



## **Análise da Previsão das Mudanças Climáticas e seus Impactos em Sistemas Fotovoltaicos**

**Francesco Jurinic**

Doutorando, UFSM, Brasil  
Francesco.jurinic@hotmail.com

**Felix Alberto Farret**

Professor Doutor, UFSM, Brasil  
fafarret@gmail.com

## RESUMO

Planos audaciosos estão sendo implementados em todo o mundo para mitigar as mudanças climáticas. Tais planos exigem aumentos significativos da inclusão das energias renováveis e limpas acarretando sistemas mais vulneráveis, pois estes também são mais impactados pelas mudanças climáticas. Com esta visão, este artigo busca prever o grau com que os efeitos climáticos futuros poderão afetar os sistemas fotovoltaicos (PV) residenciais. Pela sua vasta área territorial, tomou-se como referência dados do Brasil para as condições dos sistemas fotovoltaicos residenciais o que representa um total de 818.149 instalações, que representam 78 % de todas as instalações fotovoltaicas brasileiras (comercial, rural, industrial, residencial...). Para isto, este artigo propõe um método simples e preciso que pode ser facilmente expandido a nível mundial como contribuição para análises de cenários mundiais PV futuros. Analisou-se o desempenho das instalações existentes no país ao longo dos últimos 59 anos usando dados meteorológicos do período 1961 - 2020 com os quais foram projetadas previsões de climas futuros para até 100 anos. Constatou-se nos resultados destas previsões que todos os estados brasileiros já sofrem grandes perdas de eficiência devido à alta temperatura ambiental as quais estão aumentando gradativamente ainda mais, ano após ano, podendo chegar a um máximo aumento médio anual de mais de 5 °C nos estados do norte-nordeste do país. Mesmo com estas perspectivas de redução no rendimento da geração elétrica PV é pouco provável que tais alterações climáticas venham a ameaçar esse setor no Brasil, pois com tudo isto ainda permanece um forte potencial de utilização.

**PALAVRAS-CHAVE:** Mudanças Climáticas. Aumento de Temperatura. Sistemas Fotovoltaicos. Eficiência. Projeções Futuras.

## 1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento da população mundial juntamente com as decorrentes maiores demandas por energia elétrica, surgem preocupações com os efeitos do aquecimento global oriundos das mudanças climáticas e atividades humanas que só vêm aumentando. Com isto, as energias renováveis estão ganhando espaço cada vez mais, mas mesmo assim a economia mundial depende ainda muito dos combustíveis convencionais para atender suas demandas. Todavia, a diminuição das reservas dos combustíveis fósseis e os problemas ecológicos (IBRAHIM et al. 2011) tornando cada vez mais inevitável o uso da energia renovável (DAS, KALITA and ROY, 2018). Uma delas é a energia solar fotovoltaica (PV), que é considerada uma fonte de energia inesgotável se for considerado o tempo terrestre e por não necessitar partes móveis em sua operação. Esta forma de geração está aumentando cada vez mais os pontos positivos para sua escolha como, por exemplo, ter uma maior eficiência total se comparada com outras fontes renováveis (PARIDA, INIYAN and GOIC, 2011). Mesmo assim, as fontes fotovoltaicas ainda sofrem grandes perdas devido a fatores climáticos como o aumento de temperatura e a irradiância (COTFAS; COTFAS e MACHIDON, 2018). Outra questão importante é a dependência da energia solar das condições climáticas locais, o que torna a sua produção vulnerável às mudanças climáticas e à variabilidade natural das condições do planeta (Ravestein et al. 2018).

O IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas), formado em 1988 pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e a Organização Meteorológica Mundial (OMM), é considerado o principal órgão científico responsável por avaliar as mudanças climáticas e seus impactos ambientais e socioeconômicos. De acordo com o IPCC, a mudança climática inclui mudanças estatisticamente significativas nas variáveis climáticas mais representativas, tais como precipitação, temperatura, ventos além de outras. Essas mudanças podem ser causadas por processos naturais, forças externas ou mesmo ações antrópicas no uso da terra e na composição atmosférica (IPCC, 2013).

Para evitar interferências antropogênicas perigosas no sistema climático, o Acordo de Paris estabeleceu uma meta para manter o aumento da temperatura global abaixo de 2 °C e buscar esforços para limitá-lo significativamente a 1,5 °C em relação ao nível pré-industrial. No caso do Brasil, este projeto estabelece uma neutralização de 100 % das suas emissões até o ano de 2050, conforme a Estratégia Nacional de Longo Prazo (Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima 2015).

A produção de energia a partir dos sistemas fotovoltaicos é bastante imprevisível devido as condições climáticas locais e suas mudanças. Mesmo assim, é possível fazer-se uma projeção de longo prazo para se determinar as condições das temperaturas ambientais e suas incertezas em cada local. Deve-se isto as mudanças climáticas que não ocorrem uniformemente em todo lugar. Para cada estado brasileiro ou para qualquer local do planeta Terra haverá sempre um impacto diferente e conseqüentemente uma capacidade particular de energia elétrica PV gerada.

Sabe-se que os recursos solares não são estáveis ao longo do tempo e passam por mudanças substanciais como as que ocorreram no século 21 (Wild et al. 2015, Huber et al. 2016). Portanto, os impactos potenciais das mudanças climáticas devem ser detalhadamente considerados no planejamento de uma gestão de longo prazo para a energia solar fotovoltaica (Soares et al. 2019, Poddar et al. 2021, Danso et al. 2022). Para as células fotovoltaicas de uso terrestre sem concentração da energia solar, a curva I-V é medida nas condições-padrão de ensaio: irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro solar AM 1,5 e uma temperatura da célula fotovoltaica de 25 °C (PINHO e GALDINO 2014).

No estudo de (BENGHANEM, AL-MASHRAQI e DAFFALLAH, 2016) foram encontradas temperaturas de células fotovoltaicas que variaram na maioria das localidades de 0 °C a 60 °C. Mostrou-se que existem locais onde o limite inferior da temperatura de trabalho estava abaixo de -20 °C e a um limite superior de 80 °C em áreas semiáridas. Existem aplicações que ainda podem exceder esses valores como as espaciais ou outros locais extremos.

Segundo (COTFAS; COTFAS e MACHIDON, 2018), num estudo usando várias tecnologias de células fotovoltaicas com análises da influência da temperatura entre 25 °C até 87 °C na potência máxima, todas apresentaram uma influência na geração de energia que variaram de 0,14 % e 0,47 % para cada 1 °C se a temperatura passasse dos 25 °C. Tal estudo mostra que, independente da tecnologia disponível atualmente no mercado, os painéis PV ainda são muito impactados pelos aumentos das temperaturas, resultando em reduções significativas na potência máxima gerada e conseqüentemente, no aumento dos investimentos.

Na Revisão de Iheanetu (2022), sobre previsões de energia solar fotovoltaica, traz uma abundância de trabalhos já realizados sobre métodos utilizados para encontrar uma previsão meteorológica para o âmbito das energias solares fotovoltaicas, porém só um trabalho apresentou algo semelhante ao método de regressão aqui utilizado.

No estudo de (OUDJANA, HELLAL E MAHAMED, 2012) fizeram um trabalho parecido com esse, porém só para a cidade de Ghardaia (sul da Argélia), onde analisaram regressões e seu banco de dados era de apenas um ano (2008) o que pode comprometer significativamente as projeções, em seus resultados conseguem uma projeção de até 7 dias apenas. O diferencial aqui é que foi utilizado até 59 anos de dados meteorológicos com medições diárias ao longo de todo esse período e as informações de todos os sistemas fotovoltaicos residenciais de todo o

Brasil. Com essa abundância de informações foram criadas linhas de tendências através da regressão e os resultados possibilitam projeções de longos períodos, podendo ultrapassar até 100 anos, com uma precisão muito boa.

