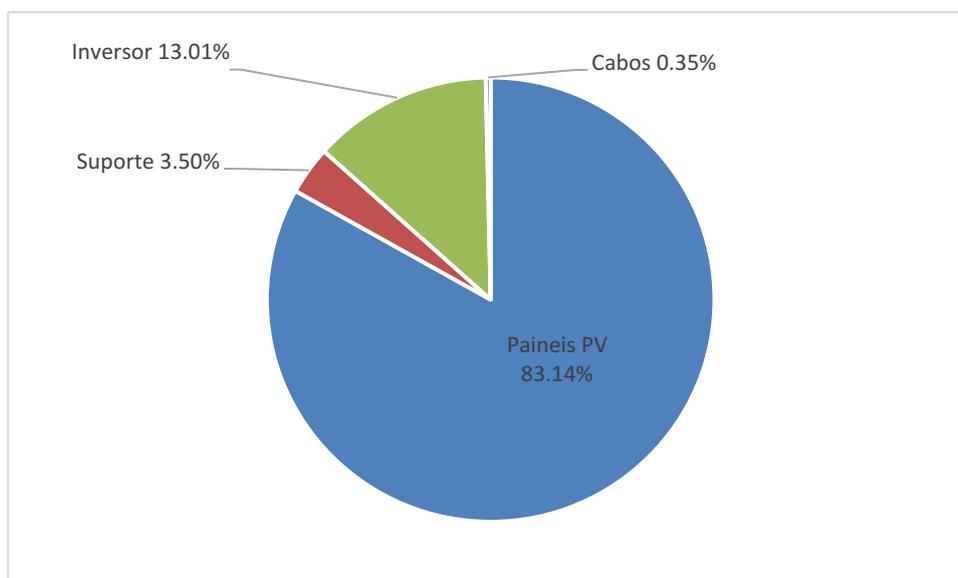


Figura 5.1 – Contribuição percentual da manufatura dos equipamentos do arranjo fotovoltaico.

5.3.2 Transporte

Empregando os dados e equação apresentados no item 4.3 deste trabalho, foi possível calcular a emissão marítima e terrestre para que as placas fotovoltaicas do arranjo fotovoltaico de 100 KWp fossem entregues nas 27 capitais das unidades federativas do Brasil. Ressalta-se mais uma vez, que foi utilizado a menor distância desde o país de manufatura até cada uma das cidades de destino.

$$\text{Emissão}_{\text{transporte}} = \text{Emissão}_{\text{marítimo}} + \text{Emissão}_{\text{terrestre}}$$

Para o transporte marítimo, a Tabela 5.4 mostra a distância entre Shangai, China, até os portos brasileiros selecionados. Além disso, apresenta o resultado das respectivas emissões.

Tabela 5.4 – Valores de emissão de CO₂ entre o país de origem e os portos selecionados.

Porto de destino	Distância (mn)	Emissão (kg de CO ₂ equivalente)
Santos-SP	11.056	1.319E+03
Suape-PE	11.328	1.351E+03

Paranaguá-PR	11.111	1.326E+03
Vila do Conde-PA	10.926	1.303E+03

Para o transporte terrestre, considerou-se a distância a partir do porto mais próximo até uma das cidades de destino. Porém, para a cidade de Macapá – AP, tendo o porto mais próximo o de Vila do Conde – PA, não existe ligação terrestre. Deste modo, foi considerado que o transporte foi realizado por via marítima, distância de 310 milhas náuticas, e o fator de emissão para transporte marítimo, 0,0179 kg de CO₂ por milha náutica a cada tonelada transportada [87].

O resultado da emissão devido ao transporte do porto até as cidades selecionadas por via terrestre, é mostrado na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Emissão devido ao transporte terrestre dos painéis fotovoltaicos.

Porto de origem	Cidade	Distância (km)	Emissão (kg de CO₂ equivalente)
Paranaguá-PR	Porto Alegre - RS	736,0	2.502E+02
	Florianópolis -SC	300,0	1.020E+02
	Curitiba - PR	89,7	3.050E+01
Santos-SP	São Paulo - SP	69,8	2.373E+01
	Rio de Janeiro - RJ	510,0	1.734E+02
	Vitória - ES	1021,0	3.471E+02
	Belo Horizonte - MG	653,0	2.220E+02
	Brasília - DF	1094,0	3.720E+02
	Goiânia - GO	978,0	3.325E+02
	Campo Grande - MS	1076,0	3.658E+02
	Cuiabá - MT	1606,0	5.460E+02
	Suape-PE	Salvador - BA	790,0
Aracaju - SE		482,0	1.639E+02
Maceió - AL		231,0	7.854E+01
Recife - PE		50,4	1.714E+01
João Pessoa - PB		169,0	5.746E+01
Natal - RN		335,0	1.139E+02
Fortaleza - CE		829,0	2.819E+02
Vila do Conde-PA	Teresina - PI	1180,0	3.356E+02
	São Luís - MA	1596,0	2.237E+02
	Manaus- AM	2975,0	1.012E+03
	Belém - PA	120,0	4.080E+01
	Porto Velho - RO	2483,0	8.442E+02
	Macapá - AP*	310,0	3.699E+01
	Rio Branco - AC	2993,0	1.018E+03
	Boa Vista - RR	3726,0	1.267E+03
	Palmas - TO	1127,0	3.832E+02

Tendo os valores para o transporte marítimo e terrestre, têm-se o valor de emissão devido ao transporte do arranjo solar até as 27 capitais das unidades federativas do Brasil. Na Figura 5.2 é apresentado os dados da emissão para cada cidade e os portos assumidos neste trabalho.

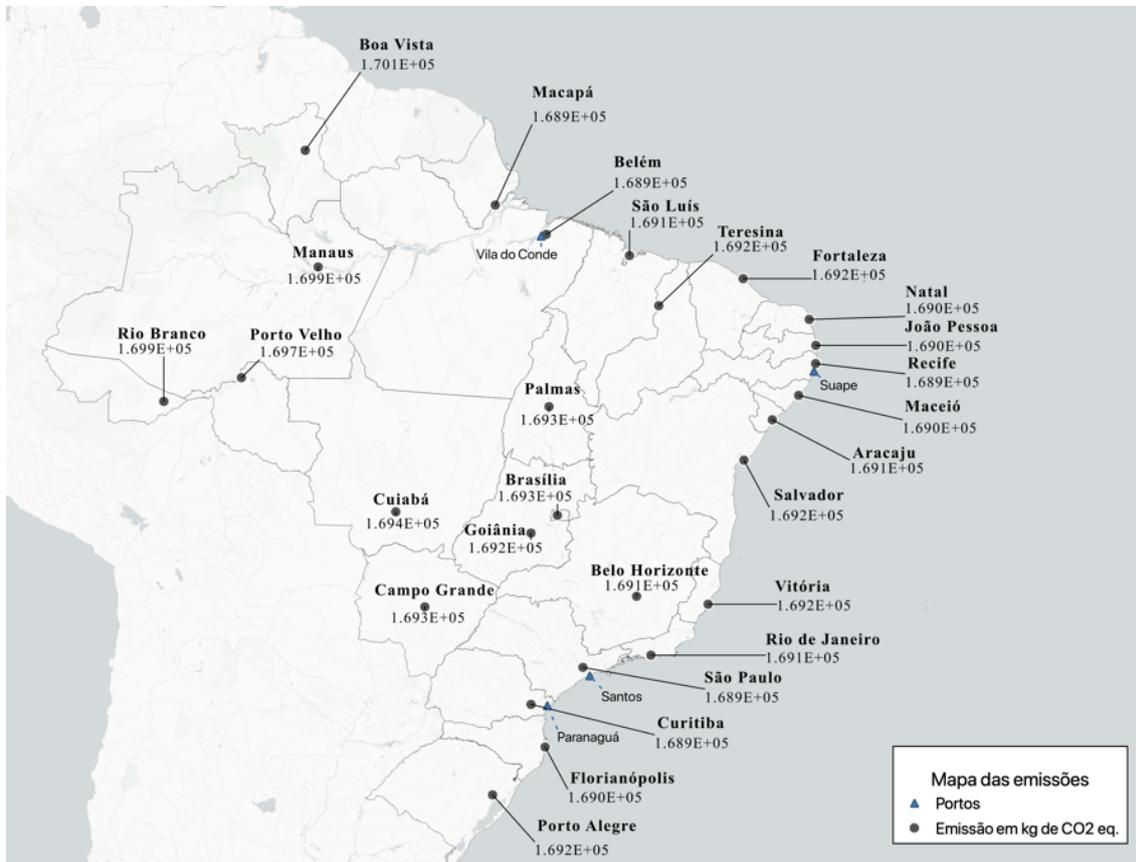


Figura 5.2 - Emissão para cada cidade selecionada.

Analisando o resultado, têm-se que os valores médios de emissão para o transporte marítimo e terrestre são respectivamente $1,323E+03$ e $3,299E+02$ kg de CO₂ equivalente. Assim, a média das emissões devido ao transporte é $1,653E+03$, sendo o modal marítimo responsável por 80,05% e o terrestre por 19,95%.

Avaliando as emissões na perspectiva da divisão das macrorregiões do Brasil, a Figura 5.3 mostra o valor médio de GEE por região e a distância média terrestre percorrida pelos caminhões. Dessa forma, nota-se a relação direta entre o lançamento dos gases e a utilização de caminhões para entregar os painéis fotovoltaicos, uma vez que a contribuição devido ao transporte marítimo apresentou uma variação máxima de 2,15% com relação ao valor médio de emissão do transporte marítimo, enquanto, para o transporte terrestre, a variação chega a quase 300%.

Além do mais, observa-se que a região Norte do país apresenta os maiores valores e isso se dá ao fato das dimensões territoriais, 3.853.840,9 km², e da infraestrutura rodoviária deficitária, com uma extensão pavimentada de 22.389,00 km e não pavimentada de 93.182,00 km [94,95]. Sendo assim, é necessário percorrer grandes distâncias entre o porto e as cidades, aumentando as emissões dos GEE.

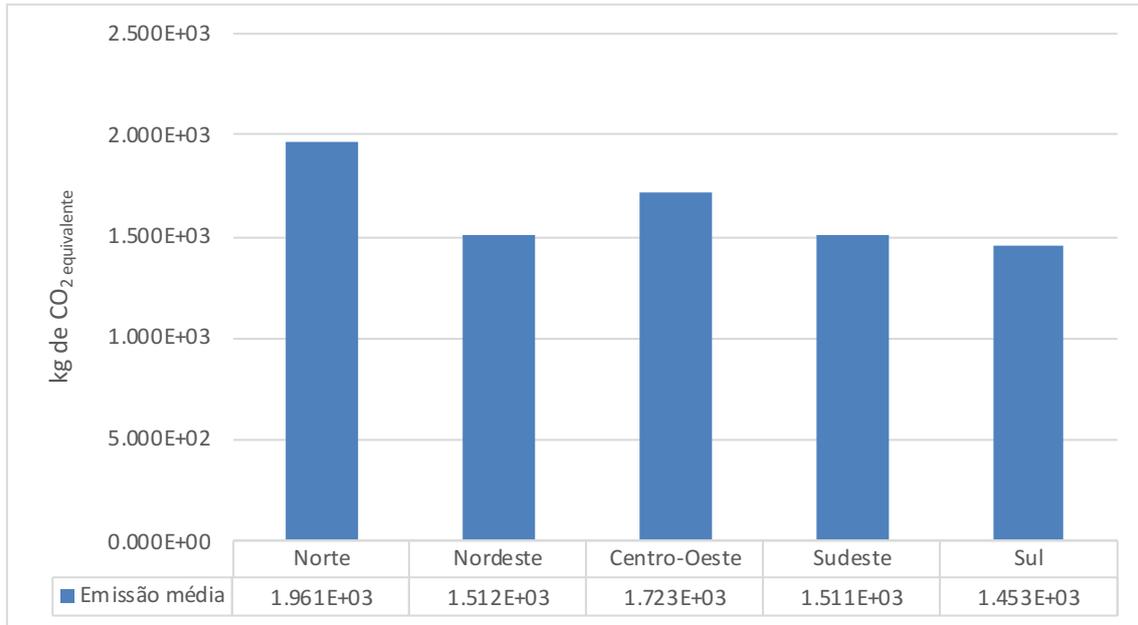


Figura 5.3 – Emissão média do transporte.

Ao final dos cálculos das emissões totais de uma planta solar de 100 kWp utilizando tecnologia poli-Si, constata-se que o processo de manufatura dos equipamentos fotovoltaicos é o principal responsável pelo lançamento dos GEE, 99,02%, enquanto isso, o transporte dos equipamentos tem pouco impacto (Figura 5.4). Dessa forma, para reduzir os poluentes lançados na atmosfera, é conveniente que os esforços se concentrem no processo de manufatura dos bens necessários para se ter um arranjo PV e a matriz energética do país de origem.

