

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**TRATAMENTO DE DADOS METEOROLÓGICOS E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE
USINAS FOTOVOLTAICAS BRASILEIRAS**

por

PRISCILA SILVA SANTOS

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, novembro de 2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

TRATAMENTO DE DADOS METEOROLÓGICOS E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE
USINAS FOTOVOLTAICAS BRASILEIRAS

por

PRISCILA SILVA SANTOS

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Fabiano Perin Gasparin

Banca examinadora:

Prof. Dr. Alexandre José Bühler – IFRS

Prof. Dr. Fernando Schuck de Oliveira – LABSOL/UFRGS

Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC/UFRGS

Porto Alegre, novembro de 2021

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus avós maternos, minha inspiração de vida, que muito contribuíram na minha educação e na formação do meu caráter. Sobretudo, me ensinaram a valorizar cada pequena conquista, cada momento de genuína felicidade e principalmente me incentivaram a dar o meu melhor em tudo que faço.

Aos meus irmãos, Ana Caroline, Brenda e Wellington, toda minha gratidão por inebriarem minha vida de um amor fraterno sem igual. O apoio que me deram foi fundamental para que eu alcançasse essa grande conquista.

Agradeço aos meus familiares, em especial a minha mãe, por ser em minha vida um exemplo de força, superação e persistência.

Agradeço ao Professor Fabiano Gasparin por toda sua solicitude, colaboração e suporte dispendidos na elaboração deste trabalho.

Agradeço ao meu melhor amigo e companheiro Augusto, por acreditar no meu potencial, não me deixando desistir nos momentos difíceis e por estar ao meu lado para o que fosse preciso. Seu valor em minha vida vai muito além do que as palavras podem expressar.

Agradeço também a Casa Estudantil Universitária de Porto Alegre e a Casa do Estudante Universitário da UFRGS, meus lares durante a graduação e que me propiciaram a permanência na universidade.

Agradeço aos meus amigos e colegas de curso, que com seu bom humor deixaram essa jornada mais leve e prazerosa, tornando-a memorável.

E por fim, agradeço pela oportunidade de estudar em uma universidade pública e referência em ensino de qualidade.

SANTOS, P.S. **Tratamento de dados meteorológicos e análise de desempenho de usinas fotovoltaicas brasileiras.** 2021. 24 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo realizar o tratamento de dados meteorológicos e analisar o desempenho de sete usinas fotovoltaicas pertencentes aos subsistemas Nordeste e Sudeste – Centro-Oeste, monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A metodologia empregada para avaliação do desempenho se dá através da obtenção de alguns indicadores, como por exemplo, produtividade fotovoltaica específica, fator de capacidade e taxa de desempenho. Este estudo também apresenta o comportamento da irradiação solar, temperatura do ar, velocidade do vento, pressão atmosférica e umidade relativa do ar, a fim de estabelecer o impacto das variáveis meteorológicas na geração de energia, o qual é investigado por meio de estudos de correlação. Nesse contexto, é realizada uma comparação entre o desempenho das usinas solares fotovoltaicas brasileiras com usinas de outros países sob diferentes condições climáticas. Os resultados da análise de correlação mostram que a radiação apresenta uma correlação moderada/forte com a temperatura e com a geração. Além disso, a geração apresentou uma correlação negativa moderada com a umidade do ar, e correlações fracas com pressão atmosférica e velocidade do vento. Os resultados obtidos na análise de desempenho mostram que a produtividade específica total para as sete usinas variou entre 1562 MWh/MWp e 2116 MWh/MWp em 2019 e entre 1360 MWh/MWp e 2027 MWh/MWp em 2020. A taxa de desempenho média em 2019 variou de 0,63 a 0,76 para o grupo das sete usinas estudadas, enquanto em 2020 a taxa de desempenho média variou de 0,49 a 0,74. Já o fator de capacidade médio para as sete usinas variou entre 20,3% e 28,6% em 2019 e entre 19,3% e 27,7% em 2020. Por fim, os resultados das figuras de mérito obtidos indicam que as usinas avaliadas estão operando dentro de sua expectativa, com exceção do conjunto Nova Olinda, no Piauí, que registrou um baixo desempenho. Por outro lado, o Conjunto Pirapora, em Minas Geras, apresentou o melhor desempenho dentre todas as usinas, para os dois anos avaliados no estudo.