Este artigo fornece uma visão geral dos sistemas fotovoltaicos residenciais existentes no Brasil como referência para outras partes do mundo e uma projeção das mudanças futuras para o potencial fotovoltaico com base em um conjunto de simulações climáticas. Esta é uma tentativa inicial abrangente de investigação das mudanças de potencial fotovoltaico no Brasil levando-se em conta a possibilidade de um futuro mais quente. A partir destas análises, esse estudo poderá ser reproduzido mundialmente seguindo esta mesma metodologia proposta no caso de existirem dados meteorológicos nos locais de estudo.

Este artigo está organizado da seguinte forma: após a introdução na seção 1, a seção 2 apresenta os materiais e métodos utilizados. A seção 3 fornece os resultados e discussões. A seção 4 reúne as principais conclusões encontradas.

## 2 MATERIAIS E MÉTODOS

Os pontos centrais explorados neste trabalho visam: 1) analisar o cenário do Brasil em relação aos sistemas fotovoltaicos residenciais existentes; 2) apresentar um método simples e preciso que pode ser utilizado mundialmente para projetar cenários PV futuros em relação a temperatura média anual de cada localidade e 3) avaliar as possíveis futuras perdas resultantes dessas mudanças nos sistemas fotovoltaicos.

### 2.1 Dados Climáticos e Sistemas Fotovoltaicos Existentes no Brasil

Para este artigo foram reunidos dados de todos os sistemas fotovoltaicos existentes no Brasil e fornecidos pela Lei de Acesso à Informação - LAI (LAI, 2022) com foco nas atuais instalações residenciais. Observou-se que até o mês de setembro de 2022 havia um total de 1.048.574 de sistemas fotovoltaicos regularizados e registrados em todo o país e, na categoria residencial, um total de 818.149 unidades geradoras, o que representa 78 % das instalações. Diante dessa grande categoria, decidiu-se analisar individualmente cada um dos 27 estados de como as mudanças climáticas podem afetar a geração de energia elétrica nos anos vindouros. Além do mais, com dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), foram selecionadas 27 estações meteorológicas espalhadas por todo o país, sendo uma em cada estado, totalizando 27 estações, que reunindo os 26 estados mais o Distrito Federal, conforme mostra a Tabela 1. Os dados utilizados para isto foram obtidos para os anos desde 1961 a 2020, totalizando até 59 anos de dados meteorológicos, com informações levando em conta as temperaturas ambientais média, máxima e mínima, precipitação, insolação solar e velocidade do vento (INMET, 2022).

Os locais escolhidos para a Tabela 1 neste estudo foram determinados pela maior quantidade de dados disponíveis e com as menores interrupções possíveis, comparadas com outras localidades. Na falta de dados, optou-se em não os preencher estatisticamente, para não interferir nos resultados mais concretos da análise. Segundo [Gaspareto et al. 2021], tais métodos possuem suas fragilidades e podem trazer resultados diferentes do que foi a realidade amostral mesmo escolhendo métodos mais sofisticados para preenchimento dos dados faltantes como o random forest, ou métodos extremamente tradicionais na área, como a

regressão linear. A janela de tempo foi limitada em dados até 59 anos, pois em várias localidades não existiam estações meteorológicas desde 1961. Para esses locais foram usados dados desde o ano de instalação das mesmas. Os dados reunidos na Tabela 2 mostram o quantitativo de placas fotovoltaicas residenciais até então utilizadas no Brasil e suas respectivas marcas.

Tabela 1: Locais de onde foram adquiridos os dados das estações meteorológicas e seus respectivos períodos históricos.

Cidade	Estado	Latitude (S)	Longitude (W)	Altitude (m)	Período
Rio Branco	AC	-9,95	-67,86	160,71	1970-2020
Água Branca	AL	-9,26	-37,93	603,42	1974-2020
Manaus	AM	-3,10	-60,01	61,25	1961-2020
Macapá	AP	-0,04	-51,11	12,8	1968-2020
Barreiras	BA	-12,15	-45,00	447,51	1961-2020
Fortaleza	CE	-3,81	-38,53	29,89	1961-2020
Brasília	DF	-15,78	-47,923	1161,42	1962-2020
Vitoria	ES	-20,31	-40,31	36,2	1961-2020
Catalão	GO	-18,170	-47,95	857,98	1961-2020
São Luís	MA	-2,52	-44,21	32,58	1971-2020
Belo Horizonte	MG	-19,93	-43,95	915,47	1961-2020
Paranaíba	MS	-19,66	-51,19	429,62	1972-2020
Cuiabá	MT	-15,62	-56,10	157,7	1961-2020
Itaituba	PA	-4,27	-55,99	24,5	1966-2020
Monteiro	PB	-7,89	-37,12	606,41	1963-2020
Cabrobó	PE	-8,50	-39,31	342,78	1965-2020
Teresina	PI	-5,03	-42,80	75,73	1961-2020
Londrina	PR	-23,32	-51,14	566	1961-2020
Campus	RJ	-21,74	-41,33	11,2	1961-2020
Apodi	RN	-5,62	-37,81	131,37	1963-2020
Caracaráí	RR	1,83	-6,11	51,99	1971-2020
Santa Maria	RS	-29,72	-53,72	103,1	1961-2020
Chapecó	SC	-27,13	-52,66	654	1974-2016
Própria	SE	-10,21	-36,84	18,46	1964-2020
São Paulo	SP	-23,49	-46,62	785,16	1961-2020
Porto Nacional	TO	-10,71	-48,40	243,28	1961-2020

Tabela 2: Quantidade de sistemas residenciais que utilizam determinada marca de placas fotovoltaicas no Brasil e suas respectivas porcentagens.

Marca	Quantidade	Porcentagem do total (%)
Canadian Solar	138960	16,98
Jinko Solar	99378	12,14
Byd	88004	10,75
Risen Solar Technology	84014	10,26
Trina Solar	64900	7,93
DAH Solar	52574	6,42
Intelbras	19063	2,33
Outros (menores quantidades)	271256	33,15
Total	818149	100

## 2.2 Perdas Fotovoltaicas por Temperatura

A produção de energia fotovoltaica de um local depende principalmente de dois fatores: seu potencial fotovoltaico,  $PV_{pot}(t)$  e a capacidade instalada. A sigla  $PV_{pot}(t)$  é uma medida adimensional do desempenho das células fotovoltaicas em relação à sua capacidade nominal de potência de acordo com condições ambientais reais. Portanto, a  $PV_{pot}$  é

multiplicado pela capacidade fotovoltaica instalada de potência nominal que pode fornecer uma geração instantânea de energia [Jerez et al. 2015].

A  $PV_{pot}(t)$  envolve principalmente a quantidade de recursos da Radiação Solar Descendente Superficial ( $RSDS$ ) e possíveis efeitos de outras variáveis atmosféricas na eficiência fotovoltaica das células, as quais diminuem com o aumento da temperatura [RADZIEMSKA, 2003]. De acordo com o [MAVROMATAKIS, 2010], a  $PV_{pot}(t)$  pode ser expressa como:

$$PV_{pot}(t) = P_R(t) \frac{RSDS(t)}{RSDS_{STC}} \quad (1)$$

onde  $STC$  se refere às condições de teste padrão ( $RSDS_{STC} = 1.000 \text{ W/m}^2$ )

A capacidade nominal de um dispositivo fotovoltaico é determinada pela saída da energia medida e por  $P_R$  que é a chamada taxa de desempenho formulada para levar em conta as variações de temperatura que afetam a eficiência das células fotovoltaicas:

$$P_R(t) = 1 + \gamma [T_{cell}(t) - T_{STC}] \quad (2)$$

onde  $T$  é a temperatura da célula,  $T_{STC} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$  e  $\gamma$  é considerado aqui como  $-0,005 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ , sendo esta uma resposta típica para os painéis solares de silício monocristalino [Jerez et al. 2015].

