

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

PEDRO HENRIQUE XAVIER PINTO

**CORRELAÇÃO ENTRE CLIMA E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE
PONTA GROSSA – PARANÁ**

PONTA GROSSA

2026

PEDRO HENRIQUE XAVIER PINTO

**CORRELAÇÃO ENTRE CLIMA E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE
PONTA GROSSA – PARANÁ**

**Correlation between climate and photovoltaic generation in the city of Ponta
Grossa - Paraná**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Murilo Oliveira Leme.

Co-Orientador: Prof. Dr. Marcos Tadeu Andrade Cordeiro

PONTA GROSSA

2026



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

Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

PEDRO HENRIQUE XAVIER PINTO

**CORRELAÇÃO ENTRE CLIMA E GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE
PONTA GROSSA – PARANÁ**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 03/junho/2026

Murilo Oliveira Leme
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcos Tadeu Andrade Cordeiro
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Felipe Mezzadri
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

José Carlos Alberto de Pontes
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**PONTA GROSSA
2026**

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pelos ensinamentos até aqui. A minha família pelo apoio. Ao meu professor orientador Murilo Leme pelo direcionamento e todos aqueles que auxiliaram direta ou indiretamente na realização desse estudo. Ao professor Coorientador professor Marcos Tadeu pelo conhecimento aplicado e fundamentos auxiliados em meu projeto. Expresso minha gratidão ao SIMEPAR (Sistema de Tecnologia e Monitoramento Ambiental do Paraná) pela disponibilização de informações climáticas e pelo suporte técnico prestado.

RESUMO

O crescente custo da eletricidade e a elevada demanda energética tornam urgente a busca por alternativas sustentáveis no Brasil. A regulamentação da ANEEL permite a adoção de sistemas fotovoltaicos residenciais. Nesse contexto, a 14.300/2022 e cobrança de Fio B versus as mudanças climáticas representam uma interseção crítica a ser considerada. Este trabalho analisa o impacto das variáveis meteorológicas na geração de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede (on-grid) em Ponta Grossa (PR). A partir de séries temporais, identificou-se quais fatores (temperatura, radiação solar, umidade, velocidade do vento e precipitação) mais influenciam a geração, e projetaram-se cenários futuros sob mudanças climáticas. Para isso, foram analisados dados de produção e dados climáticos do SIMEPAR entre 2023 e 2024. Neste trabalho é demonstrado que, mesmo com as incertezas climáticas, a microgeração fotovoltaica fortalece a compreensão do sistema ao demonstrar o grau de influência que as condições climáticas exercem sobre a microgeração, ao mesmo tempo em que contribui para a redução de emissões.

Palavras-chave: microgeração fotovoltaica; variabilidade climática; cenários futuros.

ABSTRACT

The rising cost of electricity and high energy demand make the search for sustainable alternatives urgent in Brazil. ANEEL's regulation allows the adoption of residential photovoltaic systems. In this context, Resolution 14300/2022 and the Fio B charge versus climate change represent a critical intersection to be considered. This work analyzes the impact of meteorological variables on the energy generation of a grid-connected photovoltaic system in Ponta Grossa, Paraná State. Using time series, it identifies which factors (temperature, solar radiation, humidity, wind speed, and precipitation) most influence generation and projects future scenarios under climate change. For this purpose, production data and climate data from SIMEPAR between 2023 and 2024 were analyzed. This work demonstrates that, despite climate uncertainties, photovoltaic microgeneration strengthens the understanding of the system by showing the degree of influence that weather conditions exert on it, while simultaneously contributing to emission reductions.

Keywords: photovoltaic microgeneration; climate variability; economic feasibility.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
NBR	Normas Brasileiras
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
SIMEPAR	Sistema de Tecnologia e Monitoramento Ambiental do Paraná
ABGD	Associação Brasileira de Geração Distribuída
EMUC	Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras
OMM	Organização Meteorológica Mundial
IPCC	Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas
RCP	Representative Concentration Pathways (Caminhos Representativos de Concentração)
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
LCOE	Custo Nivelado de Energia
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
NTC	Norma Técnica (COPEL)
SIN	Sistema Interligado Nacional
GEE	Gases Efeito Estufa
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving Average (Modelo Autorregressivo Integrado de Médias Móveis)
ARMA	Autoregressive Moving Average (Modelo Autorregressivo de Médias Móveis)
AR	Autoregressive (Modelo Autorregressivo)
MA	Médias Móveis
ADF	Augmented Dickey-Fuller (Teste de Dickey-Fuller Aumentado)
FAC	Função de Autocorrelação
AIC	Akaike Information Criterion (Critério de Informação Akaike)
BIC	Bayesian Information Criterion (Critério de Informação Bayesiano)
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
W/m ²	Watts por metro quadrado
REN	Resolução Normativa (ANEEL)

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparativo série não estacionária e série estacionária.....	23
Figura 2 – Local e disposição dos painéis fotovoltaicos.....	26
Figura 3 – Inversor de frequência.....	27
Figura 4 – Paineis fotovoltaico Monocristalino.....	28
Figura 5 – média anual de radiação solar no estado do paraná indicando geolocalização da cidade de Ponta Grossa.....	29

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Coeficientes estimados testes AIC e BIC.....	38
Tabela 2 - Medida Real de produção x Previsão pela fórmula.....	42
Tabela 3 - Cenários RCP e produções de energia.....	44

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Produção de energia em kWh. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	32
Gráfico 2 – Temperatura média máxima em °C. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	33
Gráfico 3 – Umidade relativa do ar em porcentagem. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	34
Gráfico 4 – Radiação solar média em W/m². Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	35
Gráfico 5 – Velocidade média do vento em m/s. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	36
Gráfico 6 – Precipitação em milímetros. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	37
Gráfico 7 – Duração do dia em minutos. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024.....	38
Gráfico 8 – Desempenho do Modelo de Previsão: Valores Calculados versus Valores Reais.....	41
Gráficos 9 e 10 – Testes de validação do modelo.....	42
Gráfico 11 – Geração de Energia com previsão.....	43
Gráfico 12 – Projeção de produção fotovoltaica considerando cenário RCP4.5.	46
Gráfico 13 – Projeção de produção fotovoltaica considerando cenário RCP8.5.	46

SUMÁRIO

<u>1 INTRODUÇÃO</u>	13
1.1 Contextualização do Problema de Pesquisa	13
1.2 Descrição do Problema de Pesquisa	13
1.3 Justificativa	14
1.4 OBJETIVOS	14
1.4.1 Objetivo geral	14
1.4.2 Objetivos específicos	14
2 REVISÃO DE LITERATURA	15
2.1 Energia Elétrica e Geração Distribuída	15
2.2 Mudanças climáticas	19
2.3 Análise de Séries Temporais	21
3 METODOLOGIA	24
3.1 Visão geral	24
3.2 Coleta e Tratamento de Dados	27
3.3 Estratégia de Modelagem Estatística	28
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	29
4.1 Análise Exploratória	29
4.2 Análise de Estacionariedade e Diferenciação	36
4.3 Modelagem ARIMA e Coeficientes Estimados	38
4.4 Análise de Estacionariedade e Diferenciação	39
4.5 Previsão e Cenários Futuros	41
5. Conclusões	46
REFERÊNCIAS	48

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Problema de Pesquisa

O Brasil apresenta uma demanda energética elevada, conforme apontado pelo Ministério de Minas e Energia. Em um relatório foi constatado que o consumo de energia elétrica no Brasil cresceu, em 2022, 4,1% em comparação ao ano anterior. Além disso, sua extensão territorial e a abundância de recursos naturais permitem a diversificação da matriz energética, priorizando fontes sustentáveis e renováveis. Nesse contexto, a energia fotovoltaica desponta como uma alternativa promissora, especialmente devido à alta incidência solar em grande parte do território nacional. (CHAGAS; BOAVENTURA, 2021)

Essa característica favorece a adoção de sistemas de geração distribuída (GD), incentivando moradores e empresas a instalarem painéis solares em suas propriedades, contribuindo para a redução de custos com eletricidade e para a preservação ambiental. Além disso, o Brasil já se destaca internacionalmente pela expansão da energia solar, consolidando-se como um dos países líderes no uso de fontes renováveis. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME))

A geração distribuída, segundo a ANEEL, liderada pela energia fotovoltaica representando 98% das instalações, seguido por biomassa e biogás 1,5%, pequenas centrais hidrelétricas 0,4% e a eólica 0,1%. A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) como alternativa viável para propriedades residenciais, com mais de 4,3 milhões de unidades consumidoras até 2024. Entretanto, a partir de 2023, a Lei nº 14.300/2022 — que institui o Marco Legal da Geração Distribuída — iniciou um processo de transição tarifária progressiva. Esse modelo substituiu a paridade integral (1:1) por compensações parciais, mediante cobrança crescente da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio B sobre a energia injetada na rede, visando equilibrar custos do sistema elétrico (BRASIL, 2022). Em 2025, passou-se a aplicar a chamada “tarifa do sol”, com a incidência de 45% sobre os créditos de energia gerados, percentual que será progressivamente ampliado, atingindo 90% até 2028.

1.2 Descrição do Problema de Pesquisa

Considerando o agravamento das mudanças climáticas, amplamente alertado por cientistas, como por exemplo, Painel Intergovernamental sobre mudanças climáticas (IPCC,2023), e a crescente demanda energética no Brasil, que se intensifica com o avanço das transformações econômicas e sociais, surge a questão: É possível prever matematicamente o impacto das variações climáticas na geração de energia fotovoltaica?

1.3 Justificativa

Este trabalho possui o propósito de coletar dados climáticos, analisar os efeitos destes sobre um sistema de geração distribuída em painéis fotovoltaicos, em uma cidade do interior do Paraná através de análise estatística dos dados obtidos. Considerando os alertas de pesquisadores sobre os riscos das mudanças climáticas globais, a adoção de fontes de energia renováveis demonstra-se cada vez mais relevante para a sustentabilidade e segurança energética. Há a possibilidade de tendências climáticas futuras apresentar um valor significativo e afetar o desempenho da geração de energia e quais as implicações decorrentes dessa realidade abrindo a discussão sobre alternativas energeticamente viáveis e o contexto regional na geração.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo geral

Avaliar o desempenho de um sistema de microgeração fotovoltaica residencial em ambiente urbano, considerando os fatores climáticos que influenciam a geração de energia, os impactos das condições climáticas e meteorológicas, e obter uma equação matemática capaz de estimar cenários futuros de produção energética.

1.4.2 Objetivos específicos

- Monitorar a geração de energia fotovoltaica no período de dois anos;

- Obter informações sobre o clima na cidade de Ponta Grossa;
- Avaliar o impacto das condições climáticas (radiação solar, temperatura, umidade, ventos, precipitação) sobre a eficiência energética da microgeração residencial;
- Comparar dados reais de geração com dados de clima e tempo;
- Estudar possíveis cenários climáticos e sua correlação com a geração de energia fotovoltaica;
- Ajustar um modelo de regressão linear com erros *ARMA*;
- Obter uma equação de produção de energia a partir de coeficientes (gerados pelas variáveis meteorológicas);
- Realizar uma revisão bibliográfica sobre geração fotovoltaica e modelos de regressão linear.

Para fundamentar essa investigação, a seção seguinte apresenta uma revisão da literatura sobre os conceitos de geração fotovoltaica distribuída, seu contexto regulatório e a relação entre mudanças climáticas, produção de energia e métodos matemáticos de análise.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 Energia Elétrica e Geração Distribuída

A energia fotovoltaica é gerada em decorrência do efeito fotovoltaico onde, gerando a corrente elétrica (por meio de um fluxo de elétrons) na qual o fluxo de elétrons é diretamente proporcional a quantidade de intensidade de luz recebida. A célula não armazena a energia, porém mantém a passagem de elétrons enquanto a luz permanece a iluminar a placa.

A energia solar fotovoltaica se destaca por não emitir gases de efeito estufa, como o dióxido de carbono (CO_2), nem gerar poluição sonora ou visual. Seus sistemas apresentam longa vida útil — cerca de 20 a 25 anos para os módulos e 15 anos para os inversores — e exigem baixa manutenção. Nos últimos anos, essa tecnologia tem se difundido em todo o território nacional, gerando empregos diretos e indiretos, impulsionando a economia e contribuindo para a diminuição dos gastos com energia elétrica (VILLALVA, 2012).

A GD, impulsionada majoritariamente pela energia solar fotovoltaica (que responde por mais de 98% das instalações), apresenta crescimento exponencial no país. Dados oficiais coletados e gerados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) referentes ao ano de 2024 mostram a instalação de mais de 782 mil novos sistemas, somando aproximadamente 8,85 GW de potência instalada e favorecendo mais de 1 milhão de novas unidades consumidoras. Para efeito de comparação, a usina hidrelétrica de Itaipu, a maior geradora de energia do Brasil, possui 14 GW de potência instalada (fonte: Itaipu Binacional). O estado do Paraná se encontra no terceiro lugar com mais instalações de GD no Brasil. A perspectiva para 2026, segundo a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), é de um crescimento adicional de 25%, consolidando a GD como um elemento estratégico para a segurança energética nacional.

Segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) existem 4 principais “tipos de sistemas”, seriam eles:

- 1) GD junto à carga (no local): A instalação é feita na própria unidade consumidora e não há necessidade de transferir os créditos a outra unidade consumidora;
- 2) Condomínio com GD/EMUC (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras): A instalação é feita em um empreendimento ou condomínio

e os créditos e a energia gerada é distribuída pelos usuários (a divisão é feita por eles);

- 3) Autoconsumo remoto: o gerador é instalado em local distinto da principal área consumidora, mas a instalação deve ser realizada por ela;
- 4) Geração Compartilhada (Community Solar): essa modalidade é destinada àqueles que, mesmo não possuindo efetivamente um sistema de geração distribuída fotovoltaica, investem em um empreendimento coletivo, no qual os créditos são repartidos entre os participantes conforme critérios estabelecidos.

Ao final de cada mês, um sistema fotovoltaico on-grid pode gerar mais energia do que o consumo da residência. Esse excedente não se perde: ele é convertido em créditos solares que podem ser abatidos em faturas futuras de energia elétrica. Entretanto o consumidor ainda precisa pagar uma parte da conta referente ao uso da rede pública, e à taxa de manutenção da distribuidora e TUSD, mesmo havendo saldo positivo, são valores que continuam sendo cobrados ainda que a produção solar cubra totalmente o consumo. [Diferentemente de um sistema fotovoltaico off-grid o qual não está conectado à rede da concessionária portanto não precisa pagar a TUSD. Em contrapartida para ter o uso total da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, necessita de um banco de baterias dimensionado para o sistema específico, sendo assim capaz de armazenar a energia excedente gerada].

A ANEEL, por meio de suas últimas normativas — em especial a Resolução Normativa nº 1.098/2024 —, tem promovido atualizações no marco regulatório da geração distribuída fotovoltaica (GDFV), com foco na padronização dos procedimentos de acesso, na adequação dos critérios de compensação de energia elétrica e na integração segura e eficiente desses sistemas à rede de distribuição.

Diante do crescimento acelerado da geração distribuída, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem revisado periodicamente o marco regulatório, visando equilibrar os benefícios aos consumidores com a sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras. No Brasil a GD promove a descentralização da matriz elétrica, mitigando perdas técnicas e aumentando a resiliência do sistema elétrico nacional segundo o EPE.