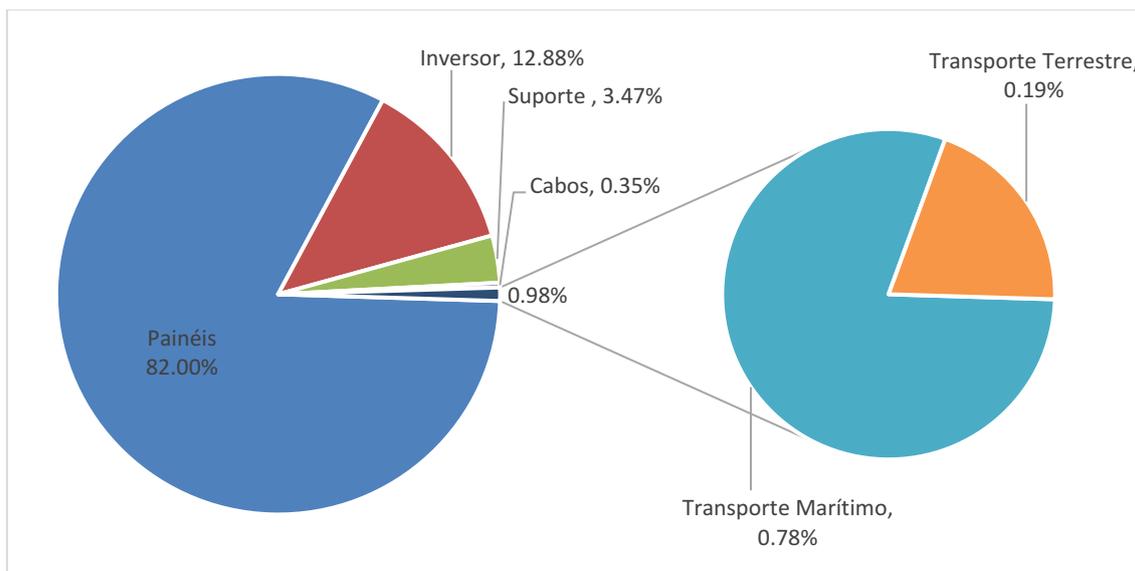


Figura 5.4 - Contribuições percentuais nas emissões totais.

5.4 Energia convertida pelo arranjo

Outro dado necessário para atingir o objetivo deste estudo é estipular a quantidade de energia elétrica convertida pelo arranjo solar de 100 kWp ao longo de sua vida útil. Para isso utilizou-se as premissas, dados de irradiação solar e equação apresentados no item 4.4 para estimar a quantidade de energia convertida ao longo da vida útil da planta fotovoltaica estudada.

O resultado dos cálculos utilizando a metodologia proposta para cada uma das cidades, é apresentado na Figura 5.5. Além disso, o valor médio obtido de energia elétrica convertida foi de $3.238E+06$ kWh para os 25 anos de funcionamento do arranjo solar, sendo o máximo $3.708E+06$ kWh, Natal e Fortaleza, e o mínimo $2.781E+06$ kWh, Manaus, Florianópolis e Curitiba.



Figura 5.5 - Energia convertida pela planta solar em cada cidade selecionada ao longo de 25 anos.

A partir da média, $3.238E+06$ kWh, plotou-se o gráfico apresentado abaixo (Figura 5.6), o qual mostra a variação percentual de cada cidade selecionada. Observou-se que as cidades da região Nordeste apresentaram variação positiva, mostrando a aptidão das mesmas para instalação de plantas solares fotovoltaicas. As cidades da região Sul exibiram apenas variação negativa, o que era esperado pelo fato de a área ter menos radiação solar para converter em eletricidade. A região Norte, no geral, tem uma aptidão menor para plantas solares, exceto a cidade de Palmas – TO que apresenta uma variação positiva de 4,95%. O Sudeste, região mais rica e populosa do Brasil, varia de -9,36% a 4,95%, sendo o melhor valor da cidade de Belo Horizonte - MG e o pior São Paulo - SP. As cidades do Centro-Oeste brasileiro, têm variação positiva, mas valores próximos da média do país.

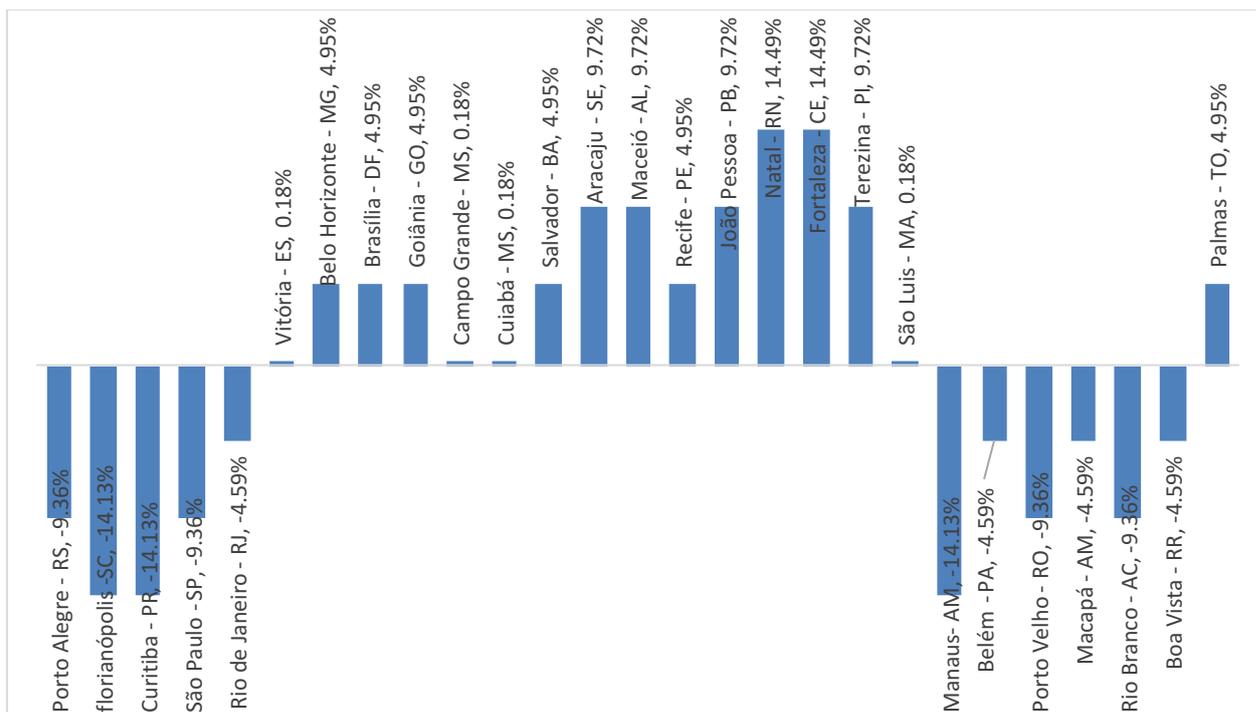


Figura 5.6 - Variação percentual de energia convertida.

5.5 Análise metodológica da estimativa de conversão de energia

Uma análise metodológica foi conduzida com a finalidade de comparar a metodologia do cálculo de conversão em energia elétrica adotada neste trabalho, que possui seis variáveis, com outra mais detalhada. Com essa proposta, empregou-se o uso do System Advisor Model (SAM) version 2020.2.29, software livre desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL) [88].

O SAM é programa com modelagem financeira e de desempenho projetado para facilitar a tomada de decisões pelas pessoas envolvidas no setor de energia renovável. O programa é capaz de fazer previsões de desempenho e estimativas de custos para projetos de sistemas energéticos conectados a rede elétrica, baseado nos custos de instalação, operação e nos parâmetros de design que o usuário especifica. Os modelos utilizados pelo *software*, tanto o financeiro e como o de desempenho, foram desenvolvidos pela NREL, *Sandia National Laboratories*, *the University of Wisconsin*, e outras organizações parceiras [96].

Uma das entradas requeridas pelo programa para rodar os modelos é um arquivo descrevendo os dados meteorológicos do local do projeto que contenha o recurso de energia renovável estudado e as condições climáticas. Dependendo do tipo de tecnologia

estuda, o usuário pode utilizar a base de dados fornecida pelo SAM, utilizar outra disponibilizada na internet ou até mesmo criar seu próprio arquivo. Para o estudo de recurso solar, o *software* disponibiliza os dados da NREL *National Solar Radiation Database* (NSRDB) [96].

A NSRDB é um conjunto de dados meteorológicos, coletados em intervalos de hora em hora e de meia em meia hora, e das três medidas mais comuns de radiação solar: horizontal global, normal direta e horizontal difusa. Esse banco de dados cobre os Estados Unidos da América e grande parte de outros lugares do globo. Além disso, os dados foram coletados em um número suficiente de locais e escalas temporais e espaciais para representar com precisão os climas regionais de radiação solar. Dessa maneira, os arquivos são apresentados no formato TMY “*typical meteorological year*”, que contém um ano de dados coletados de hora em hora que melhor representam as condições meteorológicas médias em um período de vários anos. Esse método usado para calcular o TMY considera muitos fatores além de um simples cálculo de valores médios, pois leva em consideração dados de recursos solares e climáticos, como velocidade do vento e temperatura ambiente [97].

5.5.1 Parâmetros utilizados no estudo

Para este estudo, utilizou-se o PVWatts versão 7 (Figura 5.7) para simular o arranjo solar de 100 kWp ao longo de 25 anos de funcionamento. Este modelo utilizado é um dos vários módulos disponíveis no SAM e permite dimensionar um sistema PV conectado à rede utilizando algumas entradas básicas para descrever a capacidade do sistema, a orientação das placas fotovoltaicas, o tipo de montagem e as perdas do sistema. Além do mais, o PVWatts faz suposições internas sobre as características do módulo, padrão (cristais de silício), *premium* (cristais de silício) e *Thin film*, e do inversor [96].

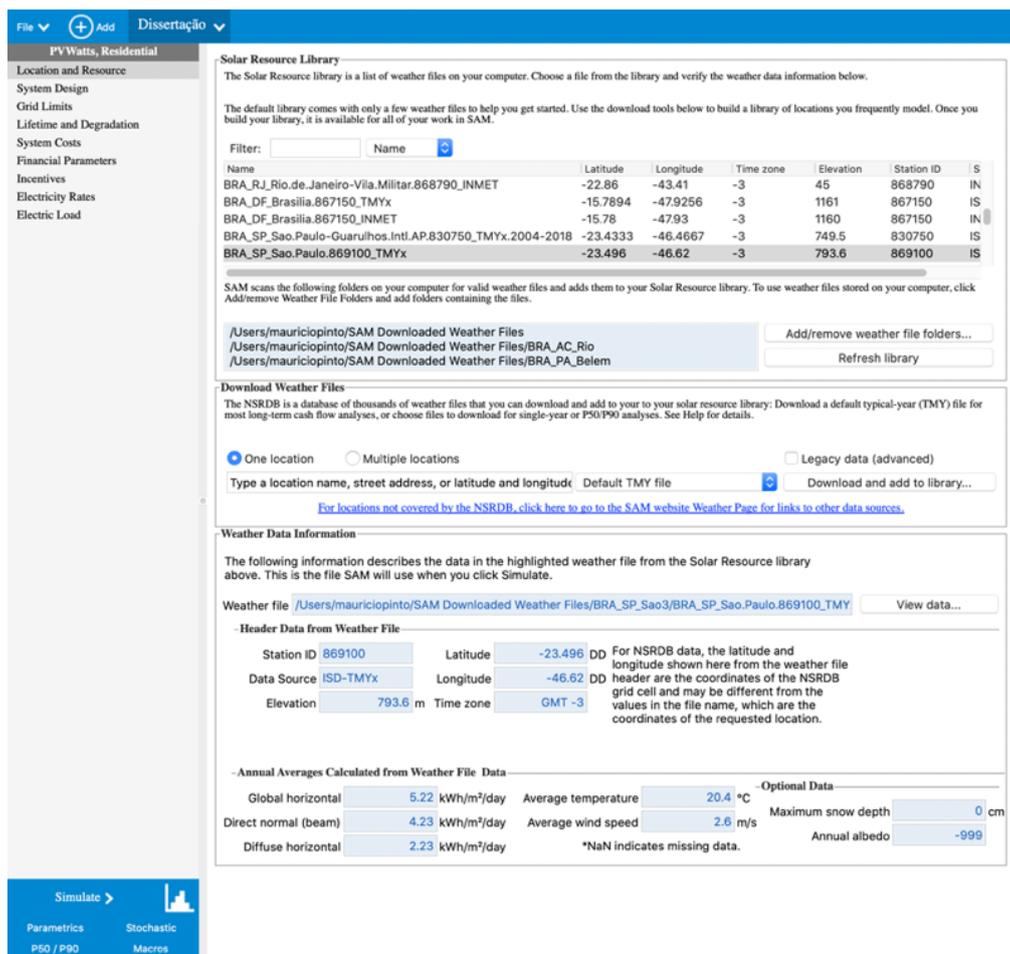


Figura 5.7 – Página inicial do PVWatts, modelo utilizado neste estudo.

As entradas utilizadas no PVWatts neste caso foram as seguintes: capacidade do arranjo de 100 kW_p, módulo padrão com eficiência de 17%, razão de DC para AC de 1,2 e eficiência do inversor de 96% [98]. Além disso, os módulos são montados no telhado com ângulo azimute igual a 0, pelo fato de o Brasil estar no hemisfério sul, e ângulo de inclina igual a parte inteira da latitude do local onde vai ser instalado.

As perdas do sistema são de 14,08%, valor padrão da metodologia do PVWatts. Além disso, adotou-se o mesmo fator de degradação do módulo fotovoltaico utilizado na metodologia inicial, 0,8% ao ano [84] e um modelo térmico com coeficiente de temperatura de -0,47%.°C⁻¹, valor estabelecido pelo próprio programa para o módulo padrão selecionado [98].