Finalmente, a temperatura  $T$  da célula é modelada considerando-se os efeitos da Temperatura do Ar de Superfície ( $TAS$ ), Radiação Solar Descendente Superficial ( $RSDS$ ) em condições de céu total e Velocidade do Vento de Superfície ( $VWS$ ) incidindo sobre ela como:

$$T_{cell}(t) = C_1 + C_2 TAS(t) + C_3 RSDS(t) + C_4 VWS(t) \quad (3)$$

com  $C_1 = 4,3 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $C_2 = 0,943$ ,  $C_3 = 0,028 \text{ }^\circ\text{C m}^2\text{W}^{-1}$  e  $C_4 = -1,528 \text{ }^\circ\text{C sm}^{-1}$  de acordo com a ref. [CHENNI et al. 2007].

Portanto, se condições ambientais como  $RSDS$ ,  $TAS$  e  $VWS$  corresponderem aos  $STCs$ , a  $PV_{pot}$  será igual a 1 e a produção de energia fotovoltaica atingirá o seu valor nominal. Se a  $T_{cell}$  for maior que  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e/ou  $RSDS$  menor a  $1.000 \text{ W m}^{-2}$ , o  $PV_{pot}$  será menor que a unidade e a potência de saída fotovoltaica será menor que a potência nominal do módulo [JEREZ et al. 2015].

As alterações induzidas por  $TAS$  na  $PV_{pot}(t)$  usando:

$$\Delta TAS_{induced} PV_{pot}(t) = \left( \frac{\alpha_3 RSDS(t) * \Delta TAS}{PV_{pot \text{ Historical mean}}} \right) * 100 \quad (4)$$

onde  $\alpha_3 = -4.715 \times 10^{-6}$  expresso em porcentagem.

Os módulos fotovoltaicos perdem tensão quando ocorrer aumentos de temperatura, mas ganham um pouco de corrente, no Coeficiente de Temperatura ( $P_{max}$ ), que traduz o percentual de perda na potência dos módulos para cada grau Celsius acima de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  na temperatura da condição padrão “ $STC$ ”.

Segue abaixo um exemplo usando dados de datasheet de uma placa fotovoltaica monocristalina convencional: Temperatura Nominal de Operação do Módulo ( $NMOT$ ) =  $42 \text{ }^\circ\text{C}$ ; Coeficiente de Temperatura ( $P_{max}$ ) =  $-0,37 \text{ } \%/^\circ\text{C}$  e  $TAS = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Com esses dados pode-se calcular os resultados percentuais como exemplo da perda de eficiência no módulo usando as fórmulas (5) e (6).

$$(\Delta t) = NMOT - TAS \quad (5)$$

$$(\%) = . \Delta t \times \text{Coef. de Temp. } (P_{max}) \quad (6)$$



onde ( $\Delta t$ ) é a diferença de temperatura e (%) é a perda percentual de potência em decorrência da temperatura.

Utilizou-se os seguintes dados para este exemplo:

$$42\text{ }^{\circ}\text{C} - 25\text{ }^{\circ}\text{C} = 17\text{ }^{\circ}\text{C} \quad (7)$$

$$17\text{ }^{\circ}\text{C} \times 0,37\text{ } \%/^{\circ}\text{C} = 6,29\text{ } \% \quad (8)$$

A potência máxima do módulo descrito acima quando a sua temperatura estiver em 42 °C (em relação a uma temperatura ambiente de 25 °C), ficará em média 6,29 % abaixo daquela informada na ficha técnica considerando-se que a radiação é constante em 1000 W/m<sup>2</sup>. Seguindo o modelo aqui analisado, um módulo com potência nominal de 400 Wp nessas condições terá uma potência por volta de 374,84 Wp, relativa à perda de eficiência em decorrência da temperatura ambiente. Porém, as situações reais no Brasil fazem as temperaturas dos módulos e a ambiente superarem em muito esses valores, geralmente resultando em perdas de aproximadamente 15 %.

Para calcular as perdas decorrentes da temperatura, utilizou-se datasheets de 6 marcas de placas fotovoltaicas de silício monocristalinas das mais utilizadas em todo o Brasil conforme mostra a Tabela 3. A partir destas informações fez-se uma média para o coeficiente de temperatura ( $P_{max}$ ) em relação a cada grau Celsius, tendo como referência os 25 °C do STC e suas temperaturas de operação. Obteve-se um coeficiente médio de temperatura  $P_{max} = -0,35\text{ } \%/^{\circ}\text{C}$  e uma temperatura de operação de 44 °C  $\pm$  2. Estes dados foram utilizados para realizar uma perspectiva em relação as perdas encontradas em cada local estudado e suas projeções futuras.

Tabela 3: Datasheet de algumas placas fotovoltaicas monocristalinas mais utilizadas no Brasil.

Marca	Modelo	Potência (W)	Coeficiente de Temperatura de $P_{max}$	( NMOP)
Byd	MGK-36 MONOFACIAL 425W - 455W	425-455	-0.38 %/°C	45 °C $\pm$ 2
Canadian	CS3W-445   450   455   460   465   470MS	445-470	-0.34 %/°C	41 °C $\pm$ 3
Jinko	JKM440M-6TL4-V	440	-0.35 %/°C	45 °C $\pm$ 2
Trina	TSM-DE18M	480-510	-0.34 %/°C	43 °C $\pm$ 2
Risen	RSM150-8-480M-505M	480-505	-0.36 %/°C	44 °C $\pm$ 2
DAH	DHM-66X10-475 ~ 505W	475-505	-0.35 %/°C	45 °C $\pm$ 2

### 2.3 Projeções Futuras

Para analisar o impacto das mudanças climáticas sobre a durabilidade dos painéis fotovoltaicos foram utilizados dados históricos do clima para cada estado brasileiro individualmente. Pretendeu-se assim construir uma projeção para os cenários futuros através de uma regressão linear considerando que as atuais tecnologias empregadas para as placas fotovoltaicas preveem uma vida útil de aproximadamente 25 anos. Construíram-se janelas de tempo futuro para cada 25 anos a fim de demonstrar o cenário do clima em relação a temperatura média ambiente anual relativa aos anos de 2045, 2070, 2095 e 2120, totalizando assim 100 anos de projeção. Como cada tecnologia reage de uma forma diferente em relação as temperaturas optou-se por uma determinada tecnologia futura que apresente melhores resultados em relação a outra e que permitam analisar como estarão as temperaturas de cada local em cada janela de tempo. Com isto, verifica-se se é vantajoso ou não a substituição das tecnologias até então empregadas. Atualmente a mais utilizada mundialmente e a de Silício

Monocristalina (AL-WAELI et al. 2016).