Segundo Flannery (2012), o mundo vem sofrendo uma mudança climática por anos, sendo essa inevitável devido às grandes quantidades de poluentes lançados na camada de ozônio. Essa mudança climática tende a impactar nas gerações de energia

no globo, dado fato que a queima de combustíveis fósseis acelera essa alteração. Há outras fontes geradoras de energia que são impactadas diretamente pela mudança climática podendo citar entre elas a hidrelétrica devido o ciclo da água e a energia fotovoltaica devido ao calor e incidência/radiação solar (SOARES; NORAT, 2024). É previsto para 2027 um aumento de temperatura de até 1,5 °C global, com a tendência de aumentar mais ainda para os anos subsequentes.

A matriz elétrica brasileira segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresenta elevada participação de fontes renováveis, que hoje correspondem a cerca de 78,1 % de sua capacidade instalada, com destaque para a energia hidrelétrica (56,8%), seguida pelas fontes eólica e solar fotovoltaica. Essa configuração confere ao Brasil uma das matrizes mais limpas do mundo, mas também expõe o sistema a riscos associados à variabilidade hídrica e às mudanças climáticas, reforçando a necessidade de diversificação e de adoção de soluções distribuídas para aumentar a resiliência e a segurança do suprimento energético.

No Paraná, a geração distribuída (GD) tem ganhado cada vez mais força segundo a Companhia Paranaense de Energia (Copel). Por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), regulamentado inicialmente pela Resolução Normativa 482/2012 e aprimorado pela REN 1.000/2021, consumidores podem instalar micro e minigeradores solares em suas propriedades e usar a rede da Copel para compensar eventual excedente de energia produzido (ANEEL, 2021).

Para garantir segurança e confiabilidade, a Copel conta com normas próprias — como a NTC 905100 para paralelismo permanente e a NTC 905200 para micro e minigeradores — que estabelecem critérios de projeto, proteção elétrica e protocolos de isolamento automático em caso de falha na rede (COPEL, 2022).

O resultado foi que, até o final de 2023, cerca de 25.000 unidades consumidoras já operam com GD ativa no estado, consolidando o Paraná entre os líderes nacionais em geração solar descentralizada (COPEL, 2023). A aprovação da Lei 14.300/2022 reforçou esse cenário, ao oferecer segurança jurídica e diferenciar tarifas de uso de rede (TUSD C e TUSD G, referentes, respectivamente, a tarifa de uso do sistema de distribuição para consumidores com microgeração compartilhada e para consumidores com geração própria, conforme classificação da ANEEL), proporcionando economia expressiva para quem produz e consome sua própria energia (BRASIL, 2022).

A chamada "tarifa do sol" constitui um mecanismo regulatório instituído pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cobrar dos consumidores-

geradores de energia fotovoltaica parte dos custos associados à utilização da rede de distribuição. Conforme estabelecido pela Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída - GD) e regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, esse instrumento substitui a compensação integral do componente "Fio B" (parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD que custeia operação, manutenção e expansão da rede) por um desconto progressivo sobre os créditos energéticos injetados no sistema. Essa transição visa equilibrar a recuperação de custos de infraestrutura pelas distribuidoras com a manutenção de incentivos à GD.

O cronograma de implantação, aplicável a sistemas conectados após 7 de janeiro de 2023, prevê cobrança inicial de 30% sobre o valor do Fio B em 2024, com incremento anual de 15 pontos percentuais até atingir 90% em 2029. Os sistemas instalados antes desta data mantêm isenção até 31 de dezembro de 2045. Na prática, um crédito de R\$ 100 referente ao Fio B terá abatimento reduzido para R\$ 70 em 2024, R\$ 55 em 2026, e assim sucessivamente, até a completa extinção do benefício sobre este componente em 2029. Este ajuste ocorre em um contexto de expressiva expansão da GD, que superou 2 milhões de unidades em 2023 - equivalente a 14,3% da capacidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) - com o Fio B apresentando valores médios entre R\$ 0,25 e R\$ 0,40 por kWh nas principais concessionárias. Embora a Lei 14.300/2022 não altere a geração física de energia pelos módulos fotovoltaicos, sua progressiva redução na compensação do excedente injetado impacta diretamente a viabilidade econômica do sistema, tornando ainda mais relevante a previsão precisa da produção local. Nesse contexto, compreender como as variáveis climáticas afetam a geração real torna-se essencial não apenas para o dimensionamento técnico, mas também para avaliar o retorno financeiro sob as novas regras da "tarifa do sol"

2.2 Mudanças climáticas

No período de 2026 até 2029 é previsto, com uma probabilidade de 80%, um novo recorde anual de temperatura global de acordo com relatórios científicos realizados pela Organização Meteorológica Mundial (OMM). O aumento da temperatura poderá potencializar a ocorrência de fenômenos climáticos severos, como secas prolongadas, cheias devastadoras e queimadas de grandes proporções.

As projeções da OMM advertem uma probabilidade em torno de 70% de que a temperatura média do período de cinco anos (2026-2029) supere o patamar de 1,5 °C

em relação aos níveis pré-industriais. Adicionalmente, há 86% de probabilidade de que esse limiar seja excedido em pelo menos um ano dentro do mesmo intervalo de cinco anos.

Dados divulgados pelo serviço climático da União Europeia (Copernicus) confirmam que, pela primeira vez na história, o aquecimento médio do planeta excedeu 1,5 °C em um período de doze meses, especificamente entre fevereiro de 2023 e janeiro de 2024. Este limite, internacionalmente reconhecido como o "nível seguro" pelo Acordo de Paris, encontra-se agora sob risco de ser repetidamente violado nos próximos anos. Isto deve-se à natureza persistente dos gases de efeito estufa já libertados, que permanecem na atmosfera por décadas ou mesmo séculos, perpetuando assim um ciclo de aquecimento global excepcionalmente intenso.

Como destaca Goldemberg (2024), a transição energética para fontes limpas, como a solar fotovoltaica, é essencial para o cumprimento das metas ambientais firmadas no Acordo de Paris, do qual o Brasil é signatário. No entanto, esse avanço traz consigo desafios técnicos e regulatórios, como a modernização das redes de distribuição, o gerenciamento da intermitência da geração e a revisão dos modelos tarifários. Nesse cenário, torna-se fundamental compreender o funcionamento, as vantagens e os impactos da geração distribuída fotovoltaica no contexto brasileiro contemporâneo.

Considerando fatores de condição climática que o Brasil está sujeito, podemos ter o pensamento que em anos de efeito “El Niño”, fenômeno identificado pelo aquecimento das águas do oceano Pacífico (JI, Peng et al. ,2018), por passivo trazer maior quantidade de chuva, para a região sul onde está o município de Ponta grossa, devido ao aquecimento dos oceanos, tende a ser anos de pior produção para usina fotovoltaica. Entretanto a “La Niña”, fenômeno identificado pelo resfriamento das águas do oceano Pacífico (o contrário do fenômeno El Niño), trazendo a estiagem para o sul do Brasil por mais que na teoria seja melhor para geração fotovoltaica, considerando o fato que a maior fonte de energia do país ainda é proveniente das hidrelétricas, podendo assim ser insuficiente a geração de energia (CIRINO, FÉRES ET AL, 2015). Tanto 2023 quanto 2024 foram anos influenciados pelo fenômeno El Niño, sendo que sua atuação foi mais intensa em 2023 e apresentou enfraquecimento em 2024. A estiagem prolongada em regiões hidrograficamente estratégicas, como as bacias das regiões Sudeste e Centro-Oeste, afeta diretamente a matriz elétrica brasileira, majoritariamente hídrica (ANEEL, 2023). Com a redução dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas, o

Operador Nacional do Sistema (ONS) é forçado a acionar usinas termelétricas, cujo custo de geração é significativamente mais elevado. Para sinalizar esse aumento de custo ao consumidor, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) adota o sistema de bandeiras tarifárias – verde, amarela ou vermelha – que incidem sobre a conta de luz (ANEEL, 2023). Em cenários de escassez hídrica, a bandeira vermelha (patamar 1 ou 2) é acionada, acrescentando um valor extra por quilowatt-hora consumido. Esse mecanismo, embora necessário para evitar o racionamento e garantir a segurança do sistema, eleva diretamente os custos do consumo de energia elétrica, penalizando residências, comércios e indústrias em um momento de baixa oferta hídrica natural.

Com base em estudos realizados pelo IPCC tendências climáticas para os próximos anos, temos a sofrer um impacto com tempo mais instável, sendo ele mais difícil de prever e compreendê-lo necessitará de um estudo intenso e possivelmente lento.

Uma atmosfera mais quente promove um aumento da demanda energética, que por sua vez, aumenta a necessidade de mais carga de energia, o que, dependendo do cenário energético nacional, pode gerar racionamentos como medidas mais extremas para proteger o sistema elétrico (Gutiérrez, 2023, p.77).

O Brasil por ainda ser um país completamente dependente das chuvas devido as hidrelétricas e havendo a previsão de aumento de temperatura do globo terrestre podemos dizer que irá sofrer com possíveis aumentos no tempo de estiagem, impactando diretamente na produção de energia. Por outro lado, a incidência solar tenderia a aumentar, devido ao corte de nuvens e deixando o céu desobstruído, fortalecendo o uso de energia fotovoltaica (MAUAD, FERREIRA, TRINDADE; 2017).

Relatórios e estudos científicos desenvolvidos pelo Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC, 2023) sugerem alguns cenários, onde a principal variável estudada são os gases do efeito estufa (GEE) atribuídos ao aumento de temperatura no globo terrestre. Abordados os assuntos, há um que se destaca mais que são os cenários *RCPs* (*Representative Concentration Pathways*) no qual é baseado em alteração das emissões de radiação identificados por sua força radiativa total expressa em W/m^2 . Essas *RCPs* são divididas em grupos onde os principais cenários *RCPs* são: *RCP 2.6* (Baixas emissões), *RCPs 4.5 e 6.0* (estabilização de médias emissões de GGE) e o *RCP 8.5* (altas emissões) (SOARES, 2017).

ETA/HadGEM2-ES é um nome referido ao estudo da mudança climática desenvolvido na Universidade de Belgrado, estima – se que o Brasil até 2040 tenha um

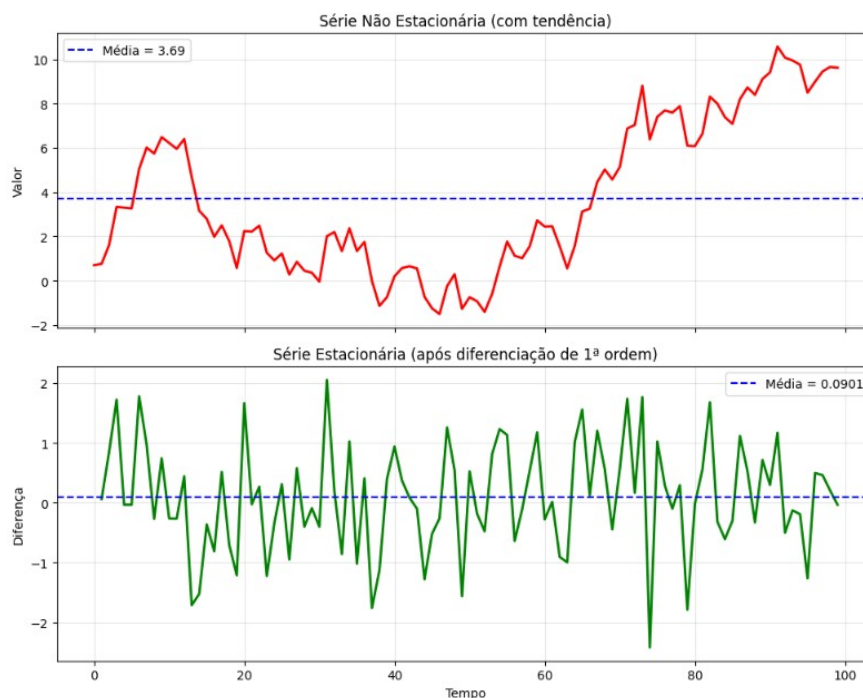
acrécimo de 2,5 °C em sua média de temperatura, e em 2070 esse número poderá subir ainda mais alcançando 4,5°C de acréscimo. Projeções geradas com base no cenário *RCP4.5*, que assume emissões estabilizadas a partir de meados do século, resultando em aumento médio de temperatura de ~1,5 °C a 2 °C até 2100 (IPCC, 2023).

2.3 Análise de Séries Temporais

O estudo de séries temporais constitui uma abordagem essencial na análise de dados, voltada ao exame de observações registradas ao longo do tempo. Apresentam dependência temporal, cuja estrutura fornece informações relevantes para compreender o fenômeno e projetar seu comportamento futuro (MORETTIN; TOLOI, 2017). A modelagem de séries temporais possui ampla aplicação, abrangendo desde previsões econômicas e financeiras até o monitoramento de variáveis fisiológicas, climáticas e operacionais (HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021).

Um conceito fundamental para a modelagem é a estacionariedade. Uma série é considerada estacionária quando a distribuição de probabilidade de seus dados é invariante durante o tempo analisado. Ter uma série temporal não estacionária irá anular as inferências estatísticas padrão, como por exemplo, gerar uma regressão espúria, a qual é uma regressão que passará uma relação de impacto falsa. O processo padrão para alcançar a estacionariedade é a diferenciação da série temporal. A aplicação da diferenciação em séries temporais contribui para a estabilização da média, ao eliminar variações no nível da série. Dessa forma, torna-se possível reduzir ou mesmo remover componentes de tendência e sazonalidade presentes nos dados (HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021).

Figura 1 – Comparativo série não estacionária e série estacionária



Fonte: Própria (2026)

O primeiro gráfico mostra uma série que não é estacionária: os valores sobem com o tempo e a média muda. O segundo gráfico mostra a mesma série após a diferenciação: agora os valores oscilam em torno de uma média constante (perto de zero). Isso é uma série estacionária. O teste estatístico confirma que a diferenciação resolveu o problema.

Para determinar o número adequado de diferenciações, utilizam-se testes estatísticos de raiz unitária, como o teste de Dickey-Fuller aumentado (ADF). O teste fornece um valor chamado “ADF Statistic”, quanto mais negativo, mais forte a evidência contra a hipótese de raiz unitária, indicando estacionariedade.

Caso a série testada seja não estacionária, podemos diferenciá-la para aplicar o teste ADF novamente e verificar o valor-p, e se o valor for inferior a 5% a série após a diferenciação se torna estacionária. Entretanto se o valor obtido for superior a 5% poderá ser feita uma nova diferenciação e repetido o teste. Diferenciar além da ordem estritamente necessária ($d > 0$) não é indicado, pois, embora possa tornar a série estacionária, impõe correlações artificiais e eleva a variância do erro. Esse procedimento comprometerá a integridade da estrutura original dos dados e afetará

negativamente tanto a definição quanto a capacidade preditiva do modelo ARIMA, resultando em estimativas pouco seguras (BOX et al., 2015).