Com relação ao banco de dados utilizado para obter os dados meteorológicos para as 27 capitais da unidade federativas do Brasil, não foi possível achar para algumas capitais, principalmente para as do Sul e parte do Sudeste. Isso se dá pela limitação de cobertura da NSRDB utilizada pelo SAM (Figura 5.8) [97]. Assim, seguiu-se as

instruções fornecidas pelo próprio programa e fez o download desses dados de outros bancos de dados recomendados pela NREL. Porém, para evitar que o valor final dessa análise seja afetado pela utilização de banco de dados distintos em uma mesma metodologia, utilizou-se apenas os dados disponibilizados pela Climate OneBuilding [99].

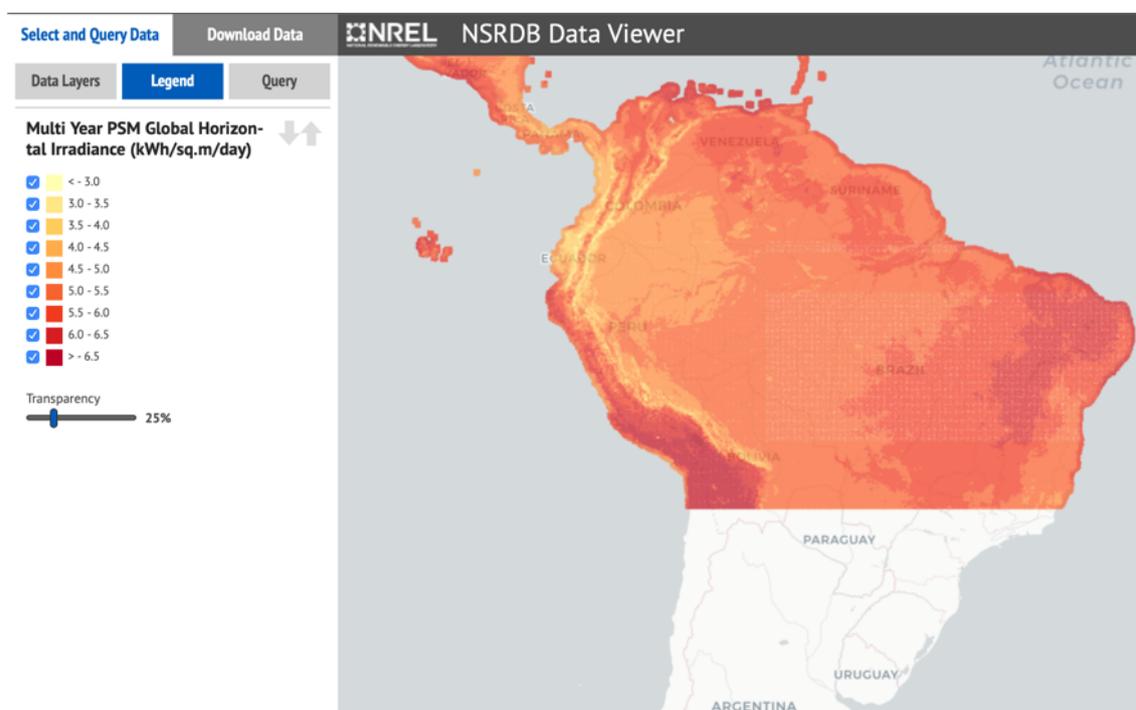


Figura 5.8 - Cobertura do banco de dados da NSRDB.

Após estabelecer todas as condições acima, roda-se o programa e o mesmo retorna dados relevantes com base nas especificações do sistema e nos dados horários de irradiação solar, temperatura e velocidade do vento para cada localização escolhida. O resultado final é uma média de energia convertida de $3,318E+06$ kWh para 25 anos de funcionamento do arranjo, valor esse que é 2,5% maior que os $3,238E+06$ kWh calculado no item 5.4.

A Figura 5.9 apresenta a variação percentual quando comparado aos valores obtidos pelo modelo utilizado neste estudo e nota-se que as maiores discrepâncias positivas foram observadas nas cidades de São Paulo - SP, Rio de Janeiro – RJ e Campo Grande – MS, sendo elas respectivamente 16,5%, 14,5% e 10,8%. Com relação as variações negativas, destacam-se as cidades de Aracaju/SE e Maceió/AL 5,2%.

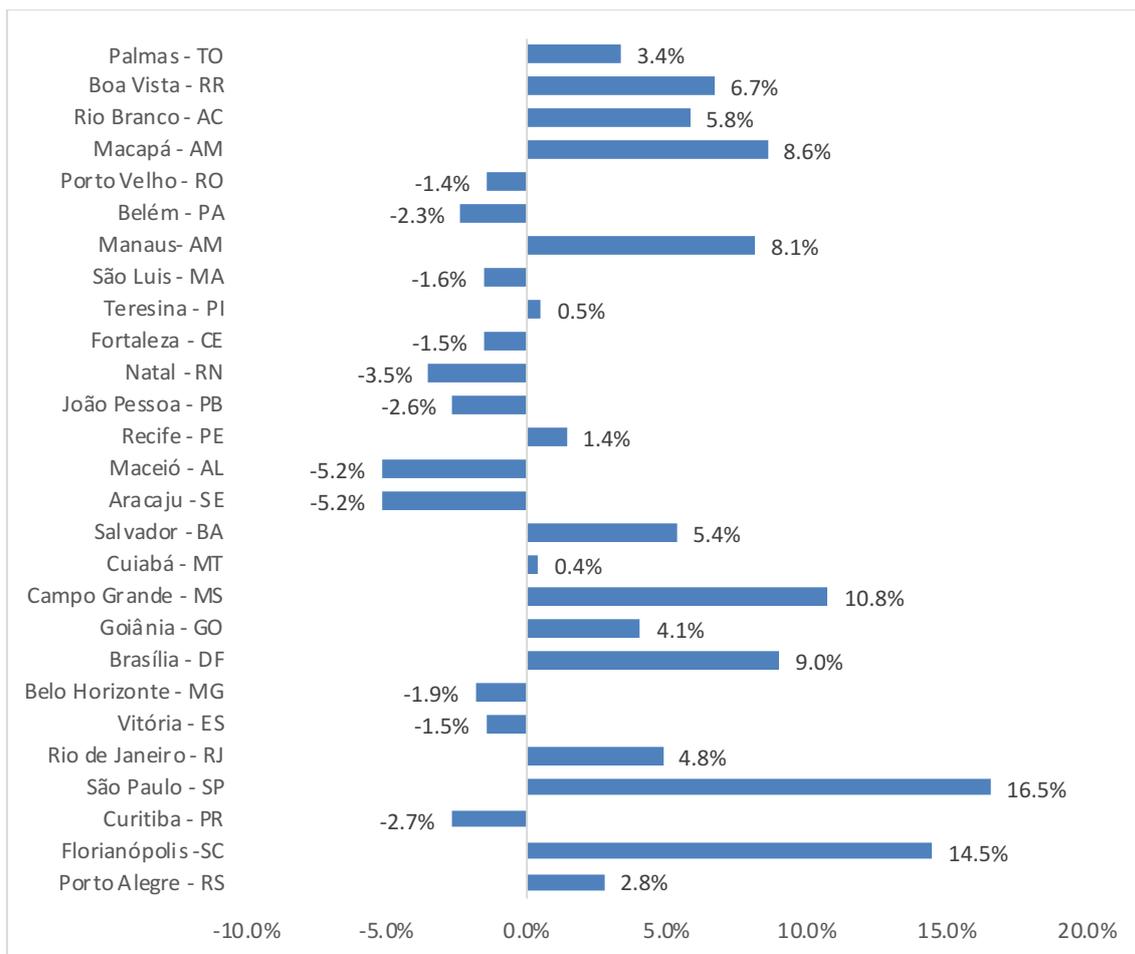


Figura 5.9 – Variação percentual entre os valores do SAM e a metodologia adotada nesta pesquisa.

5.5.2 Análise de sensibilidade do resultado

A diferença observada nos valores obtidos utilizando as metodologias propostas neste trabalho pode ser explicada pela variação do banco de dados dos valores de irradiação solar utilizado em cada uma, bem como pela metodologia de cálculo para estimar a energia convertida pelo arranjo.

Para melhor entender a contribuição de cada uma das variáveis na diferença observada no resultado final da estimativa de eletricidade convertida pelo arranjo ao longo de sua vida útil, analisou-se de forma separada cada uma das variáveis, como também as suas características e particularidades que influenciam no resultado final.

Banco de dados

Um fator de grande peso no resultado final, é o banco de dados de irradiação solar utilizado. Isso acontece, pois essa informação está diretamente relacionada a quantidade de energia convertida pela planta solar.

Neste trabalho é utilizado dois acervos diferentes, Atlas Brasileiro de Energia Solar para a metodologia apresentada no item 4.4 e Climate OneBuilding para o SAM, sendo um baseado em valores coletados via satélite e outro via estações meteorológicas, e, conseqüentemente, surgem diferenças nos valores levantados. Essa discrepância no valor de irradiação devido ao banco de dados utilizado para cada umas das capitais pode ser verificada na Tabela 5.6, bem como a variação verificada no valor da energia convertida pelo sistema estudado.

Tabela 5.6 - Irradiação solar e variações percentuais.

Capital	Atlas (kWh.m ⁻² .ano ⁻¹)	SAM (kWh.m ⁻² .ano ⁻¹)	Variação	
			Irradiação	Energia convertida
Porto Alegre - RS	1733.75	1737.48	0.2%	2.8%
Florianópolis - SC	1642.50	1826.48	11.2%	14.5%
Curitiba - PR	1642.50	1546.95	-5.8%	-2.7%
São Paulo - SP	1733.75	1997.30	15.2%	16.5%
Rio de Janeiro - RJ	1825.00	1897.12	4.0%	4.8%
Vitória - ES	1916.25	1861.55	-2.9%	-1.5%
Belo Horizonte - MG	2007.50	1941.69	-3.3%	-1.9%
Brasília - DF	2007.50	2190.44	9.1%	9.0%
Goiânia - GO	2007.50	2116.73	5.4%	4.1%
Campo Grande - MS	1916.25	2121.82	10.7%	10.8%
Cuiabá - MT	1916.25	1972.70	2.9%	0.4%
Salvador - BA	2007.50	2108.98	5.1%	5.4%
Aracaju - SE	2098.75	2007.53	-4.3%	-5.2%
Maceió - AL	2098.75	2003.71	-4.5%	-5.2%
Recife - PE	2007.50	2046.69	2.0%	1.4%
João Pessoa - PB	2098.75	2048.49	-2.4%	-2.6%
Natal - RN	2190.00	2105.48	-3.9%	-3.5%
Fortaleza - CE	2190.00	2145.61	-2.0%	-1.5%
Teresina - PI	2098.75	2182.08	4.0%	0.5%
São Luis - MA	1916.25	1909.52	-0.4%	-1.6%

Manaus- AM	1642.50	1819.99	10.8%	8.1%
Belém - PA	1825.00	1831.49	0.4%	-2.3%
Porto Velho - RO	1733.75	1767.21	1.9%	-1.4%
Macapá - AM	1825.00	2003.27	9.8%	8.6%
Rio Branco - AC	1733.75	1871.99	8.0%	5.8%
Boa Vista - RR	1825.00	2008.52	10.1%	6.7%
Palmas - TO	2007.50	2118.03	5.5%	3.4%

O conjunto de dados utilizado na metodologia proposta neste trabalho, Atlas Solarimétrico brasileiro, utiliza como base valores coletados por meio de satélite para estimar o recurso solar em todo o território do Brasil [16]. O cálculo desse recurso utiliza modelos matemáticos que estão sujeitas a incertezas relacionadas aos métodos de simulação dos processos físicos, resolução temporal e espacial das imagens de satélite e à interpolação dos dados meteorológicos utilizados para alimentar o modelo. A maior fonte de incertezas na modelagem de dados oriundo de satélites é o tratamento dos efeitos causados pelas nuvens [100], pois o efeito radiativo e as propriedades ópticas das nuvens não podem ser completamente definidos, e os modelos devem contar com um certo grau de empirismo [101]. Além disso, tem o efeito dos aerossóis presentes na atmosfera, bem como efeitos do terreno e o alto albedo reflexivo de desertos e neve [100–102]. Para validar muito desses modelos, se faz necessário realizar comparação das estimativas do modelo com as medições das estações de coleta de dados em superfície [102–105], no caso do atlas são utilizados os valores médios diários coletados das estações meteorológicas operadas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), e utiliza-se modelos estáticos para ajustar os valores [16]. Posto essas informações, o modelo baseado em imagens de satélite tem suas limitações e incertezas ao estimar o recurso solar, o que reflete diretamente no cálculo de energia convertida pelo arranjo e o seu *payback time* de energia e carbono.

Já o banco de dados utilizado no SAM nesta pesquisa (Climate OneBuilding), as informações de cada localidade vêm dos vários parâmetros disponíveis nas estações meteorológicas (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento), que integra os valores observados minuto a minuto. No caso do Brasil, muitas dessas estações são operadas pelo INMET e outras que são situadas em aeroportos. Dessa maneira e a partir dos dados coletados, aplica-se a

metodologia TMY/ISO 15927-4:2005 e cria-se o *Typical Meteorological Year* (TMY) para ser utilizado em softwares compatíveis [99].