Vários estudos foram apresentados na literatura técnica para a avaliação dos impactos das mudanças climáticas no potencial fotovoltaico futuro com base em projeções dinamicamente reduzidas de outras regiões, como Europa (Jerez et al 2015), África (Bichet et al 2019, Sawadogo et al 2021), Austrália (Poddar et al 2021) e China (Park et al 2022, Wu et al 2022). Nesta direção, ainda falta um estudo para a mudança no potencial fotovoltaico de todo o Brasil em escala regional. Deve-se levar em conta, que a maioria dos estudos atuais são baseados em projeções do modelo climático global (GCM), que não capturam de forma confiável as características do clima em escala regional. Portanto, estes estudos podem levar a uma projeção menos confiável para as mudanças futuras (Liang et al. 2008, You et al 2022). Por este motivo o presente artigo faz um diferencial para uma análise individual de cada região do Brasil, aumentando significativamente a confiabilidade das previsões e ainda podendo ser replicado mundialmente.

As projeções do PBMC (Painel Brasileiro de Mudanças Climáticas) para o Brasil são de aumentos gradativos de 1 até 6 °C na temperatura ambiente até o ano de 2100, em comparação as registradas no século 20 [PBMC, 2012]. A Tabela 4 mostra as previsões dos aumentos de temperaturas para cada bioma brasileiro, segundo o PBMC até 2100.

Os aumentos mostrados na Tabela 4 vão impactar diretamente toda a fauna e flora do país e, junto com essas diferenças, preveem-se até 2100 reduções nos ciclos de chuva entre os biomas que variam de 35 a 50 %. Para sistemas fotovoltaicos, conforme Marques, Pereira e Assis (2000), em um dia nublado e por conta das chuvas, a intensidade da radiação solar que atinge um módulo será menor, e conseqüentemente haverá uma redução na geração de energia. Então, quanto menor for a quantidade de chuvas, maior será a incidência solar no módulo que terá, portanto, um maior potencial energético.

Tabela 4: Projeção das temperaturas para cada bioma brasileiro até 2100.

Bioma	Período		
	Até 2040	2041-2070	2071-2100
Amazônia	1 a 1,5 °C	3 a 3,5 °C	5 a 6 °C
Caatinga	0,5 a 1 °C	1,5 a 2,5 °C	3,5 a 4,5 °C
Cerrado			5 a 5,5 °C
Pantanal			3,5 a 4,5 °C
Pampa	Até 1 °C	1 a 1,5 °C	2,5 a 3,5 °C
Mata Atlântica	- Noroeste	0,5 a 1 °C	2 a 3 °C
	- Sul e Sudoeste	0,5 a 1 °C	1,5 a 2 °C

Fonte: PBMC, 2012.

As áreas brasileiras mais vulneráveis às mudanças climáticas envolvem a Amazônia e o Nordeste (Guimarães et al. 2016). Além disso, o nordeste brasileiro é considerado mais vulnerável pelas condições de aumento das temperaturas e das mudanças na precipitação as quais podem transformar em regiões áridas algumas partes do território por se tratarem da região semiárida mais povoada do mundo (Nóbrega, 2016).

## 2.4 Regressão Linear e R<sup>2</sup>

A regressão linear há muito desempenha um papel importante na previsão do tempo e do clima, tanto para modelos empíricos de previsão quanto no pós-processamento estatístico



dos resultados a partir de modelos de previsão baseados na Física [TIPPETT, DELSOLE e BARNSTON 2014].

A abordagem linear apresentada nesta seção é uma equação para se estimar a condicional (valor esperado) de uma variável  $y$ , dados os valores de algumas outras variáveis  $x$ .

Para se estimar o valor esperado, usa-se de uma equação, que determina a relação entre ambas as variáveis.

$$\hat{y}_i = \alpha + \beta X_i + \varepsilon_i \quad (9)$$

Onde ( $\hat{y}_i$ ) é a variável explicada (dependente), representa o que o modelo tentará prever dado um  $X_i$ ; ( $\alpha$ ) é uma constante, que representa a interceptação da reta com o eixo vertical; ( $\beta$ ) representa a inclinação (coeficiente angular) em relação à variável explicativa; ( $X_i$ ) variável explicativa (independente) e ( $\varepsilon_i$ ) representa todos os fatores residuais mais os possíveis erros de medição.

O desempenho dos modelos foi verificado por meio da seguinte medida estatística: coeficiente de determinação ( $R^2$ ). Uma maneira de calcular o  $R^2$  é por meio das somas dos quadrados totais, dos resíduos e explicados (SQT, SQR e SQE):

$$SQT = \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2 = \sum_{i=1}^n Y_i^2 - \frac{(\sum Y_i)^2}{n} \quad (10)$$

SQT é a soma dos quadrados totais;  $n$  o número de observações;  $Y_i$  o valor observado; e  $\bar{Y}$  é a média de observações. A equação, então, nos fornece a soma dos quadrados das diferenças entre a média e cada valor observado.

$$SQR = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_i)^2 \quad (11)$$

SQR é a soma dos quadrados dos resíduos, que calcula a parte não explicada do modelo, e  $\hat{Y}_i$  é o valor estimado (previsão) de  $Y_i$ .

$$SQE = \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2 = \hat{\beta}^2 * \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2 = \hat{\beta}^2 * S_{xx} \quad (12)$$

SQE é a soma dos quadrados explicados, que indica a diferença entre a média das observações e o valor estimado para cada observação, e soma os respectivos quadrados. Assim, quanto menor for a diferença, maior poder explicativo o modelo possui.

Como  $R^2$  é o percentual que o modelo ( $\alpha + \beta * X_i$ ) explica a variação total ( $Y$ ),  $R^2 = SQE/SQT$ . E como  $SQT = SQE + SQR$ , também podemos calcular o  $R^2$  da seguinte forma:

$$R^2 = \frac{SQE}{SQT} = 1 - \frac{SQR}{SQT} \quad (13)$$

O método da regressão foi utilizado para encontrar uma curva característica em relação aos dados encontrados referentes a temperatura ambiente de cada local estudado. Com esta curva foi possível realizar uma projeção futura mais realista neste cenário. Este método pode ser considerado simples, porém muito preciso quando analisados os coeficientes  $R^2$ . Quanto mais próximos os resultados forem da unidade, mais significância e confiabilidade terão nas projeções futuras utilizando as equações 9 e 13.

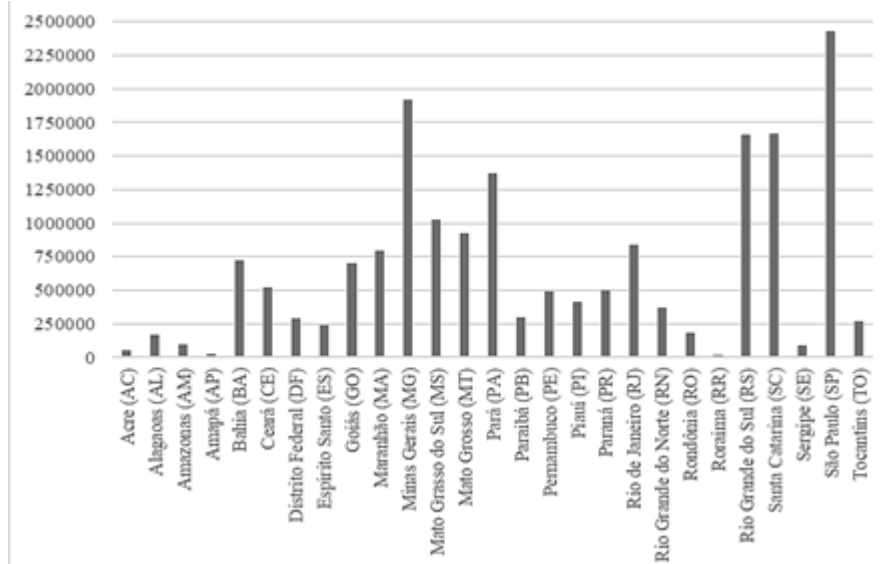
Através dos métodos apresentados, esse estudo pode ser replicado mundialmente, necessitando as informações climáticas do local desejado, podendo então ser realizado a projeção de como será o cenário para a geração PV levando em consideração as características daquela região.