PALAVRAS-CHAVE: Energia solar fotovoltaica, índices de mérito, Geração solar centralizada, Dados meteorológicos, Correlação.

SANTOS, P.S. **Treatment of meteorological data and performance analysis of Brazilian photovoltaic plants**. 2021. 24 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

ABSTRACT

The present work aims to perform the treatment of meteorological data and analyze the performance of seven photovoltaic solar power plants belonging to the Northeast and Central-West subsystems, monitored by the National System Operator (ONS). The methodology used for performance evaluation is done by obtaining indicators, such as specific photovoltaic yield, capacity factor and performance ratio. This study also presents the behavior of solar irradiation, air temperature, wind speed, atmospheric pressure and relative air humidity, in order to establish the impact of meteorological variables on energy production, which is investigated through studies of correlation. In this context, a comparison is made between the performance of Brazilian photovoltaic solar plants with plants from other countries under different climatic conditions. The results of the correlation analysis show that radiation has a moderate/strong correlation with temperature and energy production. Furthermore, the energy production showed a moderate negative correlation with air humidity, and weak correlations with atmospheric pressure and wind speed. The results obtained in the performance analysis show that the average specific productivity for the seven plants ranged between 1562 MWh/MWp and 2116 MWh/MWp in 2019 and between 1360 MWh/MWp and 2027 MWh/MWp in 2020. The average performance ratio in 2019 ranged from 0.63 to 0.76 for the group of seven plants studied, while in 2020 the average performance ratio ranged from 0.49 to 0.74. The average capacity factor for the seven plants ranged between 20.3% and 28.6% in 2019 and between 19.3% and 27.7% in 2020. The results for the analyzed performance indexes indicate that the plants evaluated are operating within their expectations, with exception of Nova Olinda, in Piauí, which registered a low performance. On the other hand, Pirapora, in Minas Gerais, showed the best performance among all the plants, for the two years evaluated in this study.

KEYWORDS: photovoltaic solar energy, performance parameters, centralized solar generation, meteorological data.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	PANORAMA DOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS NO MERCADO REGULADO	2
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	6
3.1	Parâmetros de desempenho	6
3.1.1	Produtividade específica.....	6
3.1.2	Produtividade de referência.....	7
3.1.3	Taxa de desempenho do sistema (<i>Performance Ratio</i>)	7
3.1.4	Fator de capacidade	7
3.2	Efeitos da irradiância e da temperatura nos módulos fotovoltaicos	7
3.3	Estatística Descritiva	8
4	METODOLOGIA DESENVOLVIDA	9
4.1	Escolha das usinas fotovoltaicas	9
4.2	Tratamento e análise de dados meteorológicos	10
5	RESULTADOS	11
5.1	Correlação entre as variáveis meteorológicas e a geração de energia.....	11
5.2	Avaliação do desempenho das usinas fotovoltaicas	15
5.3	Desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes localidades.....	21
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	22
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	23

1 INTRODUÇÃO

O Brasil tem um grande potencial para geração fotovoltaica de energia elétrica, fato que pode ser verificado com uma análise do Atlas Brasileiro de Energia Solar, que apresenta a disponibilidade de radiação solar no território brasileiro. A expansão da capacidade fotovoltaica está iniciando e ainda é relativamente pequena se comparada com outras fontes de energia. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) para o ano de 2020, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a energia solar representou apenas 0,32% da oferta interna de energia, a qual mensura o total de energia disponibilizada no país.