Os dados coletados de estações meteorológicas terrestres apresentam uma grande precisão nos valores obtidos para uma determinada localidade [103,106], tanto que até hoje é a maneira mais direta e confiável de se determinar o recurso solar, assumindo que os aparelhos são bem cuidados, calibrados e operados [100]. Para que esses dados sejam considerados de ótima qualidade e possam ser utilizados, uma série de passos baseados em estudos científicos precisa ser seguido, como: projeto adequado das características técnicas da estação terrestre de acordo com o objetivo pretendido com dados, seleção de instrumentos e aspectos da estabilidade dos equipamentos; seleção de radiômetros com baixa incerteza para as componentes solares; calibração dos radiômetros e uma programação adequada de futuras calibrações; manutenção regular da estação; comissionamento e averiguação regular da estação por especialistas qualificados, incluindo a documentação adequada de todos aspectos relacionados à qualidade; controle de qualidade dos dados registrados para avaliar sua precisão efetiva [102].

Metodologia de cálculo

Na metodologia principal para o cálculo de energia convertida pelo arranjo existem seis parâmetros a serem preenchidos, porém apenas um deles varia de acordo com a localização do sistema PV, a média anual de irradiação solar (H) ($\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{ano}^{-1}$). Outros quatro parâmetros dependem apenas da placa fotovoltaica utilizada e potência do arranjo. A última variável é o coeficiente de rendimento da planta (PR), fator este que mede a qualidade de uma planta solar PV e é a razão entre a quantidade de energia que é injetada na rede (deduzindo as perdas do sistema como as térmicas, cabos e sombreamento) e a capacidade teórica em converter energia da usina fotovoltaica [107], sendo que neste trabalho, o valor foi fixado em 0,75 para todas as localidades estudadas, ou seja, todas as perdas de uma planta PV são iguais para as cidades estudadas. Isto posto, verifica-se que a metodologia discutida neste parágrafo simplifica e padroniza as perdas de um sistema PV para o cálculo da conversão de energia. Entretanto, as características únicas do local de instalação afetam a performance do arranjo, por exemplo a variação de temperatura e vento [25,108,109], o que pode gerar valores com uma imprecisão maior.

Já o SAM, mais especificamente o PVWatts, utiliza as seguintes variáveis para estimar a energia convertida pelo arranjo fotovoltaico, as especificações técnicas do

sistema (potência instalada, tipo de painel, orientação e sistema de fixação, razão DC para AC, perdas e eficiência do inversor), irradiação solar, temperatura do local e velocidade do vento coletados de hora em hora [110]. A partir dos dados meteorológicos para o local selecionado, o programa aplica um modelo térmico para estimar a temperatura de trabalho das células, baseado nos princípios modelo de balanço de energia por transferência de calor [111], e utiliza esse valor para calcular o desempenho da placa PV de acordo com a temperatura [110]. Em vista do que foi apresentado neste parágrafo, verifica-se que o modelo do PVWatts leva em consideração fatores meteorológicos únicos a cada localidade utilizada e que são coletados de hora em hora para o cálculo da energia convertida pelo sistema solar.

A partir dos dados obtidos por meio do PVWATTS, aplicou-se o cálculo do coeficiente de rendimento da planta (PR) [107] aos dados gerados pelo SAM para determinar o valor médio para o Brasil. O resultado obtido foi de 0,75, mesmo valor adotado na metodologia principal, o que indica tratar-se de um bom valor para ser adotado neste tipo de estudo. Contudo, quando se analisa o valor médio de cada uma das 5 regiões do Brasil, obtém-se 0,77 Sul, 0,76 Sudeste, 0,77 Centro-Oeste, 0,74 Nordeste e 0,73 Norte. Verifica-se, então, que essa generalização do coeficiente de performance tem o potencial de afetar o resultado da estimativa de conversão pela planta solar e que isso poderia ser remediado utilizando valores regionais.

Para melhor investigar a influência apenas da metodologia, aplicou-se os dados de irradiação do banco de dados utilizado no SAM a metodologia principal desse estudo para saber qual seria a energia convertida ao longo da vida útil e, assim, calcular a diferença existente do método de cálculo do PVWatt. Dessa maneira, a influência causada pelo banco de dados é eliminada. O resultado dessa aplicação é apresentado na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Diferença apenas da metodologia utilizada.

Capital	Energia convertida SAM (kWh)	Energia convertida met. Principal (kWh)	Diferença (kWh)	Variação
Porto Alegre - RS	2.94E+06	3.02E+06	7.47E+04	2.50%
Florianópolis -SC	3.09E+06	3.18E+06	9.07E+04	2.90%
Curitiba - PR	2.62E+06	2.71E+06	8.65E+04	3.20%

São Paulo - SP	3.38E+06	3.42E+06	3.94E+04	1.20%
Rio de Janeiro - RJ	3.21E+06	3.24E+06	2.77E+04	0.90%
Vitória - ES	3.15E+06	3.20E+06	4.49E+04	1.40%
Belo Horizonte - MG	3.29E+06	3.34E+06	4.84E+04	1.50%
Brasília - DF	3.71E+06	3.71E+06	-3.28E+03	-0.10%
Goiânia - GO	3.58E+06	3.54E+06	-4.67E+04	-1.30%
Campo Grande - MS	3.59E+06	3.59E+06	9.44E+02	0.00%
Cuiabá - MT	3.34E+06	3.26E+06	-8.21E+04	-2.50%
Salvador - BA	3.57E+06	3.58E+06	1.01E+04	0.30%
Aracaju - SE	3.40E+06	3.37E+06	-3.00E+04	-0.90%
Maceió - AL	3.39E+06	3.37E+06	-2.37E+04	-0.70%
Recife - PE	3.47E+06	3.45E+06	-1.80E+04	-0.50%
João Pessoa - PB	3.47E+06	3.46E+06	-8.91E+03	-0.30%
Natal - RN	3.56E+06	3.58E+06	1.34E+04	0.40%
Fortaleza - CE	3.63E+06	3.65E+06	1.80E+04	0.50%
Teresina - PI	3.69E+06	3.57E+06	-1.22E+05	-3.40%
São Luis - MA	3.23E+06	3.19E+06	-3.94E+04	-1.20%
Manaus- AM	3.08E+06	3.01E+06	-7.40E+04	-2.50%
Belém - PA	3.10E+06	3.02E+06	-8.34E+04	-2.80%
Porto Velho - RO	2.99E+06	2.89E+06	-9.91E+04	-3.40%
Macapá - AM	3.39E+06	3.36E+06	-3.67E+04	-1.10%
Rio Branco - AC	3.17E+06	3.11E+06	-6.33E+04	-2.00%
Boa Vista - RR	3.40E+06	3.30E+06	-1.04E+05	-3.20%
Palmas - TO	3.59E+06	3.51E+06	-7.31E+04	-2.10%

Examinando os valores da Tabela 5.7, verifica-se que a maior variação percentual negativa é -3,40% nas cidades de Teresina e Porto Velho, e a maior variação positiva ocorre na cidade de Curitiba, 3,20%. Quando se análise os valores médios, constata-se que a diferença entre eles é de apenas -1.48E+04 kWh ou -0,40%. Portanto, observa-se que a influência da metodologia é baixa no resultado final e, além do mais, pontua-se que a metodologia simplificada é segura de ser aplicada para estimar a conversão de plantas solares fotovoltaicas.

5.5.3 Considerações das análises conduzidas

Ao simular o arranjo solar utilizando o banco de dados da *Climate OneBuilding*, várias das incertezas relacionadas ao conjunto de dados do Atlas Solarimétrico Brasileiro são reduzidas. Todavia, tem que se ressaltar que os dados das estações também apresentam limitações, principalmente dos erros dos próprios sensores utilizados. Outra é que os dados das estações são inadequados para caracterizar os padrões de distribuições espaciais do recurso solar, especialmente em áreas remotas onde os locais de observação

são escassos [100], sendo apontado que os valores coletados por uma estação cobrem um raio de aproximadamente 20-30 km [112,113].

De forma geral, verifica-se que a metodologia principal utilizada para calcular a energia elétrica convertida pela planta solar, acaba que generaliza algumas características do local de instalação ao adotar valores médios para o Brasil, como o fator de conversão (PR). Além disso, grande parte da diferença no resultado final da conversão em energia elétrica, utilizando os valores do Atlas Solarimétrico, é devido ao banco de dados utilizado para estimar a irradiação solar brasileira.

Todavia, quando se compara o valor médio da energia convertida ao longo dos 25 anos do arranjo solar nas 27 localidades propostas, retirando a influência das variações de irradiação, vê-se que a diferença é de apenas -0,40% para o valor obtido pelo PVWatt, o que indica que a metodologia principal do trabalho é capaz de fornecer uma estimativa segura.

5.6 Cálculo dos *payback times*

Com os valores de energia consumida para fabricar os equipamentos PV, da quantidade de gases de efeito estufa lançados e energia convertida durante a vida do arranjo determinados, aplicou-se o cálculo do tempo de retorno energético (EPBT) e das emissões de dióxido de carbono equivalente (PBT_{co2}). Além do mais, averigua-se a influência dos dados obtidos utilizando SAM no resultado dos *paybacks times*.

5.6.1 *Payback time* de energia (EPBT)

A partir dos valores obtidos de energia consumida para fabricar todos os equipamentos do arranjo solar de 100 kWp e a energia convertida em cada capital das unidades federativas do Brasil, aplicou-se a metodologia para determinar a quantidade de anos que um sistema fotovoltaico tem que operar para recuperar a energia gasta no processo de manufatura dos equipamentos.

Um detalhe a ser ressaltado, é que a energia convertida apresentada é para todo o ciclo de vida da planta, 25 anos, e considera a degradação do painel PV. Assim, o valor apresentado para o arranjo deve ser dividido por 25 para obter a média anual para cada uma das 27 localizações selecionadas.

O resultado da aplicação da metodologia do *payback time* energético utilizando as premissas estipuladas neste estudo é apresentado na Figura 5.10.

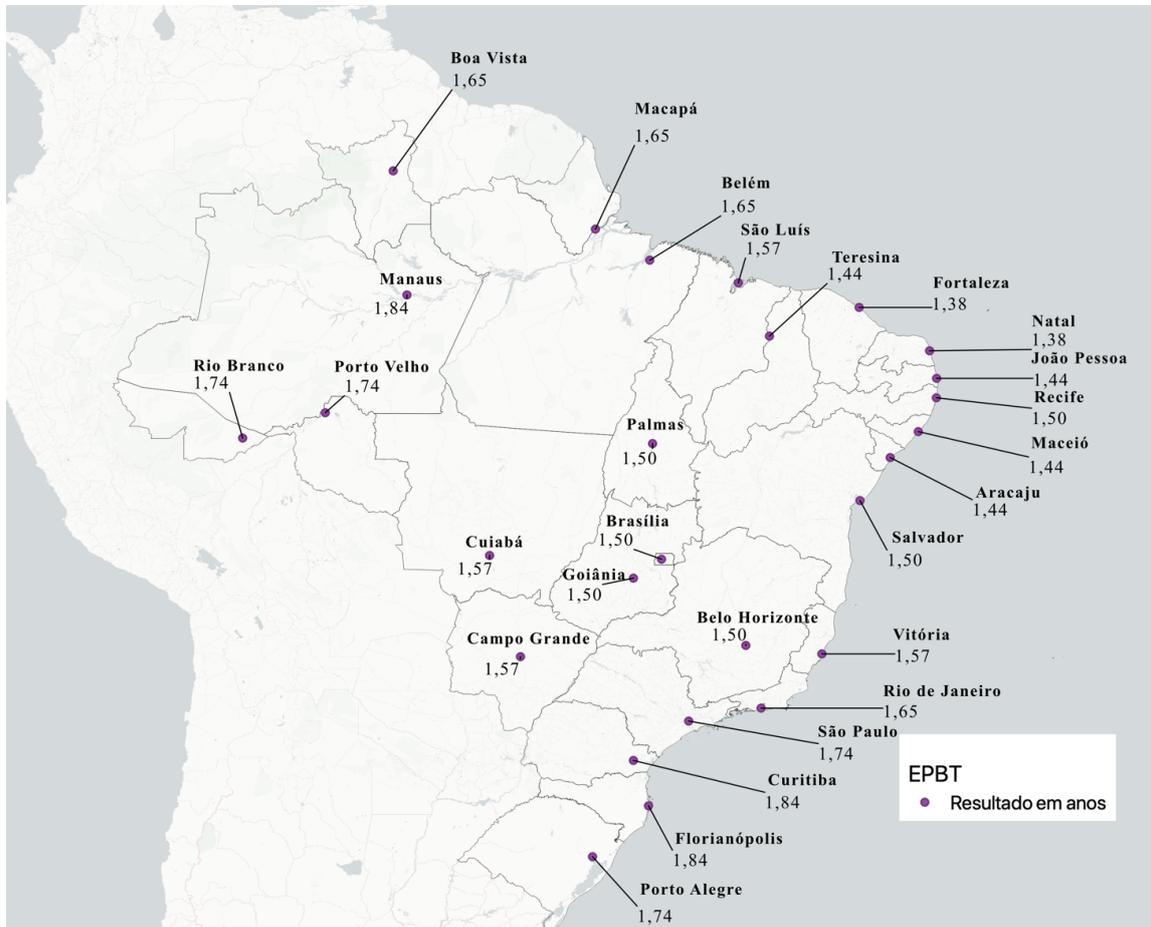


Figura 5.10 - Resultado aplicando a metodologia do EPBT.

Examinando os valores obtidos, averigua-se que a média do EPBT no Brasil é de 1,59 anos, sendo o valor máximo de 1,84, e a amplitude de 0,46. Observa-se, também, que 16 das capitais têm valores igual ou menor que a média, localizadas na sua maioria no Nordeste e Centro-Oeste, e as 9 restantes valores acima da média, região Norte e Sul.