### 3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Em termos da quantidade de placas fotovoltaicas instaladas no Brasil, existe um total de 43.994.242, e na categoria residencial um total de 18.088.813 de placas, apesar de representarem 78 % dos sistemas PV instalados. Esta diferença ocorre devido aos sistemas comerciais e as usinas solares possuem uma grande quantidade de placas em uma única instalação (LAI, 2022). A Figura 1 mostra a distribuição de placas fotovoltaicas residenciais por

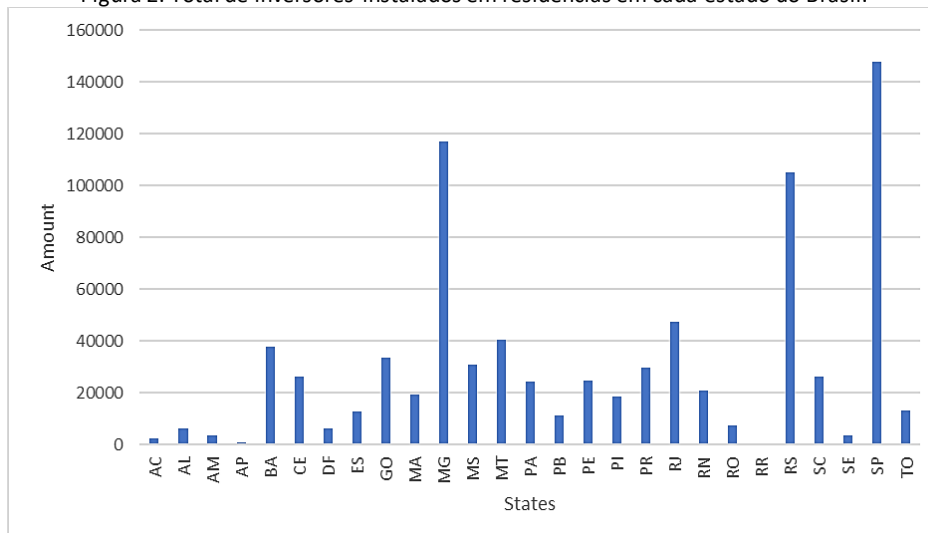
estado e a Figura 2 representa o total dos inversores utilizados.

Figura 1: Total de placas fotovoltaicas residenciais instaladas em cada estado no Brasil



O estado com a maior quantidade de placas fotovoltaicas residenciais é o de São Paulo (SP), seguido por Minas Gerais (MG), Rio Grande do Sul (RS) e Santa Catarina (SC). Porém, o estado com maior potência instalada e placas de todas as categorias é o de Minas Gerais. Estes resultados mostram a importância desse trabalho ao analisar principalmente os sistemas residenciais, que abrangem uma maior quantidade de instalações e consequentemente, esse estudo poderá ajudar mais pessoas nas previsões futuras e na elucidação de dúvidas sobre as instalações fotovoltaicas.

Figura 2: Total de inversores instalados em residências em cada estado do Brasil.



Observa-se na Figura 2, que Santa Catarina (SC) não está mais entre as 4 maiores quantidades de inversores de potência por existir um número muito grande de modelos de inversores disponíveis no mercado com potências ainda mais variadas. Observa-se que nessa

região optou-se por inversores de maior potência e, portanto, em menores quantidades. Nas instalações residenciais fotovoltaicas existentes em todo o Brasil estão instalados um pouco menos que um milhão de inversores de potência até o momento.

Pode-se observar na Figura 3 a distribuição das temperaturas médias anuais no estado de Goiás (GO) desde 1961 até 2020, comprovando nitidamente que as temperaturas estão subindo de uma forma linear ao longo do tempo, assim como nos outros locais. A utilização dessa regressão linear gerou uma equação e um  $R^2$  muito mais precisos para projeções futuras que pode ser visto na Figura 3, demonstrando como este trabalho pode contribuir para outros estudos. Isto se refere mais especificamente aos benefícios dos novos projetos e o aumento dos conhecimentos relacionados aos cenários mundiais futuros para as estações PV. Os resultados obtidos sobre as mudanças climáticas, comprovam a importância de resultados como os deste artigo para melhor entender-se os cenários futuros.

A Tabela 5 mostra uma projeção para os aumentos das temperaturas de cada local analisado em suas respectivas janelas de tempo e, no final, mostra o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) para comprovar o quanto o modelo apresentado neste artigo se ajusta a amostras dos dados coletadas.

Neste estudo, foram encontrados aumentos de temperatura maiores do que 5°C para daqui 100 anos, mostrando assim que o impacto das mudanças climáticas vai afetar cada local de forma distinta. Os estados mais ao sul do Brasil, onde as temperaturas médias anuais são mais baixas, as mudanças são menos significativas, porém os impactos na biodiversidade podem ser ainda maiores. Isto deve-se ao clima possuir em algumas épocas do ano temperaturas negativas, que podem não ocorrer futuramente.

Figura 3: Dispersão das temperaturas médias anuais de Goiás (GO) de 1961 até 2020 e sua linha de tendência.