Entretanto, a tecnologia fotovoltaica torna-se cada vez mais competitiva, tanto pelo seu custo decrescente, quanto pelo custo crescente das demais formas de produção de energia, inclusive em função de fatores que anteriormente eram ignorados, como a questão dos impactos ambientais (PINHO; GALDINO, 2014). Este fato é corroborado ao verificar-se o rápido aumento na capacidade global instalada de sistemas fotovoltaicos, de aproximadamente 1,3 GW em 2000, para aproximadamente 139 GW ao final de 2013 (ADARAMOLA, 2015), e aproximadamente 415 GW em 2020 (IEA, 2020).

Em âmbito nacional, com o aumento das demandas energéticas e busca por novas alternativas de diversificação da matriz elétrica brasileira, a conversão fotovoltaica vem ganhando cada vez mais espaço e importância no setor elétrico (SOUZA e CAVALCANTE, 2017). Segundo o Ministério de Minas e Energia (2021), o Brasil possuía, em setembro de 2021, 10,9 GW de capacidade instalada de geração solar fotovoltaica, sendo 3,8 GW de geração centralizada e 7,1 GW de geração distribuída, totalizando um aumento de 58% na capacidade instalada em comparação com setembro de 2020. Além disso, a energia solar fotovoltaica foi, por uma ampla margem, a fonte com o maior aumento percentual na capacidade instalada, comprovando o rápido crescimento na utilização dessa fonte, seja a partir da construção de novas usinas de médio e grande porte, seja na implantação de novos projetos de geração distribuída junto às unidades consumidoras da rede de distribuição.

Diferente das fontes convencionais de energia utilizadas, a energia solar é temporalmente intermitente e apresenta uma variabilidade espacial elevada em razão de sua forte relação com condições climáticas locais e fatores astronômicos associados aos movimentos orbital e de rotação da terra (PEREIRA et al., 2017). Dessa forma, analisar o desempenho de um sistema fotovoltaico é uma forma de avaliar o potencial de produção de energia fotovoltaica em uma determinada região, fornecendo informações úteis para indivíduos ou organizações interessados em investir em novos empreendimentos fotovoltaicos.

Dado o cenário de avanço tecnológico e massificação de uso dessa fonte, diversos estudos se propõem a realizar a análise de desempenho para estes sistemas, investigando desde a influência de parâmetros meteorológicos no desempenho, até a degradação na eficiência dos mesmos. A partir da análise desses parâmetros, é possível detectar vestígios de problemas operacionais, fazer comparação entre sistemas com tecnologias distintas e diferentes localizações (IEA, 2017).

Ziane et al., 2021, desenvolveram uma análise de desempenho e um modelo de previsão da potência de saída de uma usina fotovoltaica de 6 MW formada por 24552 módulos, localizada no deserto de Adrar, Argélia, com o objetivo de avaliar a influência das variáveis meteorológicas na geração de energia. As variáveis meteorológicas, tais como temperatura, umidade, irradiância, pressão atmosférica e velocidade do vento, foram coletadas para o período de fevereiro de 2017 a janeiro de 2018, e o seu impacto sobre a usina foi investigado por meio de um estudo de interdependência e correlação com os parâmetros de desempenho, como taxa de desempenho, fator de capacidade e eficiência do sistema. Foram obtidas correlações altas entre as variáveis meteorológicas, especialmente irradiância e temperatura, com os parâmetros de desempenho.

Zuhaib et al., 2020, realizaram uma análise de desempenho de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede com uma potência instalada de 3 MW, localizada no norte da Índia. A partir da aquisição de dados da energia gerada pela usina, o estudo avaliou indicadores de desempenho tais como taxa de desempenho, fator de capacidade, produtividade e perdas do sistema. Os valores de taxa de desempenho e fator de capacidade obtidos foram de 80% e 16,35%, respectivamente. Adicionalmente, o estudo concluiu que, dentre os parâmetros meteorológicos avaliados, a temperatura ambiente foi o parâmetro que mais afetou a eficiência do sistema fotovoltaico, sendo que, um aumento de 1°C na temperatura ambiente, provocou uma queda de 0,13% na eficiência do sistema fotovoltaico.