Para diagnóstico e identificação, temos uma ferramenta chamada funções de Autocorrelação (FAC). A FAC mede a autocorrelação entre o

$$Y_t - Y_{t-k}, \quad (1)$$

ou seja, a correlação da série temporal no instante t e $t-k$ sendo a correlação dentro da série com defasagem k . O padrão de decaimento desta função é uma das maneiras para encontrar a ordem de modelos ARIMA (SHUMWAY; STOFFER, 2018). Além disso a função de autocorrelação filtra ruídos e sincroniza sistemas.

Neste trabalho o objetivo estava sendo analisar a produção de energia a partir das variáveis climáticas. Assim, a técnica estatística a ser empregada é a Regressão linear múltipla, onde modelamos a relação uma variável dependente (nesse caso sendo a produção de energia) relacionado a duas ou mais variáveis independentes. Essa ferramenta tem a finalidade prever a variável dependente a partir das variáveis independentes nas quais influenciam o resultado. Ao analisar essa relação, podemos entender como os fatores trabalham em simultâneo para impactar o fenômeno.

A regressão pode ser exemplificada pelo modelo:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \epsilon \quad (2)$$

- y = Variável dependente (a qual queremos prever)
- β_0 = Intercepto (valor padrão quando variáveis são nulas)
- $x_1; x_2$ = Variáveis independentes (nesse estudo serão as variáveis climáticas)
- $\beta_1; \beta_2$ = Coeficientes de impacto das variáveis em y
- ϵ = Erro residual (Estimado como sendo a diferença entre os valores medidos e preditos, respectivamente)

O erro citado na equação acima, uma vez que estamos lidando com séries temporais, muito provavelmente não será independente, violando assim o pressuposto assumido no modelo de regressão linear múltipla usual. Assim, precisamos modelar estes erros usando um modelo ARMA ou ARIMA (quando há diferenciação). O modelo ARMA é a junção de modelo de autorregressão (AR) a média móvel (MA). A autorregressão prevê a variável desejada ao realizar uma combinação linear de valores antigos da variável (uma regressão aplicada na própria variável). O valor da autorregressão é acompanhado de um ruído, que em sendo modelo bem ajustado,

deverá ser ruído branco (*white noise*) pois não impacta de forma significativa a variável analisada. Isso consiste em possuir valores aleatórios sem que haja padronização sobre eles. Para a série ser considerado ruído branco é preciso satisfazer a condição dos valores da série serem: independentes, variâncias constantes ao longo do tempo com média zero e sem autocorrelação (SHUMWAY; STOFFER, 2018).

No entanto, a especificação de um modelo ARIMA (p,d,q) envolve a escolha de três parâmetros inteiros: a ordem de autorregressão p, o grau de diferenciação d e a ordem de média móvel q. A seleção inadequada dessas ordens pode levar a modelos superajustados, que capturam ruído como se fosse sinal, ou subajustados, que falham em capturar toda a dinâmica da série. Para resolver esse problema de seleção de modelos de forma objetiva e fundamentada estatisticamente, recorremos a critérios de informação, como o Critério de Informação Bayesiano (BIC). O critério é fundamentado no conceito da verossimilhança, a qual é uma técnica estatística fundamental para estimar parâmetros de um modelo (Shumway & Stoffer, 2018).

O critério BIC busca a parcimônia, ou seja, a simplicidade no ajuste de dados, penalizando modelos complexos a fim de evitar *overfitting*, o BIC favorece modelos mais simples e o AIC (Critério de Informação Akaike) melhor para predição de valores onde o melhor sistema (o sistema mais significativo) terá o menor valor desses testes, ou seja, os melhores para se prever valores futuros (HYNDMAN; ATHANASOPOULOS, 2021).

Foi utilizado o periodograma cumulativo para diagnosticar a série e interpretar se é um ruído branco ou não. A ferramenta opera no domínio da frequência e analisa a variância da série entre diferentes oscilações ou ciclos. O teste faz a verificação do espectro cumulado dos resíduos que formará uma linha reta, sendo ele um padrão esperado para um ruído branco. Ao não ser rejeitado o modelo, ou seja, não ultrapassando os limites impostos, evidencia que os resíduos não estão correlacionados tornando válido a especificação do modelo (SHUMWAY; STOFFER, 2018).

3 METODOLOGIA

Com base no problema de pesquisa e na fundamentação teórica apresentada, esta seção detalha a metodologia adotada para coletar e analisar os dados, incluindo a descrição do sistema estudado, as variáveis consideradas e as técnicas estatísticas empregadas.

3.1 Visão geral

O local utilizado para o estudo é a residência representada na imagem:

Figura 2 – Local e disposição dos painéis fotovoltaicos



Fonte: Própria (2026)

A residência com os módulos acima é encontrada na cidade de Ponta Grossa – PR (Latitude: -25.0945, Longitude: -50.1633) e foi a planta a ser estudada neste trabalho. Podemos identificar que são 16 módulos, ou seja, 16 placas fotovoltaicas para fornecimento de energia elétrica. As placas estão direcionadas para o Oeste, isso configura que o momento de maior produção seria na parte da tarde dado o fato que o sol se põe. A potência de instalação dessa unidade é 8 kW.

O período estudado foi de dois anos, iniciando dia 1 de janeiro de 2023 e o último dia foi 31 de dezembro de 2024, com o intuito de ter 2 intervalos de ano para que, da melhor forma, pudéssemos analisar a influência dos fatores meteorológicos e climáticos. Os dados foram fornecidos pelo SIMEPAR (Sistema de tecnologia e monitoramento ambiental do Paraná) o qual é responsável por realizar as medidas e armazenamentos de dados climáticos e meteorológicos no Paraná.

Figura 3 – Inversor de frequência Inversor Solar Solis- 7.7kW-1P7K-5G



Fonte: Central da elétrica solar (2021)

Este estudo emprega o inversor monofásico Solis 1P7.7K-5G (7.7 kW), um equipamento que assegura alta performance com uma eficiência de pico de até 98,1%. Sua configuração com dois rastreadores de ponto de potência máxima (MPPTs) é fundamental para a otimização da produção, permitindo a conexão de diferentes conjuntos de módulos fotovoltaicos. O dispositivo, caracterizado por uma arquitetura sem transformador, possui um baixo ponto de tensão de arranque e é dotado de recursos avançados de segurança (AFCI) e capacidades de comunicação para monitoramento remoto. O inversor tem a vida útil de dez anos, ele foi escolhido devido a potência dos módulos fotovoltaicos dado o fato que 510W x 16 unidades instaladas darão 8,16 kW potência máxima, ou seja, o inversor escolhido foi de 7,7 kW, isso

significa que o inversor poderá operar na sua potência nominal na maior parte do tempo.

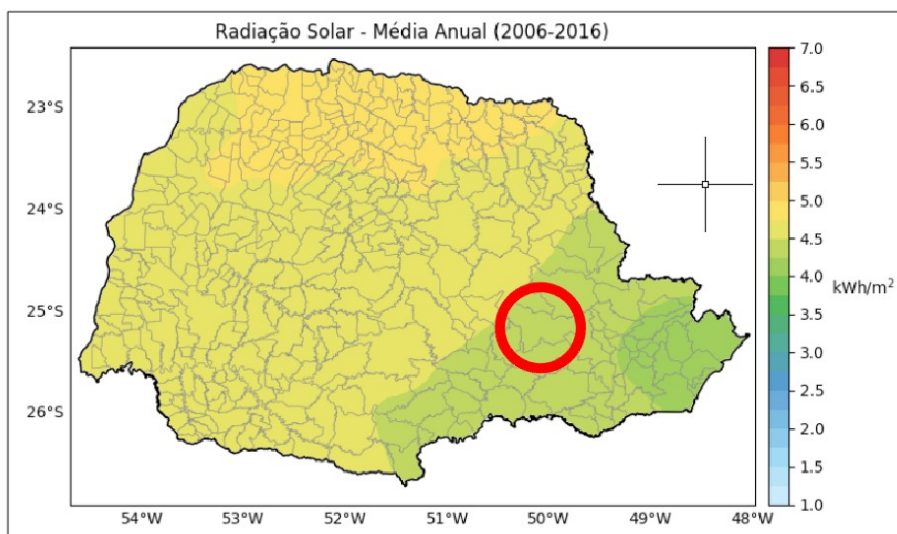
Figura 4 – Painel fotovoltaico MONOCRISTALINO 510w TRINA HALF-CELL



Fonte: ecoimper (2021)

Os principais tipos de módulos solares disponíveis são os monocristalinos (eficiência 21%, payback médio de 3 a 4 anos), os policristalinos (eficiência 15%, payback médio de 5 a 6 anos) e os de película fina (eficiência 10%, payback médio de 6 a 8 anos). Os painéis monocristalinos se destacam por oferecer maior eficiência energética, enquanto os policristalinos são reconhecidos por seu bom desempenho aliado a um custo mais acessível. Em uma instalação residencial com geração distribuída composta por 16 módulos, optou-se pelos painéis monocristalinos devido à sua alta eficiência, o que permite maximizar a produção de energia mesmo em áreas com espaço limitado. Essa escolha é especialmente vantajosa quando se busca maior rendimento por metro quadrado instalado. A placa monocristalina tem uma vida útil de 20 a 25 anos.

Figura 5 – média anual de radiação solar no estado do paraná indicando geolocaliza  da cidade de Ponta Grossa.



Fonte: Copel (2017)

Neste trabalho avaliamos a uma instala o fotovoltaica em uma residência em Ponta Grossa, Paraná, bem como sua produ o de energia elétrica, contendo um Inversor Solar Solis-7.7kW-1P7K-5G, 16 módulos Paine  fotovoltaico MONOCRISTALINO 510w TRINA HALF-CELL Potência de instala o de 8 kW, levando em considera o o local de instala o e os fatores de tempo e clima que está condicionado. Comparando dois anos de produ o, sendo eles, 2023 e 2024 com algumas variáveis como temperatura, nascer e pôr do sol, dentre outras, para fazermos uma análise do que pode impactar na gera o de energia fotovoltaica. Observar a tendência energética fotovoltaica para esses painéis podemos esperar para os anos futuros.

Definido o objeto de estudo, o próximo passo consistiu na defini o das variáveis climáticas a serem monitoradas e nos procedimentos para sua coleta e tratamento, conforme descrito a seguir.

3.2 Coleta e Tratamento de Dados

O período estudado abrange dois anos de dura o, iniciando dia 1 de janeiro de 2023 e o último dia foi 31 de dezembro de 2024, com o intuito de ter 2 intervalos de

ano para que, da melhor forma, pudéssemos analisar a influência dos fatores meteorológicos e climáticos.

As variáveis a serem observadas neste trabalho, são:

- Horário de nascer e pôr do sol;
- Temperatura máxima do dia em °C (dado o fato que os painéis só geram energia com a luz do sol e conseqüentemente quanto mais quente está devido ao mesmo);
- Umidade relativa do ar;
- Radiação solar;
- Velocidade do vento;
- Precipitação.

A partir dessa seleção de variantes, foi feita uma análise buscando relacionar a geração de energia e a condição climática, com o objetivo de identificar sua influência na GD.

A presente etapa do estudo dedica-se à avaliação sistemática da correlação entre as variáveis meteorológicas monitoradas e os dados de produção de energia fotovoltaica. Através de métodos analíticos, buscaremos discernir o grau de influência que fatores como irradiação solar (componente primária), temperatura (efeitos diretos e indiretos na eficiência dos módulos), umidade relativa e velocidade do vento (impactos na temperatura dos módulos e na dissipação de calor) exercem sobre a capacidade de geração do sistema. Esta análise permitirá classificar a natureza dessa influência (direta, indireta ou nula) para cada parâmetro, fundamentando uma compreensão aprofundada dos determinantes ambientais da performance fotovoltaica.

3.3 Estratégia de Modelagem Estatística

Conforme discutido na fundamentação teórica, a modelagem de séries temporais requer que as variáveis sejam estacionárias para que as inferências estatísticas sejam válidas. Diante disso, aplicou-se inicialmente o teste de Dickey-Fuller aumentado (ADF) a todas as variáveis climáticas e à série de geração de energia, a fim de verificar a presença de raiz unitária. As variáveis que não atenderam ao critério de estacionariedade (valor- $p < 0,05$) foram submetidas à diferenciação de primeira ordem. Esse procedimento, que corresponde ao parâmetro d^* do modelo ARIMA, visa estabilizar a média da série, eliminando tendências e componentes sazonais que

poderiam comprometer a análise. No caso específico da variável "duração do dia", que persistiu não estacionária mesmo após a diferenciação, optou-se por combiná-la com a radiação solar, criando a variável Soldur (razão entre radiação solar e duração do dia em minutos), que apresentou o comportamento estacionário desejado.

Com as séries estabilizadas, partiu-se para a especificação do modelo de regressão com erros ARIMA. A escolha desse modelo deve-se à necessidade de lidar com a estrutura de dependência temporal dos resíduos, uma vez que a regressão linear clássica pressupõe erros independentes – condição raramente satisfeita em séries temporais. Foram testadas diferentes combinações de variáveis climáticas (precipitação, umidade relativa, velocidade do vento e Soldur) como preditoras da geração de energia. A seleção do melhor modelo foi baseado na minimização simultânea dos critérios de informação AIC e BIC, que equilibram qualidade de ajuste e parcimônia. Após a definição do modelo, procedeu-se à análise de diagnóstico dos resíduos, verificando por meio da função de autocorrelação (FAC) e do periodograma cumulativo se os resíduos se comportavam como ruído branco – condição necessária para validar a especificação adotada. Todas as análises foram implementadas no software Rstudio, utilizando suas bibliotecas especializadas em séries temporais.

Aplicada a metodologia descrita, esta seção apresenta e discute os resultados obtidos, iniciando por uma análise exploratória dos dados de geração e das variáveis climáticas ao longo do biênio 2023-2024.

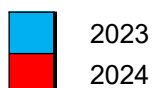
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Análise Exploratória

Com o aplicativo de software desenvolvido pela empresa Canadian Solar (sendo esse compatível e utilizado para monitoramento do inversor Solis) nos proporciona o gráfico de geração de energia dos anos 2023, em cor azul, e 2024, em cor vermelha, sendo ele:

Gráfico 1 – Produção de energia em kWh Comparativo entre os anos de 2023 e 2024

Fonte: Própria (2026)



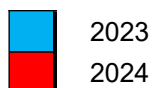
Sendo medido em kWh, onde a cor azul simboliza o ano de 2023 e vermelho a de 2024. As produções na maior parte dos meses são praticamente iguais. Essa variação previsível na geração indica que o sistema fotovoltaico responde diretamente às oscilações da radiação solar decorrentes das mudanças sazonais, apresentando picos no verão e quedas esperadas no inverno. Em outras palavras, mesmo quando a incidência solar oscila, os sistemas de energia fotovoltaica modernos – com painéis de alta eficiência e, possivelmente, técnicas de rastreamento solar – conseguem compensar essas variações e garantir níveis de produção satisfatórios. Essa previsibilidade é crucial para o planejamento energético, permitindo a integração eficaz dos sistemas de energia fotovoltaica à rede elétrica e contribuindo para a estabilidade do fornecimento de energia renovável.