Utilizando os valores adquiridos com o SAM, a média do retorno de energia para as localidades caiu para 1,55 anos e o valor máximo obtido foi de 1,89 anos, com uma amplitude de 0,51. Além disso, o número de capitais com valores iguais ou menor que a média reduziu para 15 capitais e ressalta-se que a cidade de São Paulo exibiu a maior diferença quando comparado aos valores da metodologia proposta no estudo, sendo ela de -14,2%. Os resultados para todas as 27 capitais, bem como as variações percentuais são apresentadas na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 - EPBT utilizando valores do SAM e sua variação percentual com relação aos da metodologia proposta no trabalho.

	EPBT (anos)	Varição
Aracaju - SE	1.51	5.5%
Belém - PA	1.69	2.4%
Belo Horizonte - MG	1.53	1.9%
Boa Vista - RR	1.55	-6.3%
Brasília - DF	1.38	-8.3%
Campo Grande - MS	1.42	-9.7%
Cuiabá - MS	1.57	-0.4%
Curitiba - PR	1.89	2.8%
Florianópolis -SC	1.60	-12.6%
Fortaleza - CE	1.40	1.6%
Goiânia - GO	1.44	-3.9%
João Pessoa - PB	1.48	2.7%
Macapá - AM	1.52	-7.9%
Maceió - AL	1.51	5.5%
Manaus- AM	1.70	-7.5%
Natal - RN	1.43	3.6%
Palmas - TO	1.45	-3.2%
Porto Alegre - RS	1.69	-2.7%
Porto Velho - RO	1.76	1.5%
Recife - PE	1.48	-1.4%
Rio Branco - AC	1.64	-5.5%
Rio de Janeiro - RJ	1.58	-4.6%
Salvador - BA	1.43	-5.1%
São Luís - MA	1.60	1.6%
São Paulo - SP	1.49	-14.2%
Teresina - PI	1.43	-0.5%
Vitória - ES	1.60	1.5%

O resultado demonstra que uma planta solar com equipamentos fotovoltaicos e instalada sob as condições de irradiação brasileiras apresenta um tempo de retorno curto, uma média de 1 ano e 7 meses, sendo que no pior cenário o retorno equivale a 7,3% da vida útil de 25 anos da planta. Além do mais, verifica-se que ao utilizar dados obtidos do SAM, o tempo de retorno médio reduziu 2,6% e o pior cenário representa 7,5% dos 25 anos de funcionamento do arranjo. Logo, do ponto de vista energético, é vantajoso instalar plantas PV no Brasil, mesmo com a grande quantidade de energia gasta na fabricação dos equipamentos solares e as incertezas envolvidas em estimar a conversão de energia elétrica. Além disso, os dados enfatizam o potencial solar que o país possui, pois mesmo na pior localização estudada e, levando em conta a pior quantidade de energia elétrica

convertida utilizando ambas as metodologias, a planta apresenta um EPBT de aproximadamente 1 ano e 11 meses.

Comparando os resultados obtidos com o de estudos semelhantes (Tabela 5.9), nota-se no geral que eles são compatíveis e estão dentro do esperado. Porém, as diferentes suposições e dados utilizados, e a evolução tecnológica dos painéis fotovoltaicos geram resultados distintos. No estudo do Alsema e Nieuwlaar [69], o EPBT varia de 2,5 a 4,0 anos para condições de irradiação de $1700 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{ano}^{-1}$, enquanto, neste estudo para a cidade de São Paulo-SP ($1733,75 \text{ kWh.m}^{-2}$ por ano) o retorno ocorre em 1,74. Já usando o resultado do estudo Yue et al [73] feito em 2014 e que considera a manufatura dos painéis na China e melhoras no processo produtivo, obteve-se um tempo de retorno de 1,6 para módulo poli-Si sob a irradiação solar do sul da Europa ($1700 \text{ kWh.m}^{-2}.\text{ano}^{-1}$). Para a pesquisa feita no Brasil por Constantino et al [77], eles apresentaram um EPBT que variava de 2,91 a 5,16 anos para uma das melhores regiões solares do Brasil, o Nordeste, sendo esse resultado maior que os 1,58 anos obtidos para a mesma região neste trabalho. A diferença apontada é explicada pelos diferentes valores de energia primária e fator de conversão da energia primária adotados.

Tabela 5.9 - Valores de EPBT de outros estudos semelhantes.

Autor	Ano	Irradiação (kWh.m^{-2} por ano)	EPBT (anos)
[64]	2000	Europa/1700	2,5-4,0
[66]	2005	Suíça/1000	3,0-6,0
[67]	2006	Europa/1700	1,7-2,7
[68]	2006	E.U.A/2100	0,21
[55]	2013	Europa / 1700	1,3-2,0 1,4-2,3
[69]	2013	Itália/(1600-1800)	5,5
[70]	2014	Europa/1700	1,4-1,9 1,8-2,4
[49]	2016	China/(1117-2060)	1,6-2,3
[71]	2018	Brasil/(1881-2060)	2,91-5,16
[75]	2019	França/Espanha	2,50-2,75

5.6.2 Payback time de carbono (PBT_{CO_2})

O PBT de carbono do arranjo solar foi calculado com relação ao fator de emissão da rede elétrica brasileira, $0,205 \text{ kg de CO}_2. \text{ kWh}^{-1}$ [114], com a finalidade de determinar o impacto climático da inserção de plantas fotovoltaicas, tecnologia renovável e com

baixa emissão de GEE, ligadas a rede no modelo de geração distribuída nas 27 capitais do Brasil.

Para isso utilizou-se os dados obtidos de emissão total, a conversão de energia elétrica e valor da pegada de carbono do arranjo solar, bem como, novamente, o fator de emissão da rede elétrica brasileira. Com esses valores, foi aplicado a metodologia proposta no item 4.6 e, conseqüentemente, a equação Eq. 4.5 para o cálculo do *payback time* de carbono. O resultado da utilização da metodologia mencionada é apresentado na Figura 5.11.

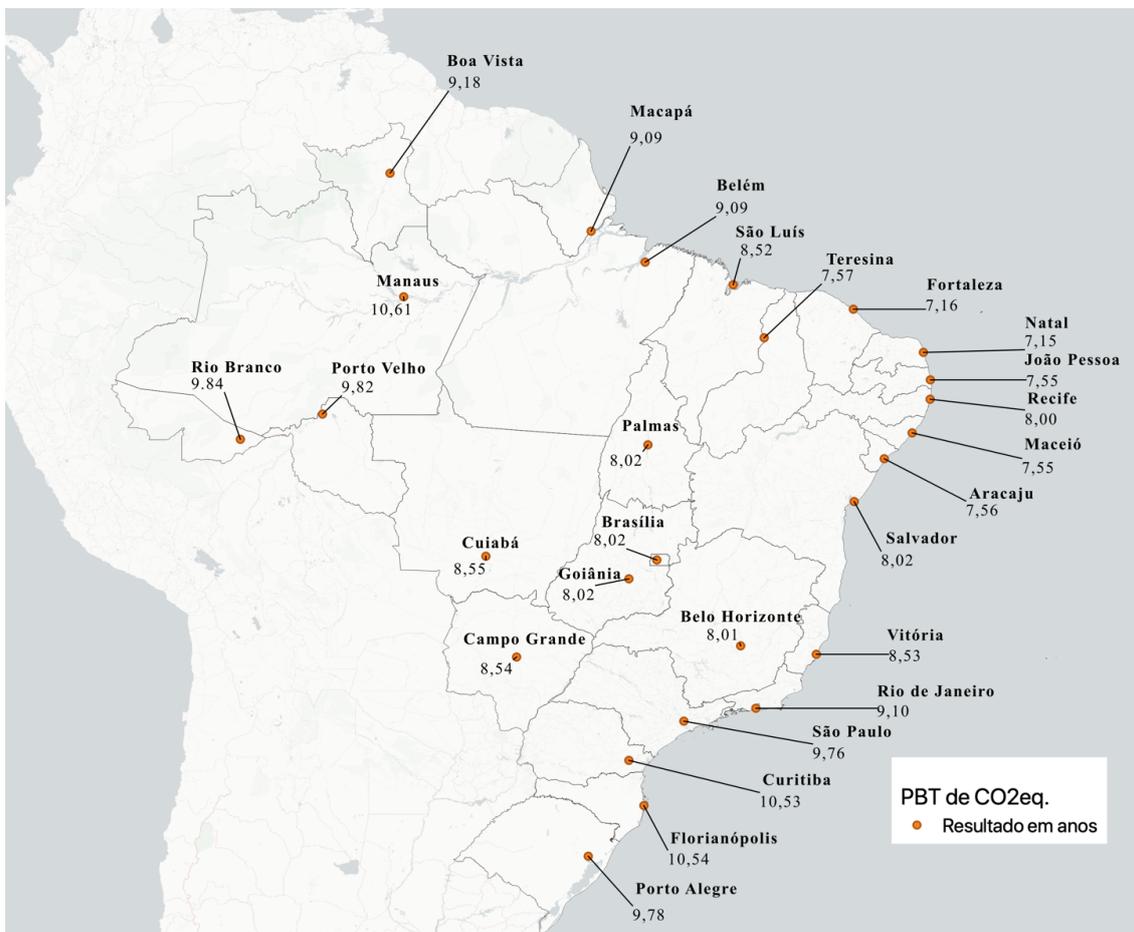


Figura 5.11 - *Payback Time* de carbono.

Nota-se que o PBT variou entre 10,61 a 7,15 anos, respectivamente Manaus – AM e Natal – RN, e o valor médio encontrado foi de 8,67 anos, sendo esses valores representam quase 5 vezes mais do que o tempo de retorno da energia. Dá perspectiva do valor médio, observa-se que o arranjo solar converte energia solar em elétrica livre de emissões durante 65,3% de sua vida útil de 25 anos.

Além disso, novamente, observa-se que a região Nordeste tem um dos melhores recurso solares do Brasil, estando todos os valores de PBT da região abaixo da média calculada neste estudo. Do lado oposto está a região Sul com valor médio de 10,3 anos, 1,6 anos maior que a média nacional, mas que mesmo assim permite a planta solar converter energia livre de GEE por quase 60% de sua vida útil. Deste modo, evidencia-se que a região Nordeste é a melhor localização para se instalar uma planta solar no Brasil, considerando esse aspecto.

Aplicando os resultados do SAM, mais especificamente a energia convertida ao longo do ciclo de vida planta solar, 25 anos, com o objetivo de observar qual o impacto do tempo de retorno, nota-se que houve uma redução no valor médio de 3,5%, sendo o valor agora de 8,37 anos. Salienta-se que a região Nordeste continua apresentando os melhores resultados, mas dessa vez nem todas as cidades estão abaixo do valor médio nacional, tendo a cidade de São Luís, Maranhão, valor do PBT foi 0,34 anos maior que a média calculada.

Na Tabela 5.10 pode-se notar os valores do tempo de retorno para cada uma das localidades estudadas e a variação percentual consequência da comparação das metodologias utilizadas neste trabalho. Destaca-se ainda que as maiores variações negativas ocorreram em São Paulo - SP, Florianópolis - SC e Campo Grande – MS, (18,7%, 14,5% e 10,8%) e as variações positivas em Aracaju/SE e Maceió/AL (7,3% e 4,7%).

Tabela 5.10 - PBT_{CO2e} utilizando valores do SAM e sua variação percentual com relação aos da metodologia proposta no trabalho.

	Resultado SAM (anos)	Varição
Aracaju - SE	8.11	7.3%
Belém - PA	9.39	3.3%
Belo Horizonte - MG	8.21	2.5%
Boa Vista - RR	8.41	-8.4%
Brasília - DF	7.17	-10.6%
Campo Grande - MS	7.46	-12.6%
Cuiabá - MT	8.50	-0.6%
Curitiba - PR	10.95	4.0%
Florianópolis -SC	8.74	-17.1%
Fortaleza - CE	7.30	2.0%
Goiânia - GO	7.61	-5.1%
João Pessoa - PB	7.82	3.6%

Macapá - AM	8.14	-10.5%
Maceió - AL	8.10	7.3%
Manaus- AM	9.51	-10.4%
Natal - RN	7.49	4.7%
Palmas - TO	7.68	-4.2%
Porto Alegre - RS	9.41	-3.7%
Porto Velho - RO	10.02	2.1%
Recife - PE	7.86	-1.8%
Rio Branco - AC	9.10	-7.5%
Rio de Janeiro - RJ	8.54	-6.2%
Salvador - BA	7.49	-6.6%
São Luis - MA	8.71	2.1%
São Paulo - SP	7.93	-18.7%
Teresina - PI	7.51	-0.7%
Vitória - ES	8.71	2.0%

Dessa forma, os dados apresentados acima mostram que a utilização de módulos fotovoltaicos poli-Si manufaturados na China e instalados nas capitais das unidades federativas do Brasil no modelo de GD, se mostrou benéfica do ponto de vista atmosférico, ou seja, de reduzir a emissão de GEE na conversão de energia.

Outro fator notado é que o retorno das emissões ocorre de forma mais lenta quando se compara aos levantados para o EPBT. Nota-se que o tempo de retorno médio das emissões é no mínimo 5,4 vezes maior que o de energia. Com relação ao impacto da mudança de metodologia, o comportamento dos valores observados em cada cidade, ocorre da mesma maneira. Isso se dá pelo fato de que para o cálculo tanto do tempo de retorno energético e emissões ter como base a quantidade de energia convertida pela planta solar.