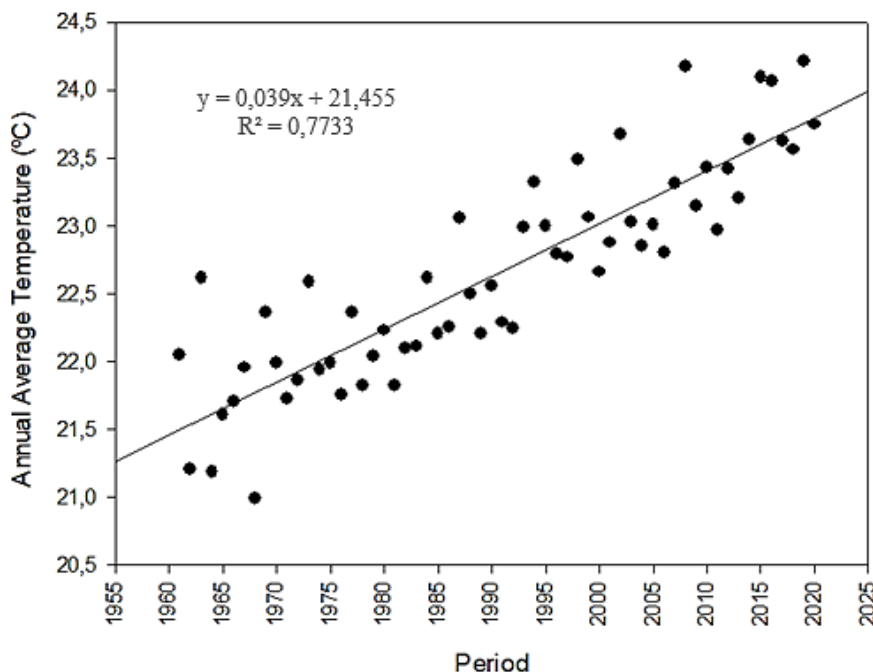


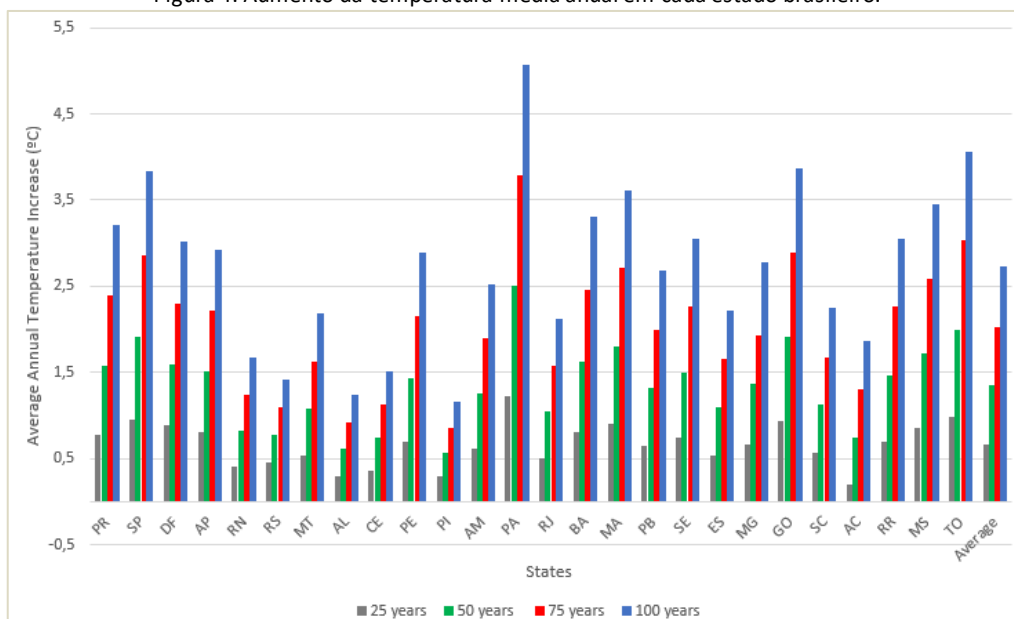
Tabela 5: Projeção dos aumentos de temperaturas médias anuais (°C) em relação a cada cidade/estado estudados

Cidade	Estado	25 Anos	50 Anos	75 Anos	100 Anos	R <sup>2</sup>
Guarapuava	PR	0,77	1,58	2,39	3,20	0,60
São Paulo	SP	0,95	1,91	2,86	3,82	0,72
Brasília	DF	0,88	1,59	2,30	3,01	0,64
Macapá	AP	0,80	1,51	2,21	2,92	0,71
Apodi	RN	0,40	0,82	1,24	1,66	0,17
Santa Maria	RS	0,45	0,77	1,09	1,41	0,20
Cuiabá	MT	0,53	1,08	1,63	2,18	0,45
Água Branca	AL	0,30	0,61	0,92	1,23	0,15
Fortaleza	CE	0,36	0,74	1,12	1,50	0,43
Cabrobó	PE	0,70	1,43	2,15	2,88	0,51
Teresina	PI	0,29	0,57	0,86	1,15	0,09
Manaus	AM	0,61	1,25	1,89	2,52	0,54
Itaituba	PA	1,23	2,50	3,78	5,06	0,77
Campus	RJ	0,51	1,04	1,58	2,11	0,53
Barreiras	BA	0,8	1,63	2,46	3,30	0,61
São Luiz	MA	0,90	1,80	2,71	3,61	0,68
Monteiro	PB	0,65	1,32	2,00	2,67	0,59
Própria	SE	0,74	1,50	2,27	3,04	0,55
Vitória	ES	0,54	1,09	1,65	2,21	0,48
Belo Horizonte	MG	0,67	1,37	1,93	2,77	0,58
Catalão	GO	0,94	1,91	2,89	3,86	0,77
Chapecó	SC	0,56	1,12	1,68	2,24	0,28
Rio Branco	AC	0,20	0,75	1,30	1,85	0,50
Caracarái	RR	0,69	1,47	2,26	3,04	0,49
Paranaíba	MS	0,86	1,72	2,58	3,44	0,56
Porto Nacional	TO	0,99	2,00	3,03	4,05	0,73
Porto Velho	RO	*	*	*	*	*

\*Falta de dados para uma análise e a não existência de outra estação meteorológica no estado indicado.

Na Figura 4, pode-se observar as mudanças progressivas de temperatura para cada estado. Para uma melhor interpretação, o estado do Pará (PA) será o mais impactado, consequentemente terá maiores perdas nos sistemas fotovoltaicos em decorrência do aumento das temperaturas.

Figura 4: Aumento da temperatura média anual em cada estado brasileiro.



A Figura 5 mostra as perdas calculadas para o ano de 2020 em relação a temperatura média anual de cada local, considerando uma irradiância constante de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Com isto verifica-se que em todos os locais já existem perdas em decorrência das temperaturas e nenhum sistema vai gerar conforme sua potência nominal. Conclui-se assim que é necessário projetar os novos sistemas PV com uma maior potência que a presentemente necessária para compensar essas e outras perdas. Nos estados mais ao sul do país, cujas temperaturas médias anuais são mais baixas, as perdas anuais serão menores, pois as temperaturas ficam mais próximas dos  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

A irradiância no STC é considerada de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , porém esse valor só é encontrado ao meio dia, para dias sem nuvens (PEREIRA et al. 2017). Com estes dados, verifica-se que a média está bem abaixo dos  $1000 \text{ W/m}^2$ , ficando o Brasil com uma média de  $678,7 \text{ W/m}^2$  e uma insolação média de 6,53 horas. Esta é a quantidade de energia solar que chega a uma superfície perpendicular aos raios solares por unidade de tempo e por unidade de área. Com valores de irradiância assim reduzidos comparados aos parâmetros STC ( $1000 \text{ W/m}^2$ ), os sistemas fotovoltaicos também terão menor geração de energia elétrica.

Na Tabela 6, estão registradas as diferenças de temperatura em relação aos  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  que permitem analisar melhor as perdas e ganhos dos sistemas fotovoltaicos com base no STC. As diferenças de temperatura mostradas na Tabela 6 em relação aos  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  vão chegar até  $8,42 \text{ }^\circ\text{C}$ . Isso comprova que essas diferenças estão aumentando cada vez mais e, para um futuro próximo, talvez o valor de referência tenha que mudar para se enquadrar com as condições do clima atual. Consequentemente, as potências nominais da geração PV serão reduzidas se não forem encontradas tecnologias mais adaptadas a esses níveis de temperaturas globais.

Tabela 6: Diferenças nas temperaturas médias anuais em °C com referência ao padrão de 25 °C

Cidade	Estado	2020	2045	2070	2095	2120
Rio Branco	AC	1,06	1,20	1,81	2,37	2,92
Caracaraí	RR	2,75	3,45	4,23	5,02	5,80
Macapá	AP	2,75	3,56	4,27	4,97	5,68
Brasília	DF	-3,48	-2,59	-1,88	-1,17	-0,46
Paranaíba	MS	0,07	0,93	1,79	2,65	3,51
Chapeco	SC	-5,38	-4,82	-4,26	-3,70	-3,14
Própria	SE	1,66	2,39	3,16	3,93	4,70
Água Branca	AL	-1,66	-1,36	-1,05	-0,73	-0,43
Manaus	AM	2,72	3,34	3,97	4,61	5,25
Barreiras	BA	0,64	1,44	2,28	3,11	3,94
Fortaleza	CE	2,34	2,70	3,08	3,46	3,84
Vitoria	ES	0,10	0,88	1,44	1,99	2,55
Catalão	GO	-1,25	-0,26	0,71	1,69	2,66
São Luís	MA	2,58	3,49	4,39	5,29	6,20
Belo Horizonte	MG	-2,57	-1,90	-1,20	-0,64	0,20
Cuiabá	MT	1,88	2,40	2,96	3,51	4,06
Itaituba	PA	3,31	4,59	5,87	7,15	8,42
Monteiro	PB	-0,09	0,59	1,26	1,94	2,61
Cabrobó	PE	2,55	3,25	3,98	4,71	5,43
Teresina	PI	2,58	2,87	3,15	3,44	3,73
Londrina	PR	-2,73	-1,96	-1,15	-0,34	0,46
Campus	RJ	-0,21	0,30	0,83	1,36	1,89
Apodi	RN	3,03	3,43	3,85	4,27	4,69
Santa Maria	RS	-5,59	-5,14	-4,82	-4,50	-4,18
São Paulo	SP	-3,99	-3,04	-2,08	-1,13	-0,17
Porto Nacional	TO	3,07	4,00	5,02	6,04	7,07

A Figura 6 mostra uma projeção para até 100 anos dos aumentos nas perdas pela temperatura média anual. Para determinação dessas perdas nos parâmetros STC em relação aos 25 °C, só foram consideradas as temperaturas médias anuais. Ou seja, as temperaturas máximas em alguns dias do ano serão muito mais elevadas e as temperaturas de funcionamento das placas solares poderão ultrapassar os 60 °C. Isto significa que as perdas relacionadas a temperatura podem ultrapassar a ordem dos 15 %.