4.1.1 Variáveis:

Gráfico 2 – Temperatura média máxima em °C. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024



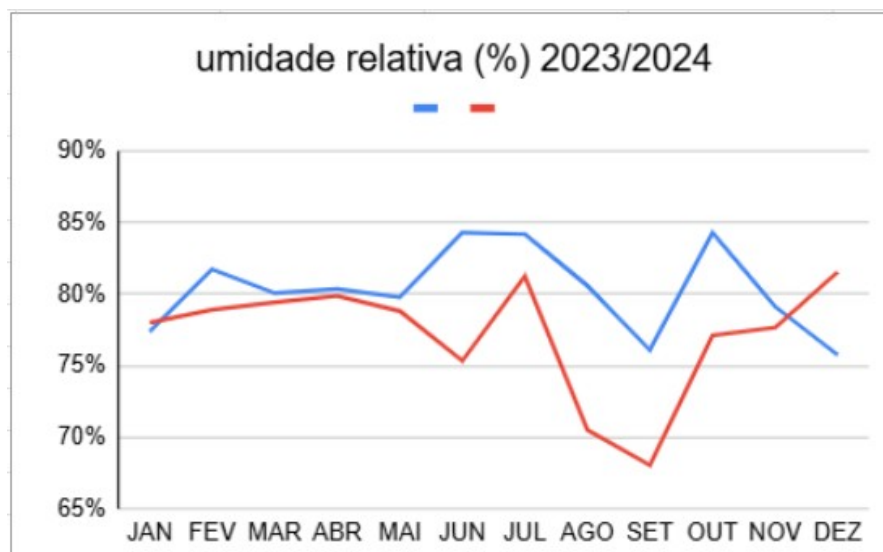
FONTE: Adaptado de SIMEPAR (2026)



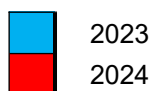
No gráfico acima foram demonstradas as médias máximas de temperatura dos anos. Por questões de padronização novamente a cor azul simboliza o ano de 2023 e vermelho a de 2024. Podemos notar nesse gráfico que na maior parte do ano, em 2024 a média de temperatura foi superior ao ano em comparação.

A temperatura em questão de eficiência em painéis fotovoltaicos deve ser analisada com critério, dado o fato que a placa fotovoltaica tende a produzir menos (ser menos eficiente) conforme a temperatura da placa aumenta. Autor de experimento realizado com base na temperatura de operação da placa afirmou “após 25°C (temperatura da placa) a produção de energia sofre com perdas devido ao calor, podendo chegar até 20% de perdas na potência gerada.” GARDONE JUNIOR (2019, p. 28).

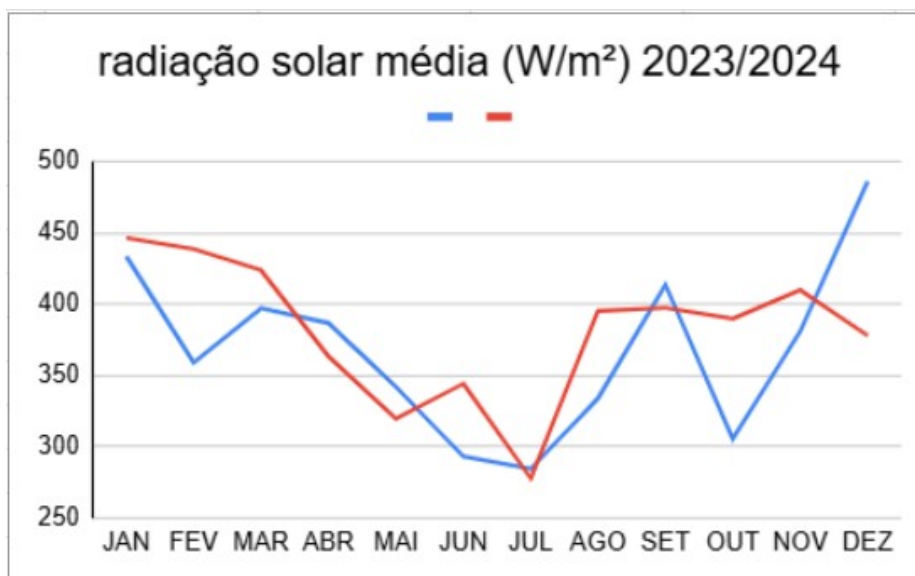
Gráfico 3 – Umidade relativa do ar em porcentagem. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024



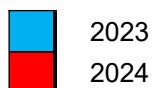
FONTE: Adaptado de SIMEPAR (2025)



As flutuações mês a mês e as divergências entre as duas linhas indicam diferenças temporais na umidade entre os anos, com amplitude dentro da faixa de 70–90%.

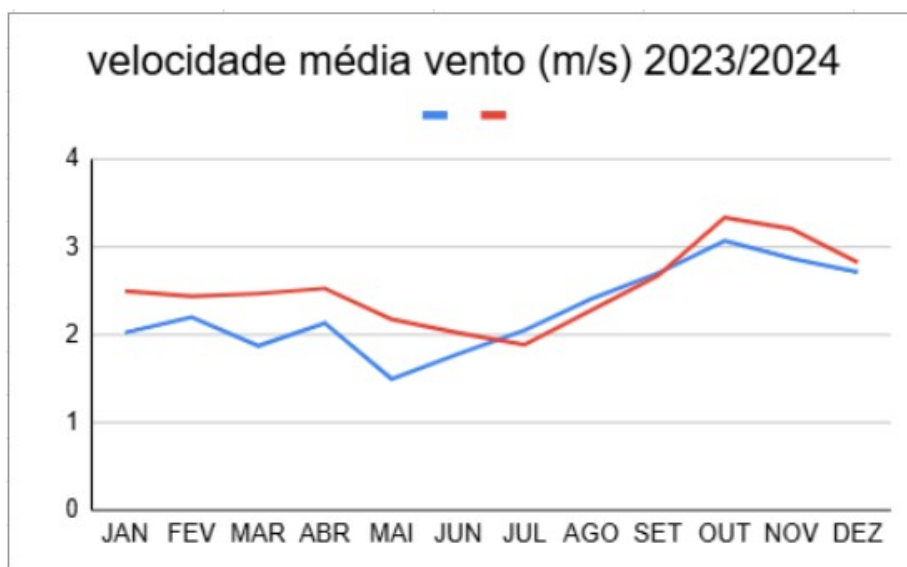
Gráfico 4 – Radiação solar média em W/m². Comparativo entre os anos de 2023 e 2024

FONTE: Adaptado de SIMEPAR (2026)

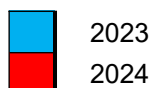


A radiação solar está diretamente atrelada à produção de energia fotovoltaica. A variação da radiação solar ao longo do ano influencia diretamente a geração de energia fotovoltaica. Nos meses em que a radiação é mais intensa, como dezembro, os painéis solares operam de forma mais eficiente, produzindo maior quantidade de energia. Em contraste, durante os períodos de queda significativa na radiação – como observado nos meses de junho e julho – a produção energética tende a ser reduzida.

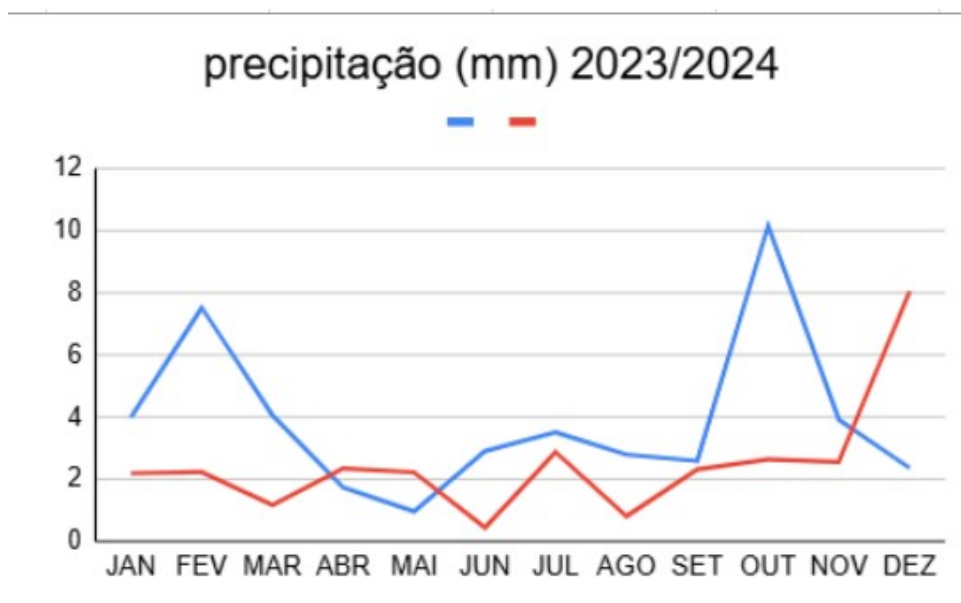
Gráfico 5 – Velocidade média do vento em m/s. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024



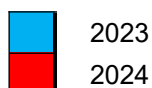
FONTE: Adaptado de SIMEPAR (2026)



O vento está atrelado a mudanças meteorológicas podendo trazer massas de alta e ou baixa pressão, isso gera influência diretamente em tempo nublado, nuvens e radiação solar, em outras palavras, o vento é um fator secundário, onde ele tende a impactar como um vetor.

Gráfico 6 – Precipitação em milímetros. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024

FONTE: Adaptado de SIMEPAR (2026)



Podemos observar claramente que no ano de 2023 o período de outubro, com relação a precipitação, foi disparadamente maior que o ano de 2024, com isso, é possível ver que a produção de energia de outubro de 2023 foi menor que 2024, não deixando dúvidas de que a precipitação é um fator que influencia diretamente na produção de energia fotovoltaica.

Gráfico 7 – Duração do dia em minutos. Comparativo entre os anos de 2023 e 2024



FONTE: Adaptado de SIMEPAR (2026)

 Anos de 2023 e 2024

A duração do dia está diretamente ligada a produção de energia, por conta do Brasil se situar no hemisfério sul do globo, o verão do sul do Brasil sendo de dezembro até fevereiro, possui dias mais longos (dado fato que o Sol ilumina mais o hemisfério sul) e o inverno nos meses de junho até agosto o efeito é o oposto, comprovado pelo gráfico acima.

Uma vez caracterizado o comportamento geral dos dados, foi necessário avaliar sua estacionariedade, uma etapa crucial para a aplicação adequada dos modelos de séries temporais.

4.2 Análise de Estacionariedade e Diferenciação

Utilizando o software R e com uma planilha geral dos dados descritos na seção 4.1, começamos os testes para análise e previsão para geração de energia.

Primeiramente, gráficos das séries temporais de todas as variáveis foram feitas, vide ANEXO A. É possível ver que nenhuma das variáveis é estacionária, pois nenhuma delas tem média zero. Seguindo o protocolo para encontrar a estacionariedade, diferenciamos todas as variáveis (ou seja, a diferença entre valor

atual e anterior) os gráficos das séries pós diferenciação estão no ANEXO B. Com a diferenciação é visto que as agora as variáveis se tornam estacionárias, com exceção da duração do dia que ainda apresenta ligação com uma tendência que não foi diluída. Para solução desse problema, foi utilizado um artifício, onde mesclamos essa variável juntamente a outra, a radiação solar, ficando Radiação solar em (W/m^2) divididos pela duração do dia em minutos. Essa nova variável fruto da mistura de outras duas foi chamada de “Soldur” (duração solar) e seu gráfico está representado no canto inferior direito. O objetivo foi um sucesso dado fato que após a criação da variável nova e sua diferenciação, ela se torna estacionária.

Como primeiro movimento de diagnóstico, utilizou-se o correlograma da FAC (função de autocorrelação), primeiramente aplicado nas variáveis sem diferenciar, observados no ANEXO C. Observou-se a confirmação de não estacionariedade, dado o fato que os gráficos demoram a “cair” próximos ao valor zero, que é uma característica de uma série não estacionária. Em sequência, no ANEXO D, observamos a FAC após as variáveis serem diferenciadas, entretanto todas as variáveis agora após o valor inicial da série caem direto para o valor próximo a zero determinado pelo limite (com exceção da variável duração do dia), sendo característica de série estacionária.

Para confirmação do diagnóstico da série ser estacionária, aplicou-se o método ADF, nas variáveis pré-diferenciação, conforme tabelas do ANEXO E.

Observamos que de fato os valores-p, em sua maioria, são superiores a 5% e os valores da estatística teste não são muito negativos, realçando o fato de que provavelmente ainda não tenham atingido a estacionariedade. Por próximo passo, repetimos o teste para as variáveis diferenciadas conforme tabelas do ANEXO F.

Observamos que os valores de p são constantemente abaixo de 5% e que grande maioria possui um valor grande em módulo negativo, indicando estacionariedade, por única exceção a duração do dia.

4.3 Modelagem ARIMA e Coeficientes Estimados

Com as variáveis validadas, o processo seguiu fazendo combinações com as variáveis para encontrar um modelo que descreva bem a produção de energia. O erro deste modelo foi modelado por uma estrutura ARIMA. Feito isso, passou para a etapa dos cálculos do AIC e do BIC a partir dos modelos obtidos, incluindo sua parte ARIMA.

Separados por ordem crescente de AIC e BIC, os sistemas melhores colocados foram.

Tabela 01 - Coeficientes estimados testes AIC e BIC

Variáveis (estrutura ARIMA do erro)	Sigma ²	AIC	BIC
Preci + soldur (ARIMA(1,1,1))	17,46213	5209,534	5233,618
Umida + preci + soldur (ARIMA(1,1,1))	17,45741	5210,275	5239,176
Veloc + preci + soldur (ARIMA(1,1,1))	17,48136	5211,534	5240,434

Fonte: Própria (2026)

Sendo as variáveis:

- Preci = precipitação (em mm);
- Soldur = radiação solar dividido pela duração do dia (em W/m² / min);
- Umida = umidade relativa do ar (em %);
- Veloc = velocidade do vento (em m/s).

O modelo campeão com menores valores AIC e BIC foi precipitação somado a radiação solar dividido pela duração do dia. A estrutura do erro é um ARIMA(1,1,1).

Esse modelo será usado como base para as previsões de geração de energia.

O modelo ajustado pode ser descrito como um sistema de duas partes:

$$y_t = -0,1081 \text{ preci}_t + 48,4058 \text{ soldur}_t + \eta_t$$

$$(1 - 0,0568 B)(1 - B)\eta_t = (1 - 0,8747 B)\varepsilon_t \quad (3)$$

Onde:

- y_t : Geração (variável resposta **gerac**).
- preci_t e soldur_t : Covariáveis de precipitação e duração do sol.
- η_t : O erro da regressão, que segue um processo ARIMA(1,1,1).
- B : O operador de defasagem (backshift), tal que $B y_t = y_t - y_{t-1}$.
- $1 - B$: Representa a primeira diferença (Δ), indicando que o erro é não estacionário.
- $\varepsilon \sim N(0; 17,46)$: O ruído branco com a variância estimada (σ^2).

Esse modelo será usado como base para as previsões de geração de energia.