Além disso, quando se considera os dados da metodologia do PVWatt, notou-se que o tempo médio do PBT reduziu em aproximadamente 3 meses e meio. Ressalta-se ainda a redução de 18,7% observada para a cidade de São Paulo - SP, a mais populosa e rica do Brasil.

Na revisão bibliográfica apresentada neste trabalho, foi apresentado dois trabalhos brasileiros que aplicaram metodologia semelhante e calcularam o *payback time* de CO₂ equivalente e a Tabela 5.11 apresenta alguns dos seus detalhes.

Tabela 5.11 - Valores de PBT de CO_{2e} de estudos semelhantes.

Autor	Ano	Irradiação (kWh.m ⁻² .ano ⁻¹)	Fabricação	Tempo de vida	Emissão (g de CO ₂ eq. kWh ⁻¹)	PBT CO ₂ (anos)
[71]	2018	1881-2060	China	25	62,05-81,02	22,07- 31,05
[48]	2020	2200	China	25	55,40-65,80	9,30- 11,80

Nota-se que do estudo feito por Constantino et al [77], os valores do *payback time* foram altos e até são maiores que a vida útil de 25 anos da planta solar, o que seria um empecilho para a integração da tecnologia fotovoltaica a matriz do Brasil, foram obtidos utilizando valores de irradiação da região Nordeste e difere e muito dos valores achados neste estudo que analisa todo o país, 7,2 a 10,6 anos. O principal fator que explica toda essa discrepância entre os resultados, é o fator de emissão da energia elétrica de 87,33 kg de CO_{2eq}.kWh⁻¹ adotado pelos Autores, valor esse que é 2,34 vezes menor que o fator adotado neste trabalho, 0,205 kg de CO_{2eq}.kWh⁻¹.

No trabalho conduzido por Pinto et al [51], o tempo de *payback*, 9,3 anos para tecnologia poli-Si, é semelhante aos encontrados neste estudo, ainda mais quando se considera o valor para uma região com recurso solar semelhante, por exemplo, Nata-RN 7,2 anos. Contudo, ainda existe uma diferença de 2,1 anos nos valores mostrados anteriormente, que é explicado pela diferença da quantidade de energia gasta na manufatura e o fato de o trabalho dos Autores, analisar uma planta centralizada e levar em conta emissões devido a construção da planta solar de médio porte.

5.7 Nacionalização da manufatura dos equipamentos PV

Como verificado no resultado das emissões de CO₂ equivalente, a fabricação dos equipamentos do arranjo solar de 100 kWp (placas fotovoltaicas, suportes, inversores e cabos) na China é responsável por 1,676E+05 kg de CO_{2eq}, aproximadamente 99% dos GEE da planta solar, e o restante advindo do transporte até a localidade selecionada.

O fator que mais contribui para as emissões de GEE é a grande quantidade de energia necessária para fabricar os equipamentos PV, em conjunto com o coeficiente do grid chinês, 0,821 kg de CO₂. kWh⁻¹ [83], valor esse que é 4 vezes maior que o coeficiente brasileiro considerado neste trabalho, 0,205 kg de CO₂. kWh⁻¹ [114]. Dessa maneira, surge o questionamento de qual seria o impacto nos resultados de emissão, caso todos os equipamentos fotovoltaicos fossem produzidos no Brasil.

Para responder o questionamento, utilizou-se a mesma metodologia apresentada no item 3 deste trabalho, entretanto, alguns ajustes foram feitos para refletir o cenário proposto. O ajuste principal foi a adoção do coeficiente de intensidade de carbono da geração de energia elétrica do Brasil, desconsiderou-se a emissão de GEE do transporte marítimo e assumiu-se que os equipamentos seriam fabricados na cidade de Santos-SP e Recife-PE, com distribuição via terrestre.

Aplicando os ajustes a metodologia do trabalho, tem-se que a emissão total para manufatura os equipamentos de um arranjo de 100 kWp é de 4,184E+04 kg de CO₂ equivalente (Tabela 5.12), uma redução de 75,0% do cenário principal.

Tabela 5.12 - Emissões dos painéis e componentes fabricados nacionalmente.

	Emissão (kg de CO₂ equivalente)
Fabricar painéis	3,48E+04
Fabricar outros componentes	7,06E+03

Sobre as emissões para distribuir os equipamentos para as 27 capitais do Brasil somente por meio terrestre, ressalta-se que foi utilizado a menor distância entre as cidades adotadas como sendo os locais de manufatura, Santos-SP e Recife-PE, até cada uma das cidades de destino para determinar a emissão. Os resultados são mostrados na Tabela 5.13.

Tabela 5.13 - Emissão devido ao transporte terrestre dos painéis fotovoltaicos

Região	Capital	Emissão terrestre
Sul	Porto Alegre - RS	3.811E+02
	Florianópolis -SC	2.329E+02
	Curitiba - PR	1.387E+02
Sudeste	São Paulo - SP	2.373E+01
	Rio de Janeiro - RJ	1.734E+02
	Vitória - ES	3.471E+02
	Belo Horizonte - MG	2.220E+02
Centro-Oeste	Brasília - DF	3.720E+02
	Goiânia - GO	3.325E+02
	Campo Grande - MS	3.658E+02
	Cuiabá - MS	5.460E+02
Nordeste	Salvador - BA	2.754E+02
	Aracaju - SE	1.714E+02
	Maceió - AL	8.908E+01
	Recife - PE	1.714E+01
	João Pessoa - PB	4.046E+01

	Natal - RN	9.792E+01
	Fortaleza - CE	2.662E+02
	Teresina - PI	3.356E+02
	São Luís - MA	2.237E+02
Norte	Manaus- AM	1.344E+03
	Belém - PA	6.905E+02
	Porto Velho - RO	1.063E+03
	Macapá - AM	3.699E+01
	Rio Branco - AC	1.235E+03
	Boa Vista - RR	1.619E+03
	Palmas - TO	6.120E+02

Examinando os dados apresentados na tabela acima, verifica-se que a média da emissão devido ao transporte é de 4,167E+02 kg de CO₂ eq., valor esse que é 74,8% menor que a média dos equipamentos importados da China. Além disso, levando em conta os GEE devido a manufatura e transporte para o novo cenário estudado, verifica-se que a manufatura representa 99,01% e o transporte 0,99%.

Dessa forma, é possível constatar que a produção dos equipamentos PV no Brasil reduz a quantidade de poluentes lançados na atmosfera e, o próximo passo, é determinar como isso afeta o tempo de retorno das emissões de dióxido de carbono equivalente (PBT_{CO2e}).

Com relação ao retorno energético, os resultados apresentados anteriores não são alterados devido a mudança do local de produção do equipamento, uma vez que a quantidade de energia gasta e convertida pela planta solar são as mesmas. Contudo, espera-se que a razão entre o tempo de retorno da energia e dióxido de carbono seja alterado.

Aplicando a metodologia para o cálculo do PBT_{CO2e} e aplicando os valores de irradiação solar segundo o Atlas Brasileiro e os obtidos por meio do SAM, obtêm-se os seguintes tempos de retorno para cada umas das 27 localidades estudadas.

Tabela 5.14 – Tempo de retorno dos GEE.

Região	Capital	PBT	PBT SAM
Sul	Porto Alegre - RS	1.89	1.83
	Florianópolis -SC	1.99	1.72
	Curitiba - PR	1.99	2.05
Sudeste	São Paulo - SP	1.87	1.59
	Rio de Janeiro - RJ	1.78	1.69

	Vitória - ES	1.69	1.72
	Belo Horizonte - MG	1.61	1.64
Centro-Oeste	Brasília - DF	1.61	1.47
	Goiânia - GO	1.61	1.54
	Campo Grande - MS	1.69	1.52
	Cuiabá - MS	1.70	1.69
	Salvador - BA	1.61	1.52
Nordeste	Aracaju - SE	1.53	1.62
	Maceió - AL	1.53	1.62
	Recife - PE	1.60	1.57
	João Pessoa - PB	1.53	1.57
	Natal - RN	1.46	1.52
	Fortaleza - CE	1.47	1.49
	Teresina - PI	1.54	1.53
	São Luís - MA	1.69	1.72
Norte	Manaus - AM	2.05	1.88
	Belém - PA	1.80	1.85
	Porto Velho - RO	1.92	1.95
	Macapá - AM	1.77	1.62
	Rio Branco - AC	1.93	1.81
	Boa Vista - RR	1.84	1.72
	Palmas - TO	1.62	1.57

A partir dos dados apresentados na Tabela 5.14, obtêm-se uma média de 1,71 anos para a metodologia principal e 1,67 anos utilizando o SAM. Esses valores são respectivamente 80,2% e 80,1% menores quando comparado as médias obtidas considerando a importação dos equipamentos. Conseqüentemente, observa-se que o arranjo solar neste novo cenário converte energia solar em elétrica livre de emissões durante mais de 93,0% de sua vida útil de 25 anos, independente da metodologia.

Os resultados de EPBT calculados anteriormente neste trabalho foram de 1,59 e 1,55 anos para cada uma das metodologias utilizadas. Comparando com os valores médios de PBT_{CO_2} , 1,71 e 1,67 anos, nota-se que a diferença é 0,12 entre os valores, sendo que anteriormente a razão entre PBT e EPBT era de no mínimo 5,4 vezes.

Sobre a produção de equipamentos fotovoltaicos no Brasil, ela já ocorre por meio das empresas Canadian Solar, BYD Brasil e Globo Brasil, e que são credenciadas no sistema do banco BNDES para obter incentivos governamentais. Além disso, sabe-se que para esse credenciamento exige que a montagem dos módulos seja feita no país, em unidade própria ou de terceiros, e devem respeitar o índice de nacionalização de produtos exigido pelo BNDES que tem variado entre 50% e 60% nos últimos anos, sendo a

montagem considerada como o processo de conexão das células (*stringing*), sobreposição de materiais (*layup*), laminação (*lamination*), emolduramento (*framing*), conexão e teste [115]. Contudo, as informações apontam que não existe equipamentos fotovoltaicos 100% nacionais e que os processos que mais consomem energia e emitem GEE são ainda feitos no exterior.

Levando em conta todos os dados apresentados no caso de produzir os equipamentos integralmente no Brasil, constata-se que esta opção reduziria de forma significativa a quantidade de poluentes lançadas na atmosfera, melhorando os benefícios esperados da inserção da tecnologia fotovoltaica na matriz brasileira, do ponto de vista ambiental.

6 CONCLUSÕES

Examinando o panorama do mercado solar brasileiro, observa-se que a adoção da tecnologia fotovoltaica para gerar energia elétrica está expandindo sua participação na matriz energética do país, principalmente quando ligada a rede na forma de geração distribuída, e auxiliando no aumentando da parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) para tornar as emissões de GEE da rede ainda menor. Sendo que desde 2012, o crescimento da geração distribuída foi mais de 300000%, graças aos fortes incentivos públicos, principalmente por meio do sistema de compensação de energia que permite que a figura do produtor de energia elétrica utilize a rede de transmissão e distribuição, mas não pague pelo seu uso, sendo esses custos repassados aos demais consumidores.

Devido a essa forte expansão da tecnologia PV no Brasil, é esperado que ela continue e seja o suficiente para atingir a meta proposta pelo país durante a 21ª Conferência das Partes (COP21) da UNFCCC, em Paris, a qual se propôs a ampliar a participação de fontes renováveis em sua matriz energética para reduzir as emissões relacionadas a energia elétrica.

Para compreender quais os impactos dos equipamentos PV nas emissões dos GEE no cenário brasileiro, analisou-se os seguintes parâmetros: tempo de retorno energético (EPBT) e tempo de retorno das emissões (PBT_{CO_2e}), sendo o objeto de estudo um arranjo solar PV de 100 kWp instalado na capital de cada uma das 27 unidades federativas do Brasil e conectada à rede na forma de geração distribuída.

A metodologia adotada para atingir o objetivo deste estudo se baseia na energia primária publicada em artigos de ACV sobre a fabricação de painéis fotovoltaicos, características dos meios de transporte escolhidos e a aplicação de fatores de emissão de GEE que levam em consideração informações como país de origem e de instalação. Além disso e não menos importante, considera-se o recurso solar das localidades selecionados, particularidades do equipamento selecionado e as perdas inerentes ao funcionamento da planta solar.

Sobre as perdas de um arranjo solar, salienta-se que ela ocorre devido a fatores externos como a temperatura, sombreamento e depósito de sujeira nas placas, bem como fatores internos como as perdas da fiação da parte elétrica e até a própria ineficiência do inversor. Dessa maneira, observa-se que todas essas perdas impactam diretamente na quantidade de energia produzida pela planta e elas são particulares para cada localidade.

Entretanto, como pode ser notado no cálculo da energia convertida pelo arranjo de 100 kWp objeto do estudo, usou-se um fator de perda constante para todos os locais estudados nesta pesquisa, o que é comum de ser adotado neste tipo de estudo e simplifica o cálculo da eletricidade gerada.

Por meio da metodologia proposta, obteve-se que o EPBT para as 27 capitais varia de 1,38 a 1,84 anos e o PBT_{CO_2e} entre 7,15 a 10,61 anos, destacando que os menores valores estão localizados na região Nordeste do país, onde se tem os melhores índices de irradiação solar. Esses valores demonstram que na pior localização possível, o arranjo vai converter energia solar em elétrica livre de poluentes por pelo menos 57,56% da vida útil da planta e comprovam que a adoção de sistema PV conectados a rede elétrica do Brasil no modo GD, traz os benefícios que se é esperado dessa tecnologia para reduzir as emissões de GEE.