Figura 5: Perdas na potência máxima em placas fotovoltaicas em decorrência da temperatura média anual de 2020.

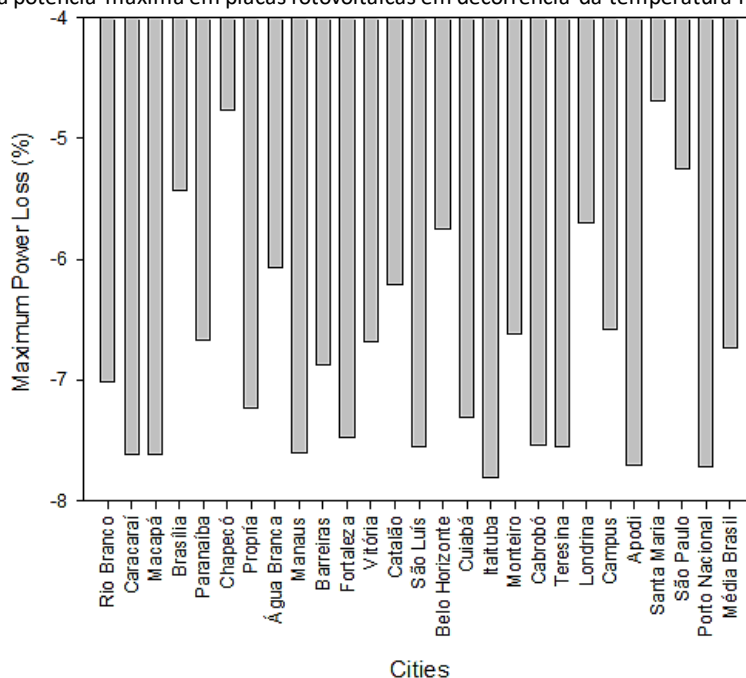
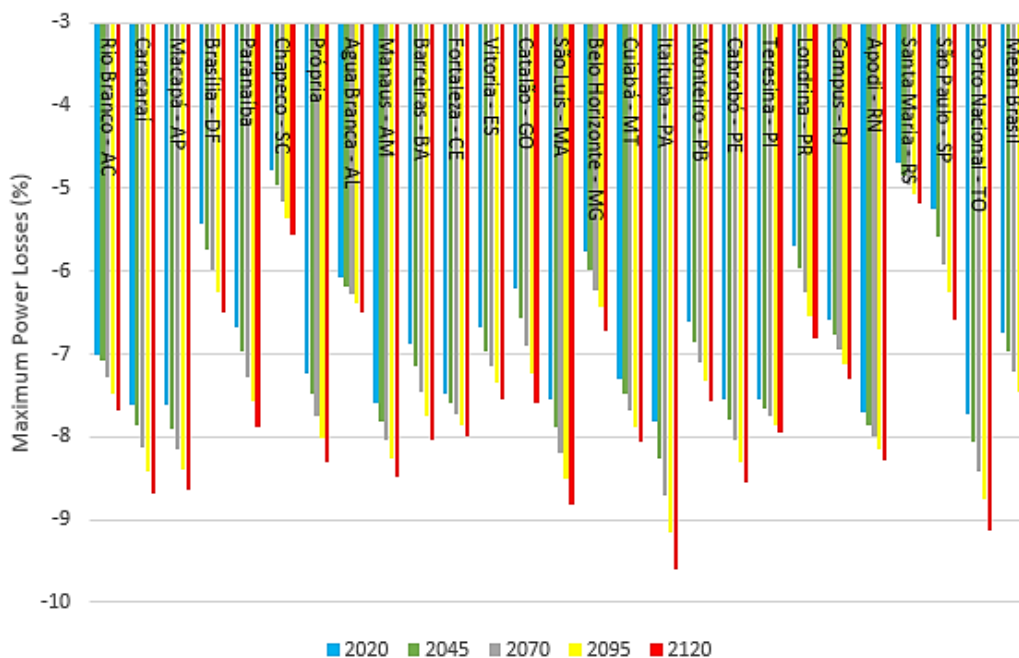


Figura 6: Projeção das perdas na potência máximo em decorrência do aumento das temperaturas para geração fotovoltaica.



#### 4 CONCLUSÕES

Este artigo faz uma previsão de variação na eficiência dos sistemas fotovoltaicos residenciais existentes no Brasil levando em conta as temperaturas médias de cada ambiente regional. Apresentaram-se projeções de climas futuros com seus respectivos impactos na geração de energia elétrica. Para isto, levou-se em conta as mudanças nas temperaturas médias

anuais afetando o potencial de geração dos sistemas fotovoltaicos residenciais do Brasil causados pelas mudanças climáticas com a possibilidade dos resultados serem expandidos a nível mundial pela extensão da área territorial aqui estudada. Constatou-se que as fontes PV que já sofriam grandes perdas de eficiência em relação as temperaturas, elas vão aumentar gradativamente ainda mais ao longo dos próximos anos. Mesmo assim, todas essas mudanças climáticas mostram que elas não têm grandes impactos totais nos sistemas fotovoltaicos e que estes podem ser utilizados sem medo, mesmo daqui a 100 anos.

Neste artigo demonstra-se ainda que cada estado do Brasil será impactado de uma forma diferente, o que resulta numa eficiência maior ou menor da geração fotovoltaica. Como aqui só foram analisadas as temperaturas médias, um futuro trabalho poderia detalhar melhor uma análise das temperaturas máximas, as quais acarretariam perdas muito mais significativas. Talvez, alguns locais no país já estejam sujeitos a temperaturas mais elevadas e os módulos já possam alcançar temperaturas acima dos limites estipulados pelos fabricantes e assim vindo a danificá-los.

O efeito das condições ambientais na temperatura das células fotovoltaicas e, portanto, no seu desempenho foi explicitamente contabilizado aqui. Além destes efeitos, outros fatores podem afetar o desempenho dos módulos fotovoltaicos que são a distribuição do espectro solar e o efeito da massa de ar (SOTO, KLEIN e BECKMAN 2006, MINEMOTO, NAGAE e TAKAKURA 2007). Estes fatores não foram levados em conta neste artigo, mas podem impactar também as projeções futuras de geração fotovoltaica.

## 5 Referências

AL-WAELI A. H.; SOPIAN K.; KAZEM H. A.; CHAICHAN M. T. Photovoltaic Solar Thermal (PV/T) Collectors Past, Present and Future: A Review. **International Journal of Applied Engineering**. V. 11, N. 22 pp. 10757-10765 (2016).