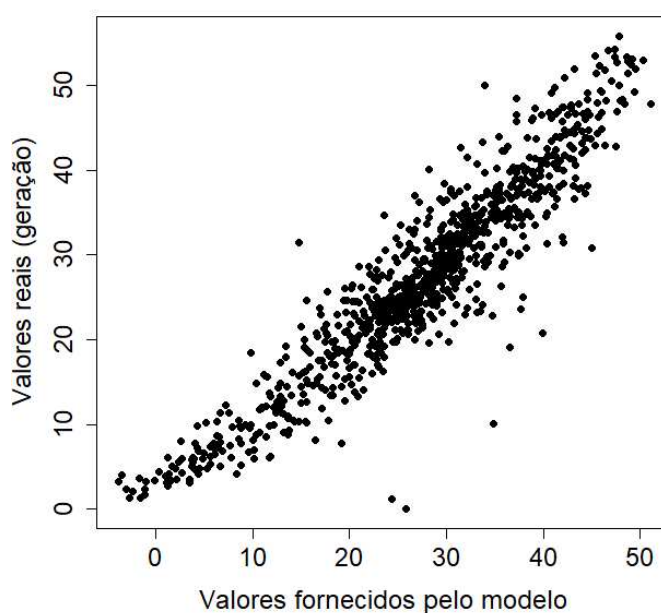
Os coeficientes foram obtidos a partir da função numérica da verossimilhança a partir do modelo ARIMA com regressores.

Dentre todas as combinações testadas, o modelo que melhor se ajustou aos dados, conforme indicado pelos menores valores dos critérios AIC e BIC, foi aquele que relacionou a geração de energia à precipitação e à variável combinada 'Soldur'.

4.4 Validação do Modelo e Análise de Resíduos

Agora possuímos uma equação teórica podemos fazer uma comparação com valores observados e valores ideais.

Gráfico 8 – Desempenho do Modelo de Previsão: Valores Calculados versus Valores Reais

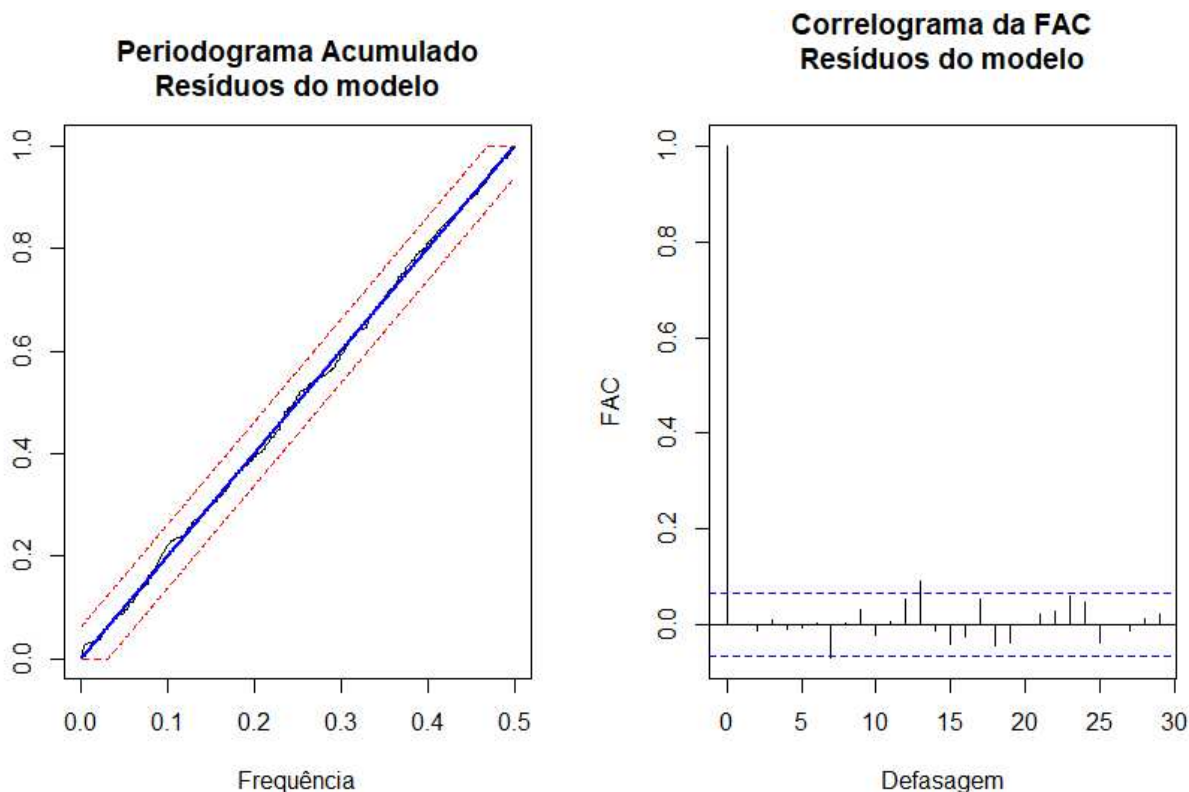


Fonte: própria (2026)

Com base na análise gráfica, observa-se que os pontos (valores observados versus teóricos) se alinham de forma próxima à bissetriz do plano cartesiano (reta onde $x = y$). Essa aderência à linha de identidade sugere uma forte concordância entre as distribuições comparadas. Os pontos que se afastam da linha (conhecido também por *outliers*) são os dias em que a previsão do modelo diferiu mais do que o esperado do valor real. Isso ocorre porque o modelo é uma simplificação da realidade e não consegue capturar todas as fontes de variabilidade, especialmente eventos extremos ou comportamentos atípicos.

Para certificar que não houve resíduos, aplicou-se a análise de diagnóstico de resíduos no modelo ARIMA, praticando-se aquilo que sobrou é apenas ruído branco.

Gráficos 9 e 10 – Testes de validação do modelo



Fonte: própria (2026)

Onde o gráfico da esquerda mostra o periodograma acumulado, onde todas as autocorrelações estão contidas dentro das bandas de confiança, não apresentando defasagens estatisticamente significativas. Esse resultado é consistente com a hipótese de que os resíduos se comportam como ruído branco, ou seja, uma sequência de variáveis aleatória não correlacionada.

Já o segundo gráfico, de forma complementar, o correlograma da FAC dos resíduos também não ultrapassa os limites de confiança estabelecidos pelo teste. Isso confirma a ausência de componentes periódicos ou determinísticos remanescentes na série de resíduos.

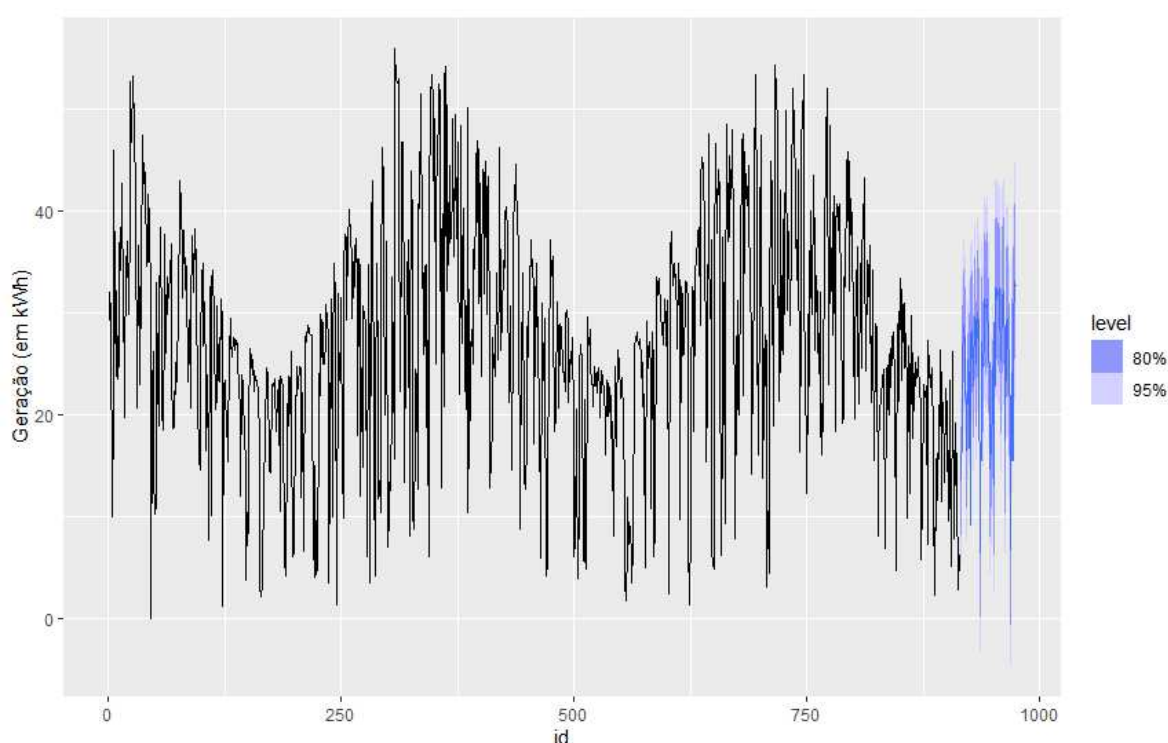
Em conjunto, essas evidências validam que o processo de modelagem (ARIMA) foi eficaz em capturar e remover toda a estrutura previsível dos dados — como tendências e sazonalidades — restando apenas a variação aleatória intrínseca. Portanto, o modelo pode ser considerado parcimonioso e adequado para fins de previsão, uma vez que toda a informação sistemática disponível foi extraída.

4.5 Previsão e Cenários Futuros

Com o modelo validado, podemos passar para a próxima etapa para então prevermos a geração de energia baseado na equação que possuímos.

Separamos os últimos dois meses de dados dos anos de 2024, sendo eles 60 amostras, não inclusas nos dados anteriores, tudo isso para pôr a equação gerada em teste e ver como ela trabalha e resulta na prática.

Gráfico 11 – Geração de Energia com previsão



Fonte: própria (2026)

O gráfico acima mostra a geração de energia em kWh conforme as amostras, os valores em preto são os valores registrados da produção medida, já os valores em azul são os valores previstos a partir da equação.

Os valores de produção dos últimos dois meses não foram incluídos na série, para que possamos ver na prática os dados coletados em comparação com as previsões geradas a partir da equação que obtivemos. O comparativo pela tabela abaixo mostra os valores dados estudados, onde “Estimado” o valor que vemos a partir da fórmula desenvolvida nesse trabalho, enquanto o “Realizado” é o valor de produção medido no dia registrado no *software*.

Tabela 2 - Medida Real de produção x Previsão pela fórmula

Dia	Estimado	Realizado	Erro módulo	Dia	Estimado	Realizado	Erro módulo
1	13,4	12,8	0,6	31	26,9	25	1,9
2	18,8	17,4	1,4	32	23,5	21	2,5
3	25,2	25,4	0,2	33	14,7	17,6	2,9
4	28,7	24,7	4	34	17,5	19,5	2
5	26,6	25,7	0,9	35	20,4	22,1	1,7
6	26,9	24,5	2,4	36	29	29,5	0,5
7	16,4	16,2	0,2	37	13,1	14,1	1
8	25,3	24,2	1,1	38	32,4	32,4	0
9	22,2	22,4	0,2	39	31,3	31,4	0,1
10	24,2	22,1	2,1	40	32,4	32,7	0,3
11	9,1	12,8	3,7	41	31,8	31,7	0,1
12	27,7	24	3,7	42	32,4	31,8	0,6
13	28,2	23,2	5	43	31,3	30,9	0,4
14	22,8	17,9	4,9	44	25,2	23,9	1,3
15	23,6	20,2	3,4	45	31,5	31,2	0,3
16	29,5	26,2	3,3	46	31,3	32,2	0,9
17	29,3	25,1	4,2	47	32,2	31,9	0,3
18	24,9	23,6	1,3	48	25,2	25,8	0,6
19	30	26,9	3,1	49	17,5	22,2	4,7
20	28,8	25	3,8	50	29	27,8	1,2
21	28,2	22,6	5,6	51	29,5	30,3	0,8
22	6,4	6,4	0	52	29,3	28,8	0,5
23	24,5	22	2,5	53	23,4	20,6	2,8
24	27,2	25,5	1,7	54	20,5	22,5	2
25	24,7	22,7	2	55	6,8	10,7	3,9
26	27,4	27,1	0,3	56	24	22,8	1,2
27	31,3	29,4	1,9	57	15,4	20,1	4,7
28	30,5	28,6	1,9	58	28,8	31,1	2,3
29	31,2	29,1	2,1	59	33,1	35,6	2,5
30	31,4	28,1	3,3	60	32,5	35,8	3,3

Fonte: própria (2026)

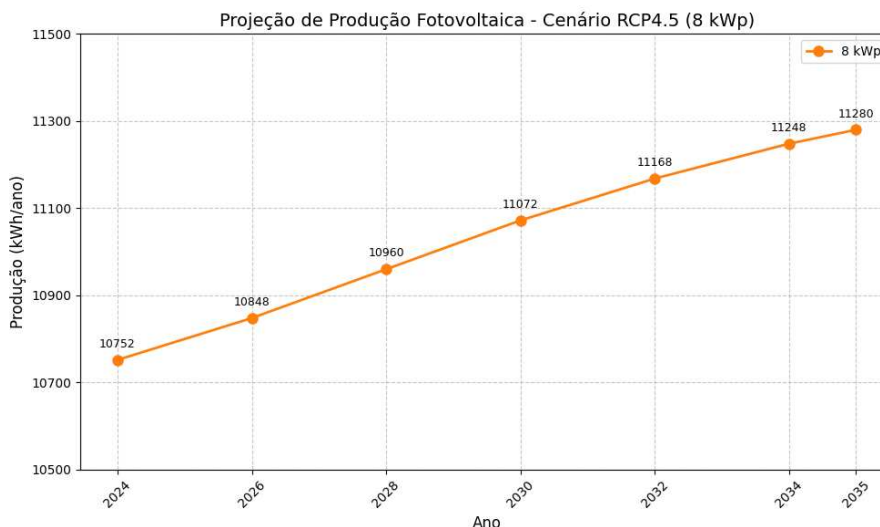
Foi feito um desvio padrão para observar a precisão de ajuste, onde o resultado foi de 1,5 aproximadamente. Os valores das células em vermelho são os valores superiores ao desvio padrão, por consequência as células em verde mostram os valores abaixo do desvio padrão.

Verifica-se uma oscilação expressiva nos valores de erro, variando de zero — em situações de ajuste perfeito do modelo, como nas amostras 22 e 38 — até valores superiores a 5,0, observados em casos específicos como nas amostras 13, 21 e 57. De modo geral, a maior parte dos erros concentra-se no intervalo entre 0 e 3,0 (o terceiro quartil calculado para os erros absolutos resultou em 3,15), o que evidencia uma capacidade satisfatória do modelo em reproduzir o comportamento dos dados reais, ainda que existam ocorrências isoladas de discrepâncias mais acentuadas.