Inobstante aos ótimos resultados apresentados utilizando a metodologia proposta, a simplificação do cálculo da energia convertida é questionada, ainda mais quando se generaliza as perdas e a influência direta que os valores obtidos têm no resultado do *payback time* e, conseqüentemente, na tomada de decisão das pessoas que forem utilizar esse tipo de análise. Para responder o questionamento feito, calculou-se a eletricidade gerada pela planta utilizando a metodologia mais detalhada desenvolvida pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), nomeado *System Advisor Model* (SAM) version 2020.2.29 e um banco de dados baseado em dados de estações meteorológicas, *Climate OneBuilding*.

O resultado obtido por meio da análise metodológica foi melhor que o calculado na metodologia principal, sendo o valor médio de energia convertida 2,5% maior. Além do mais, observou-se variação de 2 dígitos para alguma das localidades estudadas, como para as cidades de São Paulo - SP, Rio de Janeiro – RJ e Campo Grande – MS, sendo elas respectivamente +16,5%, +14,5% e +10,8%. Contudo, os valores apresentados não possibilitam distinguir qual a influência da mudança do banco de dados de irradiação e a da metodologia de cálculo do SAM. Dessa maneira, realizou-se uma investigação para determinar qual o peso de cada um dos dois parâmetros mencionados nos resultados obtidos.

A averiguação mostrou que o maior responsável pelas grandes variações observadas foram os valores do recurso solar adotado. Isso pode ser explicado pelo fato de o Atlas Solarimétrico Brasileiro utilizar como base valores coletados por meio de satélite e tratados por meio de modelos matemáticos, enquanto o conjunto de dados do

Climate OneBuilding veem de estações meteorológicas terrestres, que por natureza apresentam uma maior precisão para representar as características meteorológicas de um local. Além disto, ao aplicar o mesmo conjunto de dados de irradiação as duas metodologias de cálculo de energia convertida, constatou-se que a diferença entre os valores médios fica sendo de apenas $1.48E+04$ kWh ou 0,40%, sendo a maior variação percentual negativa de -3,40% nas cidades de Teresina e Porto Velho, e a maior variação positiva ocorre na cidade de Curitiba, 3,20%. Posto as informações apresentadas acima, destaca-se que a influência da metodologia de cálculo é baixa no resultado final e, além disso, pontua-se que a metodologia proposta no trabalho, apesar de simples, é fácil de ser aplicada e resulta em estimativas de geração de eletricidade com uma boa precisão.

Como era de se esperar, os tempos de retorno ao se utilizar os valores obtidos por meio do SAM, considerando o banco de dados vindo apenas de estações meteorológicas, foram alterados. O EPBT reduziu em 2,6%, sendo valor mínimo de 1,38 anos, Brasília/DF, e valor máximo de 1,89 anos para Curitiba/PR, no pior cenário esse tempo representa 7,5% dos 25 anos de funcionamento do arranjo. Para o PBT_{CO_2e} , o valor mínimo passou a ser de 7,17 anos e o máximo de 10,95 anos, valores que são piores que os anteriores, mas examinando o tempo médio verifica-se que houve uma redução de 3,6 meses ou -3,5%, sendo esse novo valor 8,37 anos.

Sobre a hipótese de produzir todos os equipamentos no Brasil, verifica-se que ao utilizar o coeficiente de emissão brasileiro que é 4 vezes menor que o chinês e não ter o transporte marítimo, o valor médio das emissões dos 27 arranjos, passa a ser de $4,226E+04$ kg de CO_2 equivalente, uma redução de 75%. Já com relação aos valores de PBT_{CO_2} , o tempo médio de 1,71 anos foi obtido aplicando a metodologia principal e 1,67 anos utilizando o SAM, números esses que são 80,2% e 80,1% menores que as médias obtidas considerando a importação dos equipamentos. Dessa maneira, percebe-se que essa pressuposição reduziria de forma significativa a quantidade de GEE lançados na atmosfera, aprimorando os benefícios ambientais da utilização da tecnologia fotovoltaica na matriz brasileira.

Em vista das informações apresentadas neste trabalho, a instalação de plantas solares com a tecnologia solar fotovoltaica ligada a rede elétrica do Brasil no modo geração distribuída e localizadas nas capitais das unidades federativas do país trás o benefício ambiental de reduzir os lançamentos de gases do efeito estufa de que se é aguardado. Além do mais, a alta energia gasta na fabricação dos equipamentos é compensada rapidamente e antes do tempo calculado para emissões de poluentes

atmosféricos. Contudo, está sendo discutido no Brasil a adoção do modelo de tarifa binômio, o qual os prosumidores arcam com a parcela da tarifa correspondente ao uso do fio. A consequência dessa alteração deve gerar um equilíbrio financeiro maior entre concessionárias de energia e todos os seus consumidores, mas do lado negativo, pode diminuir significativamente a instalação de plantas solares PV no modo GD e, assim sendo, os benefícios ambientais de que se é esperado da tecnologia PV.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J.D. Hamilton, Historical oil shocks, *Routledge Handbook of Major Events in Economic History*. (2013) 239–265.
<https://doi.org/10.4324/9780203067871.ch21>.
- [2] V. Borsari, Universidade de São Paulo Faculdade de Saúde Pública Caracterização das emissões de gases de efeito estufa por veículos automotores leves no Estado de São Paulo, (2009).
- [3] IPCC, *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2014.
- [4] C. Peña, B. Civit, A. Gallego-schmid, A. Druckman, Using Life Cycle Assessment to achieve a circular economy, *Life Cycle Initiative*. (2020) 1–2.
<https://www.lifecycleinitiative.org/must-read-the-initiatives-latest-position-paper-on-circular-economy/>.
- [5] International Renewable Energy Agency, *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050*, 2020. <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>.
- [6] Á.A.R. TIRADENTES, *Uso da energia solar para geração de eletricidade e para aquecimento de água*, 2007.
- [7] E.A.F.A. Fadigas, *Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica*, São Paulo, 2011.
- [8] H. Ritchie, *Energy*, *Our World In Data*. (2014).
- [9] R.A. Shayani, *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*, (2010).
- [10] Arnulf Jäger-Waldau, *PV Status Report 2014*, Luxembourg, 2014.
<https://doi.org/10.2790/941403>.
- [11] R.R. Hernandez, S.B. Easter, M.L. Murphy-Mariscal, F.T. Maestre, M. Tavassoli, E.B. Allen, C.W. Barrows, J. Belnap, R. Ochoa-Hueso, S. Ravi, M.F. Allen, Environmental impacts of utility-scale solar energy, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 29 (2014) 766–779.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.041>.
- [12] SolarPower Europe, *Global Market Outlook for Solar Power 2020-2024*, 2020.
- [13] SETIS, *Solar Photovoltaic Electricity Generation*, 2014.
<https://doi.org/10.1007/978-1-4471-2134-3>.
- [14] A. Jäger-Waldau, *PV Status Report 2019*, Luxembourg, 2019.
<https://doi.org/10.2760/326629>.
- [15] F. Pacheco, *Energias Renováveis : breves conceitos*, 2006.
- [16] E.B. Pereira, F.R. Martins, S.L. de Abreu, R. Rütther, *Atlas brasileiro de energia solar*. 2. ed., 2nd ed., São José dos Campos, 2017. <https://doi.org/978-85-17-00030-0>.
- [17] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), *Geração Distribuída - Regulamentação atual e processo de revisão*, Brasília, DF, 2019.
<http://www.aneel.gov.br/documents/655804/14752877/Geração+Distribuída+-+regulamentação+atual+e+processo+de+revisão.pdf/3def5a2e-baef-bb59-2ce1-4f69a9cb2d88>.
- [18] R.F.C. Miranda, *Análise Da Inserção De Geração Distribuída De Energia Solar Fotovoltaica No Setor Residencial Brasileiro*, 2013.

- [19] Ministério de Minas e Energia, Relatório - Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, Brasília, DF, 2019. http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/progd-confira-o-relatorio-final-do-grupo-de-trabal-1/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_languageId=pt_BR.
- [20] Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2029, Brasília, DF, 2019.
- [21] ONU, ONU esclarece dúvidas a respeito do novo acordo climático adotado pelos Estados-membros na COP21, (2015). <https://nacoesunidas.org/onu-esclarece-duvidas-a-respeito-do-novo-acordo-climatico-adotado-pelos-estados-membros-na-cop21/> (accessed April 12, 2016).
- [22] Brazil Government, Intendes Nationally Determined Contribution towards achieving the objective of the United Nations Framework convention on climate change, 2016. http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRAZIL-iNDC-english.pdf.
- [23] Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF, Global Trends in Renewable Energy Investment 2020, 2020. <https://doi.org/10.24025/2306-4420.1.40.2015.84456>.
- [24] G. Kaufmann, Avaliação do potencial de geração solar fotovoltaica e análise em tempo real da operação de um painel fotovoltaico instalado na cidade de Lajeado/RS, Lajeado, 2012.
- [25] A.M.G. da Costa, B.M. Lopes, W. Uturbey, Mapeamento Do Potencial De Geração Solar Fotovoltaica No Brasil – Uma Abordagem Preliminar, in: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, RS, 2018: p. 10. <http://anaisbens.emnuvens.com.br>.
- [26] J. Sandro, P. Carvalho, Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: Aplicações em dessalinização, First, Espaço Científico Livre, Duque de Caxias, RJ, 2013.
- [27] R. Stuhlmann, M. Rieland, E. Raschke, An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data, Journal of Applied Meteorology. (1990). [https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1990\)029<0586:AIOTIM>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1990)029<0586:AIOTIM>2.0.CO;2).
- [28] M.B. de Souza, É.A. Tonolo, R.L. Yang, G.M. Tiepolo, J. Urbanetz, Determination of diffused irradiation from horizontal global irradiation-Study for the City of Curitiba, Brazilian Archives of Biology and Technology. 62 (2019) 1–9. <https://doi.org/10.1590/1678-4324-SMART-2019190014>.
- [29] F.R. Martins, E.B. Pereira, S.L. Abreu, S. Colle, Mapas de Irradiação Solar para o Brasil - Resultados do Projeto SWERA, in: XII SBSR, 2005.
- [30] J. Sclar, D. Martins, J.F. Escobedo, Estimativa da irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal, Revista Brasileira de Geofísica. 21 (2003) 249–258. <https://doi.org/10.1590/s0102-261x2003000300004>.
- [31] IEA, Renewable 2017: Analysis and forecasts to 2022, 2017.
- [32] SolarPower Europe, Global Market Outlook For solar power 2019-2023, 2019. <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2019/05/SolarPower-Europe-Global-Market-Outlook-2019-2023.pdf>.
- [33] C. Zheng, D.M. Kammen, An innovation-focused roadmap for a sustainable global photovoltaic industry, Energy Policy. 67 (2014) 159–169. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.006>.

- [34] A.S. Esposito, P.G. Fuchs, Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil, *Revista Do BNDES*. (2013) 85–114.
- [35] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Sistema de Informações de Geração da ANEEL SIGA, (n.d.).
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (accessed June 22, 2020).
- [36] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Geração distribuída, (n.d.).
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (accessed June 24, 2020).
- [37] EPE, Destaques de leilões, (2015).
<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx> (accessed October 16, 2015).
- [38] CCEE, Brazilian Electricity Commercialization Chamber, Info Leilão n. 22, 27^a Leilão de Energia Nova (A-4), 2018.
https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_640187.
- [39] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resultado dos leilões de geração no ambiente regulado, (n.d.).
<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojYmMzN2Y0NGMtYjEyNy00OTNlLWJlYzctZjllZTUwMDg5ODE3IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (accessed June 28, 2020).
- [40] R. Santos, Geração distribuída Brasil: perspectivas para a expansão da energia solar, 2018. http://repositorio.enap.gov.br/bitstream/1/3547/1/Roberta_Coelho_dos_Santos.pdf.
- [41] R.L. Nascimento, ENERGIA SOLAR NO BRASIL : SITUAÇÃO E, Brasília, DF, 2017.
- [42] S. Weart, Climate change impacts: The growth of understanding, *Physics Today*. (2015). <https://doi.org/10.1063/PT.3.2914>.
- [43] UNFCCC, Paris Agreement 21st Conference of the Parties, Ufccc/Cp/2015/L.9. (2015) 3. http://unfccc.int/paris%7B_%7Dagreement/items/9485.php.
- [44] Intergovernmental Panel on Climate Change, Climate Change 2014 Synthesis Report - IPCC, 2014. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324>.
- [45] ONU, Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas, (2016). <https://nacoesunidas.org/cop21/> (accessed April 12, 2016).
- [46] Varun, I.K. Bhat, R. Prakash, LCA of renewable energy for electricity generation systems-A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 13 (2009) 1067–1073. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.08.004>.
- [47] J. Peng, L. Lu, H. Yang, Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. (2013). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.035>.
- [48] J.H. Wong, M. Royapoor, C.W. Chan, Review of life cycle analyses and embodied energy requirements of single-crystalline and multi-crystalline silicon photovoltaic systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 58 (2016) 608–618. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.241>.
- [49] J. Peng, L. Lu, H. Yang, Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 19 (2013) 255–274.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.035>.