BENGHANEM M., AL-MASHRAQI A. A., and DAFFALLAH K. O., “Performance of solar cells using thermoelectric module in hot sites,” **Renewable Energy**, vol. 89, pp. 51–59, 2016.

BICHET A.; HINGRAY B.; EVIN G.; DIEDHIOU A.; KEBE C. M. F. and ANQUETIN S. Potential impact of climate change on solar resource in Africa for photovoltaic energy: analyses from CORDEX-AFRICA climate experiments. **Environ. Res. Lett.** 14 124039, (2019).

CHENNI, R.; MAKHLOUF, M.; KERBACHE, T.; BOUZID, A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy** 32, 1724–1730 (2007).

COTFAS D. T.; COTFAS P. A.; MACHIDON O. M. Study of Temperature Coefficients for Parameters of Photovoltaic Cells. **International Journal of Photoenergy**. Volume 2018, Article ID 5945602, p. 12. 2018. <https://doi.org/10.1155/2018/5945602>.

DANSO D. K.; ANQUETIN S.; DIEDHIOU A.; LAVAYSSE C.; HINGRAY B.; RAYNAUD D. and KOBBA A. T. A CMIP6 assessment of the potential climate change impacts on solar photovoltaic energy and its atmospheric drivers in West Africa. **Environ. Res. Lett.** 17 044016. (2022).

DAS D., KALITA P., and ROY O., “Flat plate hybrid photovoltaic- thermal (PV/T) system: A review on design and development,” **Renew. Sustain. Energy Rev.**, vol. 84, no. January, pp. 111–130, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.01.002.

SOTO W. De; KLEIN, S. A. & BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Sol. Energy**, 80, 78–88 (2006).

GASPARETO S. C.; PIEDEDE S. M de S.; ANGELOCCI L. R.; OZAKI V. A. Comparação entre Métodos de Imputação de Dados em Diferentes Intensidades Amostrais na Série de Precipitação Pluvial da ESALQ. **Revista Brasileira de Climatologia**, Dourados, MS, v. 29, Jul. / Dez. 2021, ISSN 2237-8642.

GUIMARÃES, S.O.; COSTA, A.A.; VASCONCELOS JÚNIOR, F.C.; SILVA, E.M.; SALES, D.C.; ARAÚJO JÚNIOR, L.M.; SOUZA, S.G. Projeções de mudanças climáticas sobre o Nordeste brasileiro dos modelos do CMIP5 e do CORDEX. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 31, n. 3, p.1-36, 2016.

HUBER I.; BUGLIARO L.; PONATER M.; GAMY H.; EMDE C. and MAYER B. Do climate models project changes in solar resources? **Sol. Energy**, 129 65–84. (2016).

IBRAHIM A., OTHMAN M. Y., RUSLAN M. H., MAT S., and SOPIAN K., “Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors,” **Renew. Sustain. Energy Rev.**, vol. 15, no. 1, pp. 352–365, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.09.024.

IHEANETU, K.J. Solar Photovoltaic Power Forecasting: A Review. **Sustainability**, 2022, 14, 17005. <https://doi.org/10.3390/su142417005>.

INMET – **Instituto Nacional de meteorologia**. Disponível em: <https://bdmep.inmet.gov.br/>. Acesso em 10 de setembro de 2022.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2013, 1535 p.

JEREZ S. et al. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe **Nat. Commun.** 6 10014. (2015).

LAI – **Lei de acesso à informação**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/servico-de-informacao-ao-cidadao/sic>. Acesso em 12 de setembro de 2022.

LIANG X-Z.; KUNKEL K. E.; MEEHL G. A.; JONES R. G. and WANG J. X. L. Regional climate models downscaling analysis of general circulation models present climate biases propagation into future change projections **Geophys. Res. Lett.** 35 L08709. (2008).

MARQUES, K.; PEREIRA, T.P.; ASSIS, S.V. Análise do comportamento mensal do Índice de Limpidez. In: XI Congresso Brasileiro de Meteorologia, edição XI. **Anais...**, Rio de Janeiro, 2000.

MAVROMATAKIS, F. et al. Modeling the photovoltaic potential of a site. **Renew. Energ.** 35, 1387–1390 (2010).

MINEMOTO, T.; NAGAE, S. & TAKAKURA, H. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules. **Sol. Energ. Mat. Sol. Cells** 91, 919–923 (2007).

NÓBREGA, R.S. Tendências do controle climático oceânico sob a variabilidade temporal da precipitação no Nordeste do Brasil. **Revista de Geografia Norte Grande**, n. 63, p. 1-34, (2016).

OUDJANA S. H.; HELLALA.; MAHAMED I. H. Short Term Photovoltaic Power Generation Forecasting Using Neural Network. 2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC 2012 - **Conference Proceedings**. 10.1109/EEEIC.2012.6221469.

PARIDA B., INIYAN S., and GOIC R., “A review of solar photovoltaic technologies,” **Renew. Sustain. Energy Rev.**, vol. 15, no. 3, pp. 1625–1636, 2011, doi: 10.1016/j.rser.2010.11.032.

PARK C.; SHIN S-W.; KIM G.; CHA D-H.; MIN S-K.; LEE D.; BYUN Y-H and KIM J-U. What determines future changes in photovoltaic potential over East Asia? **Renew. Energy**, 185 338–47. (2022).

PBMC. Sumário Executivo do Volume 1 - Base Científica das Mudanças Climáticas. Contribuição do Grupo de Trabalho 1 para o **1º Relatório de Avaliação Nacional do PAINEL Brasileiro de Mudanças Climáticas**. Volume Especial para a Rio+20. Rio de Janeiro, Brasil, 34 p, 2012.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; de LIMA, F. J.L.; RÜTHER, R.; de ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; DE SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. São José dos Campos, 2ª Edição, p. 88, 2017.

PINHO, J. T. e GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. 530p.

PODDAR S.; EVANS J. P.; KAY M.; PRASADA A. and BREMNER S. Estimation of future changes in photovoltaic potential in Australia due to climate change *Environ. Res. Lett.* 16 114034. 2021.

RADZIEMSKA, E. The effect of temperature on the power drop in crystalline silicon solar cells. *Renew. Energ.* 28, 1–12 (2003).

RAVESTEIN P.; van der Schrier G.; HAARSMA R.; SCHEELE R and van den BROEK M. Vulnerability of European intermitente renewable energy supply to climate change and climate variability *Renew. Sustain. Energy Rev.* 97 497–508. 2018.

SAWADOGO W et al. Current and future potential of solar and wind energy over Africa using the RegCM4 CORDEX-CORE ensemble. *Climate Dynamics*, 57 1647–72. 2021.

SOARES P. M. M.; BRITO M. C. and CARETO J. A. M. Persistence of the high solar potential in Africa in a changing climate. *Environ. Res. Lett.* 14 124036. 2019.

Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima 2015 (**United Nations Framework Convention on Climate Change 2015**) Adoption of the Paris Agreement proposal by the President Paris Climate Change Conf. – November 2015 (Paris, 12 December 2015) (available at: <https://unfccc.int/documents/9064>)

WILD M.; FOLINI D.; HENSCHEL F.; FISCHER N. and MÜLLER B. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. *Sol. Energy*, 116 12–24, (2015).

WU J.; HAN Z.; YAN Y. and GAO X. Future projection of solar energy over China based on multi-regional climate model simulations. *Earth Space Sci.* 9 e2021EA002207, (2022).

YOU Q. L. et al. Recent frontiers of climate changes in East Asia at global warming of 1.5 °C and 2 °C. *NPJ Clim. Atmos. Sci.* 5 80, 2022.