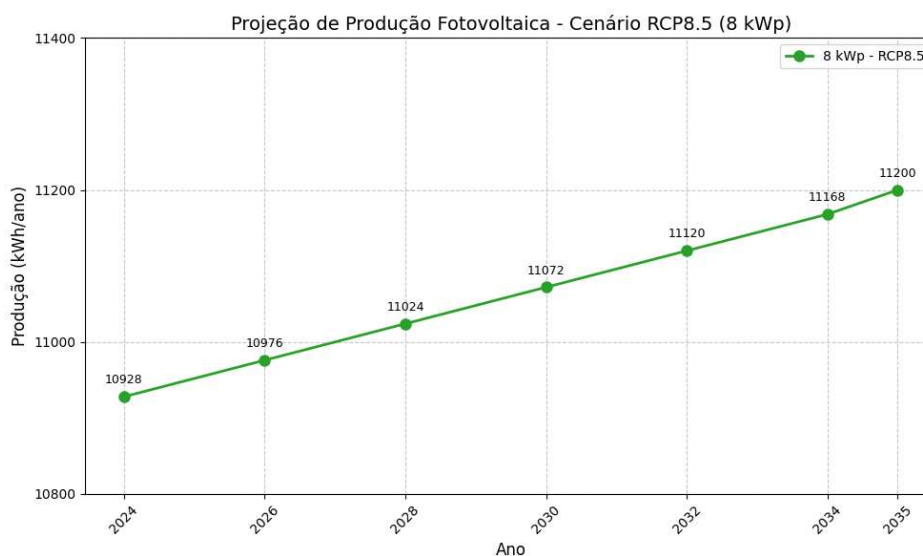
Os maiores desvios ocorrem predominantemente nos extremos da série (amostras 11 e 21), sugerindo que o modelo não captura bem comportamentos atípicos ou transições rápidas. No entanto, a falha de ajuste na amostra 49 — um valor intermediário com erro de 4,7 — reforça que a falta de precisão não se restringe apenas aos extremos, podendo ser influenciada por *outliers* ou por uma modelagem insuficiente da dinâmica do processo. As *outliers* podem ter sido causadas por diversos fatores, sendo alguns exemplos: falha na medição do inversor, dia de chuva atípico não apurado pelo sistema, dia de limpeza das placas, dia de calor extremo, dentre outros.

Como um complemento a verificação da qualidade das previsões, calculou-se um pseudo-R² que foi o quadrado da correlação linear simples entre os valores reais (não utilizados quando da construção do modelo) e os valores preditos pelo modelo ajustado. Isso forneceu um pseudo-R² de 0,8702, ou seja, um valor bastante elevado para previsão de séries temporais, indicando que as previsões para estes 60 dias foram boas.

Com a participação relativa dos fatores meteorológicos na produção de energia elétrica devidamente quantificada e discutida, este estudo avança para a análise prospectiva. O objetivo desta seção subsequente é estabelecer uma conexão clara entre a evidência empírica observada (os fatores de maior impacto imediato na geração) e as projeções climáticas para a próxima década e meia. Tal abordagem permitirá avaliar como mudanças esperadas na frequência, duração e intensidade de eventos extremos (como secas, precipitações, nebulosidade e ondas de calor) poderão alterar o padrão de influência dessas variáveis e, consequentemente, os riscos associados à segurança e ao fornecimento energético.

Gráfico 12 – Projeção de produção fotovoltaica considerando cenário RCP4.5

Fonte: própria (2026)

Gráfico 13 – Projeção de produção fotovoltaica considerando cenário RCP8.5

Fonte: própria (2026)

A produção cresce lentamente devido à leve alta na irradiância, mas é limitada por perdas térmicas e maior nebulosidade sazonal. Em suma, o acentuado aumento da temperatura no cenário RCP 8.5 prejudica mais a eficiência dos módulos fotovoltaicos do que as condições previstas no cenário RCP 4.5. No final das contas, o cenário RCP4.5 está previsto aumentar a produção em 3% e do cenário RCP8.5 apenas 2% em comparação aos anos anteriores (já descontado o valor das perdas por aumento da temperatura).

O RCP 4.5 é o cenário onde se estabilizam as emissões de GEE em nível médio, atingindo aproximadamente 4,5 W/m² de forçamento radioativo até 2100. Já o RCP 8.5

é o cenário onde atinge 8.5 W/m^2 de forçamento radioativo até o final do século. Onde W/m^2 indica a quantidade de energia (em *watts*) por unidade de área (metro quadrado) que está sendo adicionada ou removida do sistema Terra-atmosfera.

Tabela 3 - Cenários RCP e produções de energia

Cenário	P10	P50	P90
RCP4.5	6450 kWh	6800 kWh	7150 kWh
RCP8.5	6400 kWh	6750 kWh	7050 kWh

Fonte: Própria (2026)

As estruturas físicas também sofreram impacto sobre essas mudanças climáticas é demonstrado por Abreu et al. (2022) no qual evidências apontam que o crescente aquecimento e a maior frequência de eventos climáticos extremos (como chuvas torrenciais, granizo e ondas de calor) causam impactos cada vez maiores nos sistemas de geração distribuída (GD) brasileiros. Abaixo alguns efeitos climáticos que já ocorrem e tendem a serem mais comuns nos próximos anos:

- Regiões do Sul e Sudeste vêm reportando falhas prematuras em inversores durante períodos de calor acima da média climatológica;
- Módulos fotovoltaicos em ambientes com alta amplitude térmica (diferença dia–noite $>15 \text{ }^{\circ}\text{C}$) têm apresentado fissuras em células e delaminações em vidros frontais;
- As concessionárias de energia como a Copel registraram casos de GDs desconectadas por falhas em inversores expostos diretamente ao sol em telhados sem ventilação adequada.

5. Conclusões

Este trabalho investigou a relação entre variáveis meteorológicas e a geração de energia em um sistema fotovoltaico conectado à rede em Ponta Grossa (PR). A análise de séries temporais permitiu identificar e quantificar a influência de fatores como radiação solar, temperatura, umidade e velocidade do vento na produção energética, fornecendo uma base técnica sólida para a compreensão do desempenho do sistema na região.

Contudo, um dos desafios centrais identificados, e que se constitui como uma limitação intrínseca ao tema, reside na dificuldade de realizar projeções energéticas de longo prazo com alto grau de precisão. Assim como a previsão meteorológica enfrenta incertezas que aumentam com o horizonte de tempo, a previsão da geração fotovoltaica é complexa. Essa complexidade é amplificada pela própria natureza intermitente da fonte solar e pelas projeções de mudanças climáticas, que introduzem variáveis de difícil mensuração em cenários futuros.

Apesar dessa limitação, o estudo demonstra seu valor ao fortalecer a compreensão sistêmica dos fatores críticos que impactam a microgeração local. Ao quantificar a sensibilidade do sistema às condições climáticas atuais, a pesquisa oferece parâmetros valiosos para:

Otimização do dimensionamento de novos sistemas fotovoltaicos na região;
Melhoria da gestão operacional e das expectativas de retorno para prosumidores;
Subsidiar políticas públicas que considerem a variabilidade climática local no planejamento energético.

Portanto, conclui-se que, embora não seja possível determinar valores geracionais exatos para décadas futuras, o trabalho cumpre um papel fundamental ao reduzir a incerteza no plano técnico-operacional atual e ao contribuir para a segurança energética local. A microgeração fotovoltaica, conforme evidenciado, é uma alternativa viável e resiliente para Ponta Grossa, reforçando a diversificação da matriz elétrica e a transição para uma economia de baixo carbono. Recomenda-se que estudos futuros incorporem modelos climáticos regionais de alta resolução (*downscaling*) e análises de complementaridade com outras fontes renováveis para aprimorar a confiabilidade do planejamento.

Com este modelo, além de se poder fazer previsões, é possível apontar quais são as variáveis climáticas que interferem, para o sistema gerador considerado, na produção de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **O que é energia solar fotovoltaica?** Disponível em:

<https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 13 jun. 2025.

ABREU, P. A. et al. **Análise de extremos de temperatura no Sul do Brasil**. Revista Brasileira de Climatologia, v. 30, n. 18, p. 1–25, 2022. Disponível em:

<https://www.academia.edu/121930372/Análise_de_extremos_de_temperatura_no_Sul_do_Brasil>. Acesso em: 11 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Normativa nº 1.098, de 22 de agosto de 2024. **Estabelece os procedimentos e requisitos para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 23 ago. 2024. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 15 jun. 2025.

AMANN, M. et al. **Scenarios of Global Anthropogenic Emissions of Air Pollutants and Methane Until 2030** – Final Report for WP3. 2011. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/222574498_Scenarios_of_Global_Anthropogenic_Emissions_of_Air_Pollutants_and_Methane_Until_2030_Final_Report_for_WP3>. Acesso em: 15 jul. 2025.

ANDRADE, T. H. L. M. et al. **Influência da Temperatura na Eficiência dos Módulos Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Universitário de Belo Horizonte, Belo Horizonte, 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as regras gerais para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 10520**: informação e documentação: citações em documentos - apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 14724**: informação e documentação: trabalhos acadêmicos - apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 6023**: informação e documentação: referências: elaboração. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.

BENEDET, Maria Gabriella. **Energia fotovoltaica: análise da sustentabilidade ambiental e viabilidade econômica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Civil) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campo Mourão, 2022. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/32085>

BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, ed. 5, p. 1, 7 jan. 2022.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M.; REINSEL, G. C.; LJUNG, G. M. **Time Series Analysis: Forecasting and Control**. 5. ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2015.

CHAGAS, João Marcos Novaes; BOAVENTURA, Maurício de Araújo.

Desenvolvimento de um sistema de microgeração distribuída fotovoltaica para complemento de demanda energética de um condomínio em Foz do Iguaçu/PR.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Toledo, Toledo, 2021. 78 f. Orientador: Marcos Roberto Bombacini. Disponível em:

<https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/26191>. Acesso em: 02 jun. 2025.

CIRINO, P. H.; FÉRES, J. G.; BRAGA, M. J.; REIS, E. **Assessing the Impacts of ENSO-related Weather Effects on the Brazilian Agricultural Production**. *Procedia Economics and Finance*, [S. l.], v. 24, p. 146–155, 2015.

CLIMAINFO. **Emissões atuais são compatíveis com o pior cenário climático futuro?** Climainfo, 6 ago. 2020. Disponível em:

<<https://climainfo.org.br/2020/08/06/emissoes-atuais-sao-compativeis-com-o-pior-cenario-climatico-futuro/>>. Acesso em: 20 ago. 2025.

COPEL. **Norma Técnica NTC 905200** – Microgeração e Minigeração Distribuída em Paralelismo Permanente. Curitiba: Companhia Paranaense de Energia, 2022. Disponível em: <<https://www.copel.com>>. Acesso em: 6 jul. 2025.

COPEL. **Relatório Anual de Geração Distribuída – 2023**. Curitiba: Companhia Paranaense de Energia, 2023.

COPERNICUS. **Climate Change Service**: Global Climate Highlights, Janeiro 2026.

Disponível em: <<https://climate.copernicus.eu/sites/default/files/custom-uploads/GCH-2025/GCH2025-full-report.pdf>>. Acesso em: 03 mar. 2026.

DANTAS, Stefano Giacomazzi; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico**. Working Paper. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA, 2018. disponível em: <https://www.econstor.eu/handle/10419/211339>. Acesso em: 14 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco energético nacional 2023**: ano base 2022. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>. Acesso em: 27 set. 2025.

EPE. **Nota Técnica NT-016/2023**: Mudanças Climáticas e Adaptação do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2023.

HYNDMAN, R. J.; ATHANASOPOULOS, G. **Forecasting: principles and practice**. 3. ed. Melbourne: OTexts, 2021. Disponível em: <https://otexts.com/fpp3/>. Acesso em: 28 out. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the IPCC.** Cambridge: Cambridge University Press, 2013. Cap. 12: Long-term Climate Change: Projections, Commitments and Irreversibility, p. 109–130.

Ji, Peng et al. **Robust increase of extreme El Niño frequency under greenhouse warming.** National Science Review, [S. l.], v. 5, n. 6, p. 840–847, nov. 2018. Disponível em: <https://academic.oup.com/nsr/article/5/6/840/4975301>. Acesso em: 11 out. 2025

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. **Photovoltaic degradation rates—an analytical review.** IEEE Ener. Technol., v. 21, n. 1, p. 12-29, out. 2011.

MARQUES, Fernando; PEREIRA, Sérgio. **Energia solar fotovoltaica: um enfoque multidisciplinar.** São Paulo: Oficina de Textos, 2020. Acesso em: 28 ago. 2025

MAUAD, Frederico F.; FERREIRA, Luciana da Costa; TRINDADE, Tatiana C. G. **Energia renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras.** São Carlos: Escola de Engenharia da USP, 2017. Disponível em: <https://www.livrosabertos.abcd.usp.br/portaldelivrosUSP/catalog/book/168>. Acesso em: 27 set. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). **Brasil gera 88% da sua energia elétrica a partir de fontes renováveis.** Brasília: MME, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-gera-88-da-sua-energia-eletrica-a-partir-de-fontes-renovaveis>. Acesso em: 2 out. 2025.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros.** 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

MORETTIN, P. A.; TOLOI, C. M. C. **Análise de Séries Temporais.** 3. ed. São Paulo: Blucher, 2017.

NOBRE, C. A.; REID, J.; VEIGA, A. P. S. **Fundamentos científicos das mudanças climáticas.** São José dos Campos, 2012.

ORGANIZAÇÃO METEOROLÓGICA MUNDIAL. **Provisional Statement on the State of the Global Climate in 2023.** Genebra: OMM, 2024. Disponível em: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=11522. Acesso em: 08 jul. 2025.

ORGANIZAÇÃO METEOROLÓGICA MUNDIAL. **Heatwaves and Their Impacts: an Early Assessment.** Genebra: OMM, 2024. Disponível em: <https://public.wmo.int/en/media/press-release/heatwaves-and-their-impacts-early-assessment>. Acesso em: 28 jul. 2025.

PENN STATE UNIVERSITY. **Department of Statistics. STAT 510: Applied Time Series Analysis - Lesson 8: ARIMA Models.** [Data de publicação não informada na URL]. Disponível em: <https://online.stat.psu.edu/stat510/lesson/8/>. Acesso em: 14 nov. 2025.

PORTAL SOLAR. **Taxação do Sol: o que é e como funciona essa tarifa?** 2024. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/taxacao-do-sol>>. Acesso em: 09 jul. 2025.

RITTER, L. **Novo relatório IPCC e os impactos das mudanças climáticas no setor elétrico brasileiro**. EcoDebate, 2021. Disponível em: <<https://www.ecodebate.com.br/>>. Acesso em: 6 jul. 2025.

SHUMWAY, R. H.; STOFFER, D. S. **Time Series Analysis and Its Applications: With R Examples**. 4th ed. New York: Springer, 2018.

SOARES, Diogo da Fonseca; NORAT, Markus Samuel Leite. **Análise do ciclo de vida de painéis solares e seu impacto ambiental**. Scientia et Ratio, v. 4, n. 7, 30 dez. 2024. Disponível em: <https://scientiaetratio.com.br/analise-do-ciclo-de-vida-de-paineis-solares-e-seu-impacto-ambiental/>. Acesso em: 8 out. 2025.

SOARES, W. **Cenários de Mudanças Climáticas**. Vitória: Universidade Federal do Espírito Santo, [202–?]. Disponível em: <https://impactoclima.ufes.br/sites/impactoclima.ufes.br/files/field/anexo/cenarios_de_mudancas_climaticas_rcp_ssp_0.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2025.