- [50] PV GreenCard, General Information on Solar PV, (n.d).
<https://www.pvgreencard.co.za/rooftop-solar-pv/general-information-on-solar-pv/>.
- [51] M.A. Pinto, C.A. Frate, T.O. Rodrigues, A. Caldeira-Pires, Sensitivity analysis of the carbon payback time for a Brazilian photovoltaic power plant, *Utilities Policy*. 63 (2020) 101014.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101014>.
- [52] G. Hou, H. Sun, Z. Jiang, Z. Pan, Y. Wang, X. Zhang, Y. Zhao, Q. Yao, Life cycle assessment of grid-connected photovoltaic power generation from crystalline silicon solar modules in China, *Applied Energy*. 164 (2016) 882–890.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.023>.
- [53] V. Baharwani, N. Meena, A. Dubey, U. Brighu, J. Mathur, Life Cycle Analysis of Solar PV System: A Review, *International Journal of Environmental Research and Development*. 4 (2014) 183–190.
http://www.ripublication.com/ijerd_spl/ijerdv4n2spl_14.pdf.
- [54] M. Schmidt, Carbon accounting and carbon footprint – more than just diced results?, *International Journal of Climate Change Strategies and Management*. (2009). <https://doi.org/10.1108/17568690910934372>.
- [55] T. Wiedmann, J. Minx, A Definition of ‘ Carbon Footprint, *Science*. 1 (2007) 1–11. <https://doi.org/10.1088/978-0-750-31040-6>.
- [56] H.N. Larsen, E.G. Hertwich, The case for consumption-based accounting of greenhouse gas emissions to promote local climate action, *Environmental Science and Policy*. 12 (2009) 791–798.
<https://doi.org/10.1016/j.envsci.2009.07.010>.
- [57] R.J. Barthelmie, S.D. Morris, P. Schechter, Carbon neutral Biggar: Calculating the community carbon footprint and renewable energy options for footprint reduction, *Sustainability Science*. 3 (2008) 267–282.
<https://doi.org/10.1007/s11625-008-0059-8>.
- [58] M.J. de Wild-Scholten, Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems, *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 119 (2013) 296–305. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.037>.
- [59] C. Marimuthu, V. Kirubakaran, Carbon pay back period for solar and wind energy project installed in India: A critical review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 23 (2013) 80–90. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.045>.
- [60] International Organization for Standardization (ISO), ISO 14040:2006 Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework, 07/2016. (2016) 20.
- [61] J. Peng, L. Lu, H. Yang, Review on life cycle assessment of energy payback and greenhouse gas emission of solar photovoltaic systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 19 (2013) 255–274.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.035>.
- [62] X. Guo, K. Lin, H. Huang, Y. Li, Carbon footprint of the photovoltaic power supply chain in China, *Journal of Cleaner Production*. 233 (2019) 626–633.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.06.102>.
- [63] Green House Protocol, Global Warming Potential Values, *Greenhouse Gas Protocol*. 2014 (2015) 2–5.
- [64] N.A. Ludin, N.I. Mustafa, M.M. Hanafiah, M.A. Ibrahim, M. Asri Mat Teridi, S. Sepeai, A. Zaharim, K. Sopian, Prospects of life cycle assessment of renewable energy from solar photovoltaic technologies: A review, *Renewable*

- and Sustainable Energy Reviews. 96 (2018) 11–28.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.048>.
- [65] P. Wu, X. Ma, J. Ji, Y. Ma, Review on Life Cycle Assessment of Energy Payback of Solar Photovoltaic Systems and a Case Study, *Energy Procedia*. 105 (2017) 68–74. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.281>.
- [66] V. Kabakian, M.C. McManus, H. Harajli, Attributional life cycle assessment of mounted 1.8kWp monocrystalline photovoltaic system with batteries and comparison with fossil energy production system, *Applied Energy*. 154 (2015) 428–437. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.125>.
- [67] D. Ravikumar, B. Wender, T.P. Seager, M.P. Fraser, M. Tao, A climate rationale for research and development on photovoltaics manufacture, *Applied Energy*. 189 (2017) 245–256. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.050>.
- [68] R. Bush, D. a. Jacques, K. Scott, J. Barrett, The carbon payback of micro-generation: An integrated hybrid input-output approach, *Applied Energy*. 119 (2014) 85–98. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.12.063>.
- [69] E. a. Alsema, E. Nieuwlaar, Energy viability of photovoltaic systems, *Energy Policy*. 28 (2000) 999–1010. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00087-2](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00087-2).
- [70] N. Jungbluth, Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swiss ecoinvent database, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 13 (2005) 429–446. <https://doi.org/10.1002/pip.614>.
- [71] E. Alsema, M.J. de Wild-Scholten, Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production, in: *Sustainable Development, 2006*: pp. 1–10.
- [72] U. Desideri, F. Zepparelli, V. Morettini, E. Garroni, Comparative analysis of concentrating solar power and photovoltaic technologies: Technical and environmental evaluations, *Applied Energy*. 102 (2013) 765–784. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.08.033>.
- [73] D. Yue, F. You, S.B. Darling, Domestic and overseas manufacturing scenarios of silicon-based photovoltaics: Life cycle energy and environmental comparative analysis, *Solar Energy*. 105 (2014) 669–678. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.04.008>.
- [74] A. Shahsavari, M. Akbari, Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 90 (2018) 275–291. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.065>.
- [75] Á. Arcos-Vargas, L. Riviere, Carbon Footprint of Photovoltaic Energy BT - Grid Parity and Carbon Footprint: An Analysis for Residential Solar Energy in the Mediterranean Area, in: Á. Arcos-Vargas, L. Riviere (Eds.), Springer International Publishing, Cham, 2019: pp. 67–79. https://doi.org/10.1007/978-3-030-06064-0_6.
- [76] C. Grant, J. Garcia, A. Hicks, 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*. 39 (2020) 100723. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100723>.
- [77] G. Constantino, M. Freitas, N. Fidelis, M.G. Pereira, Adoption of photovoltaic systems along a sure path: A life-cycle assessment (LCA) study applied to the analysis of GHG emission impacts, *Energies*. 11 (2018). <https://doi.org/10.3390/en11102806>.
- [78] Ecoluz, Ecoluz, (2020). <https://ecoluz.com.br/financie-sua-energia-solar-e-possivel-subsidiar-ate-100-do-projeto/>.

- [79] NovaCards, NovaCards, (2020). <https://www.novacards.com.br/energia-solar/kit-gerador-fotovoltaico-com-micro-inversor-de-600w> (accessed March 9, 2020).
- [80] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Photovoltaics Report, 2020.
- [81] M.J. de Wild-Scholten, Energierücklaufzeiten für PV-Module und Systeme, 6. Workshop Photovoltaik-Modultechnik. (2009) 1–21.
- [82] Alsema, M.J.E. de Wild-Scholten, Reduction of the environmental impacts in crystalline silicon module manufacturing, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference. (2007) 829–836.
- [83] X. Li, K.J. Chalvatzis, D. Pappas, China’s electricity emission intensity in 2020 - An analysis at provincial level, *Energy Procedia*. 142 (2017) 2779–2785. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.421>.
- [84] Yingli Green Energy Holding Company Limited, YGE 72 CELL SERIES 2, (2019) 2.
- [85] D.M. Nunes, ENERGY EFFICIENCY IN FREIGHT TRANSPORT: CASE STUDY OF STEEL DISTRIBUTOR FLEET, 2017.
- [86] M.P. Bales, A. de C. Bruni, C. Dias, L.J. Barbosa, Emissões Veiculares no estado de São Paulo 2016, São Paulo, 2016.
- [87] ODFJELL, Environmental initiatives at ODFJELL, Bergen, 2015.
- [88] R. Neto, J. B.; Pinto, G. C. de A.; Neto, D. G.; Naspolini, H. F.; Ruther, Performance and Energy Contribution Analysis of Photovoltaic Systems Installed in Itiquira, Mato Grosso, in: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS 2018, Gramado, 2018: p. 8.
- [89] A. Woyte, M. Richter, D. Moser, M. Green, S. Mau, H.G. Beyer, N. Reich, Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems, Report IEA-PVPS T13-03, 2014.
- [90] K.P. Bhandari, J.M. Collier, R.J. Ellingson, D.S. Apul, 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*. 47 (2015) 133–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.057>.
- [91] A. Verma, S. Singhal, Solar PV Performance Parameter and Recommendation for Optimization of Performance in Large Scale Grid Connected Solar PV Plant-Case Study, *J. Energy Power Sources*. 2 (2015) 40–53. <https://www.researchgate.net/publication/273773520>.
- [92] L. Maturi, Building skin as energy supply: Prototype development of a wooden prefabricated BiPV wall, 2013. http://eprints-phd.biblio.unitn.it/954/1/PhD_Thesis_LM_final_version.pdf.
- [93] M.M. Rahman, S. Salehin, S.S.U. Ahmed, A.K.M. Sadrul Islam, Environmental impact assessment of different renewable energy resources: A recent development, Elsevier Inc., 2017. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805423-9.00002-8>.
- [94] CNT, Plano CNT de transporte e logística 2018, Brasília, DF, 2018.
- [95] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, Panoramas setoriais 2030: desafios e oportunidades para o Brasil, 2017. <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14214>.
- [96] National Renewable Energy Laboratory, System advisor model (SAM), National Renewable Energy Laboratory. (2019). https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam-help-2018-11-11-r4.pdf%0Asam.nrel.gov/content/downloads.

- [97] National Renewable Energy Laboratory, National Solar Radiation Database (NSRDB), (2020). <https://nsrdb.nrel.gov/about/what-is-the-nsrdb.html> (accessed April 13, 2020).
- [98] National Renewable Energy Laboratory, System Advisor Model Version 2020.2.29 (SAM 2020.2.29), (2020). <https://sam.nrel.gov/download>.
- [99] L.K. Lawrie, D.B. Crawley, Development of Global Typical Meteorological Years (TMYx), (2019). <http://climate.onebuilding.org> (accessed April 1, 2020).
- [100] G. Huang, Z. Li, X. Li, S. Liang, K. Yang, D. Wang, Y. Zhang, Estimating surface solar irradiance from satellites: Past, present, and future perspectives, *Remote Sensing of Environment*. 233 (2019) 111371. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2019.111371>.
- [101] J. Polo, R. Perez, Solar radiation modeling from satellite imagery, *Green Energy and Technology*. (2019) 183–197. https://doi.org/10.1007/978-3-319-97484-2_6.
- [102] J. Polo, S. Wilbert, J.A. Ruiz-Arias, R. Meyer, C. Gueymard, M. Sári, L. Martín, T. Mieslinger, P. Blanc, I. Grant, J. Boland, P. Ineichen, J. Remund, R. Escobar, A. Troccoli, M. Sengupta, K.P. Nielsen, D. Renne, N. Geuder, T. Cebecauer, Preliminary survey on site-adaptation techniques for satellite-derived and reanalysis solar radiation datasets, *Solar Energy*. 132 (2016) 25–37. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.001>.
- [103] J.A. Ruiz-Arias, S. Quesada-Ruiz, E.F. Fernández, C.A. Gueymard, Optimal combination of gridded and ground-observed solar radiation data for regional solar resource assessment, *Solar Energy*. 112 (2015) 411–424. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.12.011>.
- [104] E. Riley, M. Lave, E. Wu, J. Dise, T. Tirumalai, J.L. Bosch, C. Tammineedi, On the ability of ground based global horizontal irradiance measurements to reduce error in satellite derived plane of array irradiance data for fixed tilt photovoltaic power plants, 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017. (2017) 1–4. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366680>.
- [105] H. Ohtake, F. Uno, T. Oozeki, Y. Yamada, H. Takenaka, T.Y. Nakajima, Estimation of satellite-derived regional photovoltaic power generation using a satellite-estimated solar radiation data, *Energy Science and Engineering*. 6 (2018) 570–583. <https://doi.org/10.1002/ese3.233>.
- [106] A.T. Lorenzo, M. Morzfeld, W.F. Holmgren, A.D. Cronin, Optimal interpolation of satellite and ground data for irradiance nowcasting at city scales, *Solar Energy*. 144 (2017) 466–474. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.01.038>.
- [107] SMA Solar Technology AG, Performance ratio-Quality factor for the PV plant, n.d. <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-pt-11.pdf>.
- [108] J.K. Kaldellis, M. Kapsali, K.A. Kavadias, Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece, *Renewable Energy*. 66 (2014) 612–624. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.041>.
- [109] M.M. Fouad, L.A. Shihata, E.S.I. Morgan, An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 80 (2017) 1499–1511. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.141>.
- [110] A.P. Dobos, PVWatts Version 5 Manual, National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2014) 20. <https://doi.org/10.2172/1158421>.

- [111] M.K. Fuentes, A Simplified Thermal Model for Flat-Plate Photovoltaic Arrays, Sandia Report. (1987).
- [112] R. Perez, R. Seals, A. Zelenka, Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data, *Solar Energy*. 60 (1997) 89–96. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(96\)00162-4](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(96)00162-4).
- [113] A. Zelenka, R. Perez, R. Seals, D. Renné, Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances, *Theoretical and Applied Climatology*. 62 (1999) 199–207. <https://doi.org/10.1007/s007040050084>.
- [114] M.V. Barros, C.M. Piekarski, A.C. de Francisco, Carbon Footprint of Electricity Generation in Brazil :, (2018). <https://doi.org/10.3390/en11061412>.
- [115] BNDES, Metodologia para Credenciamento de Módulos e Sistemas Geradores Fotovoltaicos no Credenciamento Finame (CFI) do Sistema BNDES, (2020) 6.