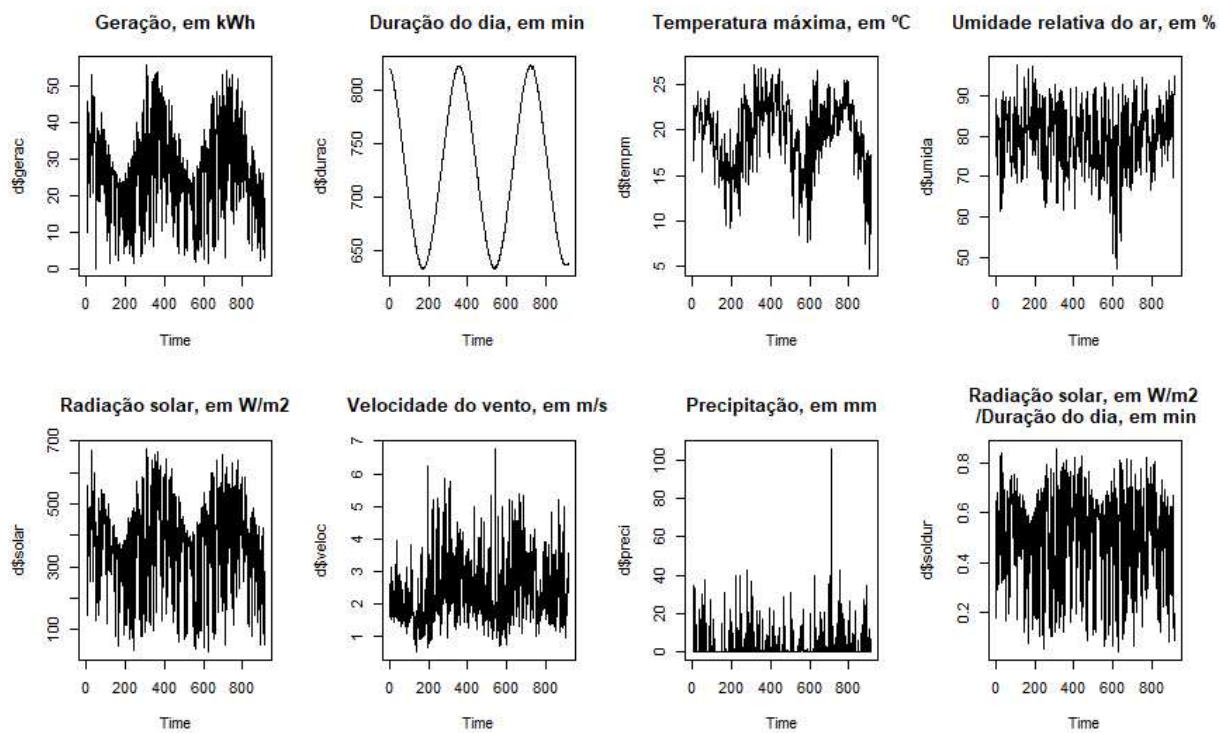
TEIXEIRA, M. G. C. **Impasses na constituição de mecanismo de mudança climática: a experiência de uma empresa brasileira de geração de energia elétrica proveniente do lixo**. Clima, Ger. Energia, v. 17, n. 55, p. 655-688, out. 2010.

THERMAL ENGINEERING. **Efeitos térmicos em sistemas fotovoltaicos**. 2023. Disponível em: <<https://www.thermal-engineering.org/pt-br/efeitos-termicos-em-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 22 jul. 2025.

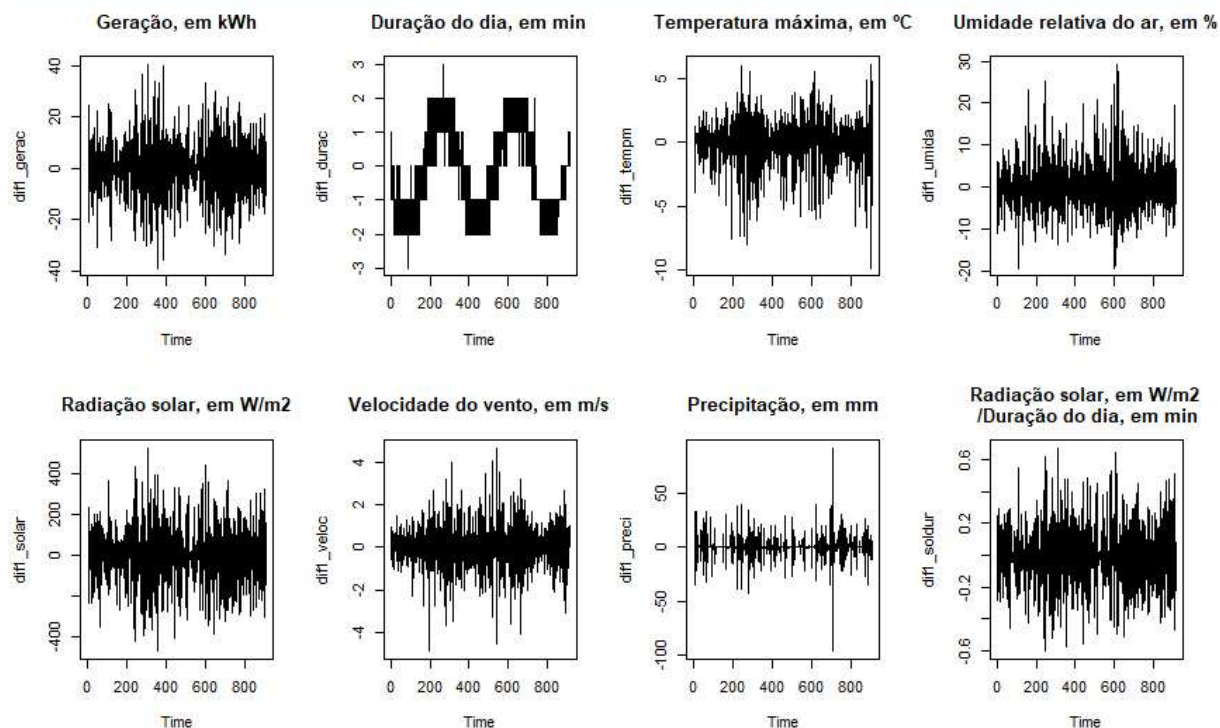
VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, v. 2, 2012.

ZAMPIVA, M. M. M. et al. **Influência da variação da temperatura na superfície dos painéis na geração de energia fotovoltaica no Brasil**. Latin American Energy Journal, v. 4, n. 1, p. 1–15, 2024.

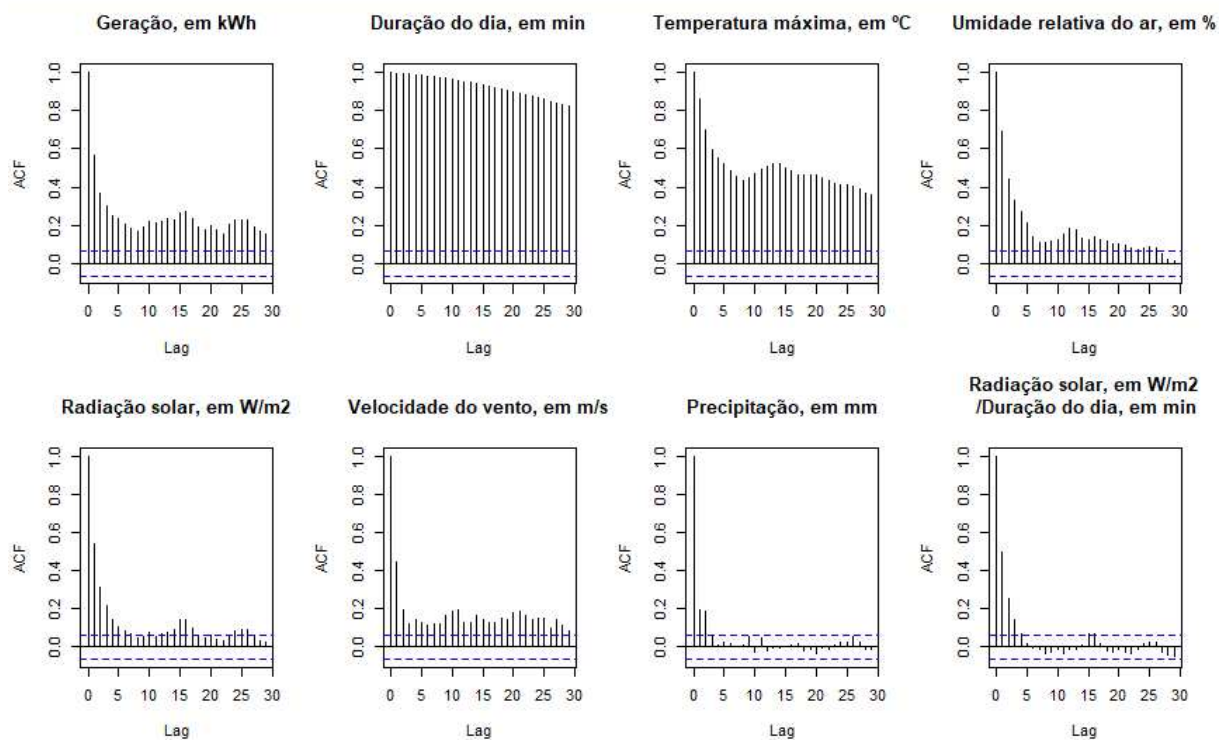
ANEXO A - Gráficos das variáveis sem diferenciação



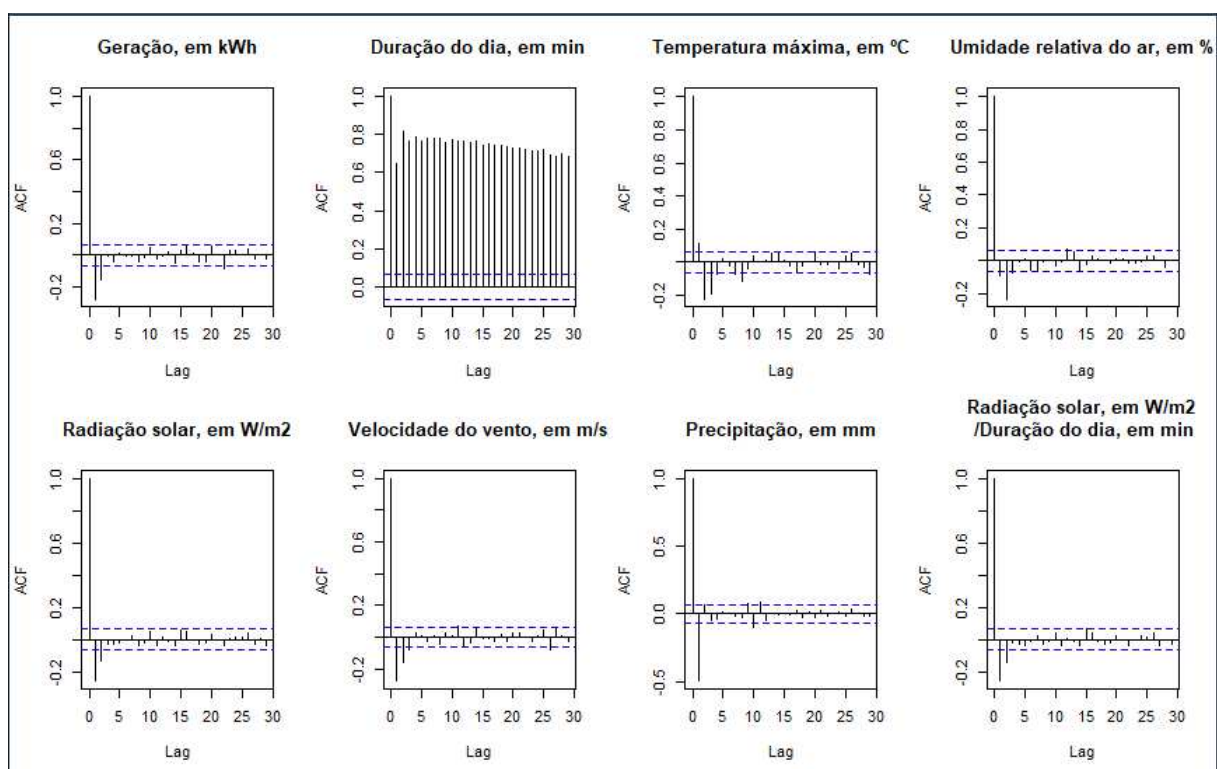
ANEXO B - Gráficos das variáveis diferenciadas



ANEXO C – FAC das variáveis sem diferenciar



ANEXO D – FAC das variáveis pós diferenciar



ANEXO E – Teste ADF nas variáveis pré diferenciação

Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P
gerac	Type 1	0	-5,64	0.0100	durac	Type 1	0	-4,854	0.0100	tempm	Type 1	0	-1,64	0.0972	umida	Type 1	0	-1,043	0.306
gerac	Type 1	1	-4,3	0.0100	durac	Type 1	1	-2,187	0.0288	tempm	Type 1	1	-1,76	0.0784	umida	Type 1	1	-0,966	0.334
gerac	Type 1	2	-3,39	0.0100	durac	Type 1	2	-1,054	0.3021	tempm	Type 1	2	-1,44	0.1626	umida	Type 1	2	-0,726	0.419
gerac	Type 1	3	-2,89	0.0100	durac	Type 1	3	-0,709	0.4255	tempm	Type 1	3	-1,21	0.2459	umida	Type 1	3	-0,656	0.444
gerac	Type 1	4	-2,49	0.0137	durac	Type 1	4	-0,519	0.4931	tempm	Type 1	4	-1,13	0.2756	umida	Type 1	4	-0,531	0.489
gerac	Type 1	5	-2,35	0.0198	durac	Type 1	5	-0,491	0.5026	tempm	Type 1	5	-1,09	0.2904	umida	Type 1	5	-0,452	0.514
gerac	Type 1	6	-2,14	0.0330	durac	Type 1	6	-0,468	0.5091	tempm	Type 1	6	-1	0.3202	umida	Type 1	6	-0,363	0.539
gerac	Type 2	0	-15,85	0.01	durac	Type 2	0	-0,669	0.8189	tempm	Type 2	0	-7,72	0.01	umida	Type 2	0	-12,79	0.01
gerac	Type 2	1	-12,95	0.01	durac	Type 2	1	-0,801	0.7722	tempm	Type 2	1	-9,1	0.01	umida	Type 2	1	-12,65	0.01
gerac	Type 2	2	-10,61	0.01	durac	Type 2	2	-1,651	0.4677	tempm	Type 2	2	-7,28	0.01	umida	Type 2	2	-10,4	0.01
gerac	Type 2	3	-9,57	0.01	durac	Type 2	3	-2,679	0.0819	tempm	Type 2	3	-6,35	0.01	umida	Type 2	3	-9,56	0.01
gerac	Type 2	4	-8,44	0.01	durac	Type 2	4	-4,034	0.0100	tempm	Type 2	4	-5,87	0.01	umida	Type 2	4	-9,06	0.01
gerac	Type 2	5	-7,9	0.01	durac	Type 2	5	-5,533	0.0100	tempm	Type 2	5	-5,69	0.01	umida	Type 2	5	-8,96	0.01
gerac	Type 2	6	-7,37	0.01	durac	Type 2	6	-6,899	0.0100	tempm	Type 2	6	-5,22	0.01	umida	Type 2	6	-8,32	0.01
gerac	Type 3	0	-15,84	0.01	durac	Type 3	0	-0,655	0.975	tempm	Type 3	0	-7,71	0.01	umida	Type 3	0	-12,79	0.01
gerac	Type 3	1	-12,94	0.01	durac	Type 3	1	-0,795	0.962	tempm	Type 3	1	-9,09	0.01	umida	Type 3	1	-12,65	0.01
gerac	Type 3	2	-10,6	0.01	durac	Type 3	2	-1,645	0.728	tempm	Type 3	2	-7,28	0.01	umida	Type 3	2	-10,39	0.01
gerac	Type 3	3	-9,57	0.01	durac	Type 3	3	-2,674	0.292	tempm	Type 3	3	-6,34	0.01	umida	Type 3	3	-9,55	0.01
gerac	Type 3	4	-8,44	0.01	durac	Type 3	4	-4,03	0.010	tempm	Type 3	4	-5,86	0.01	umida	Type 3	4	-9,05	0.01
gerac	Type 3	5	-7,9	0.01	durac	Type 3	5	-5,528	0.010	tempm	Type 3	5	-5,68	0.01	umida	Type 3	5	-8,96	0.01
gerac	Type 3	6	-7,36	0.01	durac	Type 3	6	-6,894	0.010	tempm	Type 3	6	-5,2	0.01	umida	Type 3	6	-8,31	0.01

Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P
solar	Type 1	0	-5,27	0.0100	veloc	Type 1	0	-6,04	0.0100	preci	Type 1	0	-22,1	0.01	soldur	Type 1	0	-5,24	0.0100
solar	Type 1	1	-4,05	0.0100	veloc	Type 1	1	-4,57	0.0100	preci	Type 1	1	-14,24	0.01	soldur	Type 1	1	-4,04	0.0100
solar	Type 1	2	-3,29	0.0100	veloc	Type 1	2	-3,55	0.0100	preci	Type 1	2	-12,13	0.01	soldur	Type 1	2	-3,26	0.0100
solar	Type 1	3	-2,81	0.0100	veloc	Type 1	3	-2,79	0.0100	preci	Type 1	3	-11,14	0.01	soldur	Type 1	3	-2,82	0.0100
solar	Type 1	4	-2,5	0.0133	veloc	Type 1	4	-2,37	0.0192	preci	Type 1	4	-9,68	0.01	soldur	Type 1	4	-2,52	0.0127
solar	Type 1	5	-2,29	0.0224	veloc	Type 1	5	-2,09	0.0378	preci	Type 1	5	-8,58	0.01	soldur	Type 1	5	-2,28	0.0230
solar	Type 1	6	-2,1	0.0366	veloc	Type 1	6	-1,84	0.0674	preci	Type 1	6	-7,95	0.01	soldur	Type 1	6	-2,06	0.0402
solar	Type 2	0	-16,48	0.01	veloc	Type 2	0	-18,63	0.01	preci	Type 2	0	-24,7	0.01	soldur	Type 2	0	-17,4	0.01
solar	Type 2	1	-13,87	0.01	veloc	Type 2	1	-15,88	0.01	preci	Type 2	1	-16,4	0.01	soldur	Type 2	1	-14,9	0.01
solar	Type 2	2	-11,94	0.01	veloc	Type 2	2	-13,39	0.01	preci	Type 2	2	-14,4	0.01	soldur	Type 2	2	-12,9	0.01
solar	Type 2	3	-10,95	0.01	veloc	Type 2	3	-11,22	0.01	preci	Type 2	3	-13,5	0.01	soldur	Type 2	3	-12,2	0.01
solar	Type 2	4	-10,09	0.01	veloc	Type 2	4	-10,13	0.01	preci	Type 2	4	-12	0.01	soldur	Type 2	4	-11,4	0.01
solar	Type 2	5	-9,33	0.01	veloc	Type 2	5	-9,27	0.01	preci	Type 2	5	-10,9	0.01	soldur	Type 2	5	-10,7	0.01
solar	Type 2	6	-8,74	0.01	veloc	Type 2	6	-8,35	0.01	preci	Type 2	6	-10,3	0.01	soldur	Type 2	6	-10	0.01
solar	Type 3	0	-16,47	0.01	veloc	Type 3	0	-18,99	0.01	preci	Type 3	0	-24,7	0.01	soldur	Type 3	0	-17,4	0.01
solar	Type 3	1	-13,87	0.01	veloc	Type 3	1	-16,27	0.01	preci	Type 3	1	-16,4	0.01	soldur	Type 3	1	-14,9	0.01
solar	Type 3	2	-11,93	0.01	veloc	Type 3	2	-13,8	0.01	preci	Type 3	2	-14,4	0.01	soldur	Type 3	2	-12,9	0.01
solar	Type 3	3	-10,95	0.01	veloc	Type 3	3	-11,61	0.01	preci	Type 3	3	-13,5	0.01	soldur	Type 3	3	-12,2	0.01
solar	Type 3	4	-10,09	0.01	veloc	Type 3	4	-10,51	0.01	preci	Type 3	4	-12	0.01	soldur	Type 3	4	-11,4	0.01
solar	Type 3	5	-9,32	0.01	veloc	Type 3	5	-9,67	0.01	preci	Type 3	5	-10,9	0.01	soldur	Type 3	5	-10,6	0.01
solar	Type 3	6	-8,73	0.01	veloc	Type 3	6	-8,76	0.01	preci	Type 3	6	-10,4	0.01	soldur	Type 3	6	-10	0.01

ANEXO F – Teste ADF nas variáveis pós diferenciação

Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P
dif1_gerac	Type 1	0	-40,1	0.01	dif1_durac	Type 1	0	-13,65	0.0100	dif1_tempm	Type 1	0	-27	0.01	dif1_umida	Type 1	0	-33,1	0.01
dif1_gerac	Type 1	1	-31,1	0.01	dif1_durac	Type 1	1	-5,36	0.0100	dif1_tempm	Type 1	1	-25,6	0.01	dif1_umida	Type 1	1	-28,6	0.01
dif1_gerac	Type 1	2	-25,1	0.01	dif1_durac	Type 1	2	-3,06	0.0100	dif1_tempm	Type 1	2	-22,7	0.01	dif1_umida	Type 1	2	-23,7	0.01
dif1_gerac	Type 1	3	-22,6	0.01	dif1_durac	Type 1	3	-1,98	0.0472	dif1_tempm	Type 1	3	-19,8	0.01	dif1_umida	Type 1	3	-20,4	0.01
dif1_gerac	Type 1	4	-19,9	0.01	dif1_durac	Type 1	4	-1,47	0.1553	dif1_tempm	Type 1	4	-17,3	0.01	dif1_umida	Type 1	4	-17,8	0.01
dif1_gerac	Type 1	5	-18,2	0.01	dif1_durac	Type 1	5	-1,21	0.2460	dif1_tempm	Type 1	5	-16,5	0.01	dif1_umida	Type 1	5	-17,1	0.01
dif1_gerac	Type 1	6	-16,9	0.01	dif1_durac	Type 1	6	-1,03	0.3105	dif1_tempm	Type 1	6	-16	0.01	dif1_umida	Type 1	6	-16,6	0.01
dif1_gerac	Type 2	0	-40,1	0.01	dif1_durac	Type 2	0	-13,844	0.0100	dif1_tempm	Type 2	0	-27	0.01	dif1_umida	Type 2	0	-33	0.01
dif1_gerac	Type 2	1	-31	0.01	dif1_durac	Type 2	1	-5,441	0.0100	dif1_tempm	Type 2	1	-25,6	0.01	dif1_umida	Type 2	1	-28,6	0.01
dif1_gerac	Type 2	2	-25,1	0.01	dif1_durac	Type 2	2	-3,096	0.0282	dif1_tempm	Type 2	2	-22,6	0.01	dif1_umida	Type 2	2	-23,7	0.01
dif1_gerac	Type 2	3	-22,6	0.01	dif1_durac	Type 2	3	-1,978	0.3368	dif1_tempm	Type 2	3	-19,8	0.01	dif1_umida	Type 2	3	-20,4	0.01
dif1_gerac	Type 2	4	-19,9	0.01	dif1_durac	Type 2	4	-1,442	0.5452	dif1_tempm	Type 2	4	-17,3	0.01	dif1_umida	Type 2	4	-17,8	0.01
dif1_gerac	Type 2	5	-18,2	0.01	dif1_durac	Type 2	5	-1,17	0.6417	dif1_tempm	Type 2	5	-16,5	0.01	dif1_umida	Type 2	5	-17,1	0.01
dif1_gerac	Type 2	6	-16,9	0.01	dif1_durac	Type 2	6	-0,981	0.7084	dif1_tempm	Type 2	6	-16	0.01	dif1_umida	Type 2	6	-16,6	0.01
dif1_gerac	Type 3	0	-40,1	0.01	dif1_durac	Type 3	0	-13,839	0.010	dif1_tempm	Type 3	0	-26,9	0.01	dif1_umida	Type 3	0	-33	0.01
dif1_gerac	Type 3	1	-31	0.01	dif1_durac	Type 3	1	-5,441	0.010	dif1_tempm	Type 3	1	-25,5	0.01	dif1_umida	Type 3	1	-28,6	0.01
dif1_gerac	Type 3	2	-25,1	0.01	dif1_durac	Type 3	2	-3,097	0.114	dif1_tempm	Type 3	2	-22,6	0.01	dif1_umida	Type 3	2	-23,7	0.01
dif1_gerac	Type 3	3	-22,6	0.01	dif1_durac	Type 3	3	-1,979	0.586	dif1_tempm	Type 3	3	-19,8	0.01	dif1_umida	Type 3	3	-20,4	0.01
dif1_gerac	Type 3	4	-19,9	0.01	dif1_durac	Type 3	4	-1,444	0.813	dif1_tempm	Type 3	4	-17,3	0.01	dif1_umida	Type 3	4	-17,8	0.01
dif1_gerac	Type 3	5	-18,2	0.01	dif1_durac	Type 3	5	-1,171	0.911	dif1_tempm	Type 3	5	-16,5	0.01	dif1_umida	Type 3	5	-17,1	0.01
dif1_gerac	Type 3	6	-16,9	0.01	dif1_durac	Type 3	6	-0,983	0.941	dif1_tempm	Type 3	6	-16	0.01	dif1_umida	Type 3	6	-16,6	0.01

Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P	Variável	Tipo	Amostra	Valor do teste ADF	Valor de P
dif1_solar	Type 1	0	-39,3	0.01	dif1_veloc	Type 1	0	-40	0.01	dif1_preci	Type 1	0	-51,7	0.01	dif1_soldur	Type 1	0	-39,3	0.01
dif1_solar	Type 1	1	-29,8	0.01	dif1_veloc	Type 1	1	-31,2	0.01	dif1_preci	Type 1	1	-32,9	0.01	dif1_soldur	Type 1	1	-29,9	0.01
dif1_solar	Type 1	2	-24,6	0.01	dif1_veloc	Type 1	2	-27,5	0.01	dif1_preci	Type 1	2	-26,3	0.01	dif1_soldur	Type 1	2	-24,4	0.01
dif1_solar	Type 1	3	-21,7	0.01	dif1_veloc	Type 1	3	-23,7	0.01	dif1_preci	Type 1	3	-23,6	0.01	dif1_soldur	Type 1	3	-21,5	0.01
dif1_solar	Type 1	4	-19,9	0.01	dif1_veloc	Type 1	4	-21,2	0.01	dif1_preci	Type 1	4	-21,6	0.01	dif1_soldur	Type 1	4	-19,8	0.01
dif1_solar	Type 1	5	-18,4	0.01	dif1_veloc	Type 1	5	-19,9	0.01	dif1_preci	Type 1	5	-19,5	0.01	dif1_soldur	Type 1	5	-18,5	0.01
dif1_solar	Type 1	6	-16,7	0.01	dif1_veloc	Type 1	6	-18,4	0.01	dif1_preci	Type 1	6	-18,3	0.01	dif1_soldur	Type 1	6	-16,9	0.01
dif1_solar	Type 2	0	-39,3	0.01	dif1_veloc	Type 2	0	-40	0.01	dif1_preci	Type 2	0	-51,7	0.01	dif1_soldur	Type 2	0	-39,2	0.01
dif1_solar	Type 2	1	-29,8	0.01	dif1_veloc	Type 2	1	-31,2	0.01	dif1_preci	Type 2	1	-32,9	0.01	dif1_soldur	Type 2	1	-29,9	0.01
dif1_solar	Type 2	2	-24,6	0.01	dif1_veloc	Type 2	2	-27,5	0.01	dif1_preci	Type 2	2	-26,3	0.01	dif1_soldur	Type 2	2	-24,4	0.01
dif1_solar	Type 2	3	-21,7	0.01	dif1_veloc	Type 2	3	-23,7	0.01	dif1_preci	Type 2	3	-23,6	0.01	dif1_soldur	Type 2	3	-21,5	0.01
dif1_solar	Type 2	4	-19,9	0.01	dif1_veloc	Type 2	4	-21,2	0.01	dif1_preci	Type 2	4	-21,6	0.01	dif1_soldur	Type 2	4	-19,8	0.01
dif1_solar	Type 2	5	-18,4	0.01	dif1_veloc	Type 2	5	-19,9	0.01	dif1_preci	Type 2	5	-19,5	0.01	dif1_soldur	Type 2	5	-18,5	0.01
dif1_solar	Type 2	6	-16,7	0.01	dif1_veloc	Type 2	6	-18,4	0.01	dif1_preci	Type 2	6	-18,2	0.01	dif1_soldur	Type 2	6	-16,9	0.01
dif1_solar	Type 3	0	-39,3	0.01	dif1_veloc	Type 3	0	-40	0.01	dif1_preci	Type 3	0	-51,7	0.01	dif1_soldur	Type 3	0	-39,2	0.01
dif1_solar	Type 3	1	-29,8	0.01	dif1_veloc	Type 3	1	-31,1	0.01	dif1_preci	Type 3	1	-32,9	0.01	dif1_soldur	Type 3	1	-29,9	0.01
dif1_solar	Type 3	2	-24,6	0.01	dif1_veloc	Type 3	2	-27,5	0.01	dif1_preci	Type 3	2	-26,3	0.01	dif1_soldur	Type 3	2	-24,4	0.01
dif1_solar	Type 3	3	-21,7	0.01	dif1_veloc	Type 3	3	-23,7	0.01	dif1_preci	Type 3	3	-23,6	0.01	dif1_soldur	Type 3	3	-21,4	0.01
dif1_solar	Type 3	4	-19,8	0.01	dif1_veloc	Type 3	4	-21,2	0.01	dif1_preci	Type 3	4	-21,6	0.01	dif1_soldur	Type 3	4	-19,8	0.01
dif1_solar	Type 3	5	-18,4	0.01	dif1_veloc	Type 3	5	-19,9	0.01	dif1_preci	Type 3	5	-19,5	0.01	dif1_soldur	Type 3	5	-18,5	0.01
dif1_solar	Type 3	6	-16,7	0.01	dif1_veloc	Type 3	6	-18,4	0.01	dif1_preci	Type 3	6	-18,2	0.01	dif1_soldur	Type 3	6	-16,9	0.01