Kymakis et al., 2009, realizaram uma análise de desempenho de um parque fotovoltaico localizado na cidade de Sitia, na ilha grega de Creta, o qual tem uma potência instalada de 171,36 kW. Dados de irradiação solar no plano dos módulos, temperatura ambiente, temperatura dos módulos, potência de saída em corrente contínua (CC) e potência de saída em corrente alternada (CA) foram medidos a cada 10 minutos, ao longo de todo o ano de 2007. A partir dos dados obtidos, calculou-se a taxa de desempenho e o fator de capacidade, sendo que, os valores médios anuais obtidos foram de 67,36% e 15,26%, respectivamente.

AlSkaif et al., 2020, realizaram uma análise de correlação e interdependência entre 9 variáveis meteorológicas, a fim de identificar as variáveis mais importantes a serem utilizadas na construção de um modelo de regressão para previsão da potência fotovoltaica. As variáveis consideradas no estudo foram: temperatura ambiente, ponto de orvalho, umidade relativa, visibilidade, pressão atmosférica, velocidade do vento, nebulosidade, direção do vento e precipitação. A análise mostrou que a temperatura e a pressão atmosférica estão correlacionadas negativamente, o que faz sentido, visto que a pressão diminui com o aumento da temperatura. Além disso, a velocidade do vento está correlacionada negativamente com a pressão atmosférica e com a umidade relativa (ou seja, quando a velocidade do vento é alta, pressão e umidade relativa são baixas).

Han et al, 2019, apresentaram um modelo de previsão da geração fotovoltaica e eólica, utilizando uma análise de correlação para avaliar a importância das variáveis meteorológicas na potência de saída. As variáveis consideradas no estudo, para a realização do modelo de previsão da potência fotovoltaica, foram: temperatura, velocidade do vento, direção do vento, nebulosidade, radiação de ondas curtas, radiação de ondas longas, pressão atmosférica, precipitação e umidade. De acordo com a análise, a pressão e a umidade apresentaram uma correlação negativa significativa com a potência fotovoltaica, enquanto a temperatura e a radiação de ondas curtas apresentaram uma correlação positiva significativa, de modo que estas variáveis meteorológicas foram selecionadas para a realização do modelo de previsão da geração fotovoltaica.

Taghezouit et al, 2020, apresentaram uma metodologia para monitorar o desempenho de sistemas fotovoltaicos e detectar possíveis anomalias no sistema. A metodologia foi aplicada em um sistema de 9,54 kWp composto por 90 módulos, instalado na Argélia. Em uma das etapas da metodologia, realizou-se uma matriz de correlação entre a temperatura ambiente, temperatura dos módulos, irradiação e variáveis elétricas (corrente CA e CC, tensão CA e CC, e potência CA e CC). A matriz de correlação mostrou que a tensão CA teve uma correlação negativa com as demais variáveis, comprovando que com o aumento da temperatura do módulo, reduz-se a tensão. Entretanto, a potência CA teve uma correlação positiva com a temperatura do módulo, pelo fato da irradiação influenciar nestas variáveis, ou seja, em geral, com o aumento da irradiação, a potência CA e a temperatura do módulo também aumentam, de modo a resultar em uma correlação positiva entre estas variáveis.

Com a crescente utilização dos sistemas fotovoltaicos para a produção de energia em todo território nacional, este estudo tem como objetivo realizar o tratamento de dados meteorológicos e analisar o desempenho de um grupo de usinas solares fotovoltaicas, pertencentes aos subsistemas Nordeste e Centro Oeste/Sudeste, abrangendo um período de análise de 2 anos. Para tal, é realizado o tratamento de dados meteorológicos para algumas usinas, de modo a investigar a sua influência nos principais indicadores de produtividade. O resultado desse estudo busca confirmar se as usinas em questão estão funcionando conforme esperado e se o seu desempenho atende ou não às expectativas. Para tal, serão utilizados os chamados índices de mérito, que mostram e comprovam o desempenho desses sistemas.

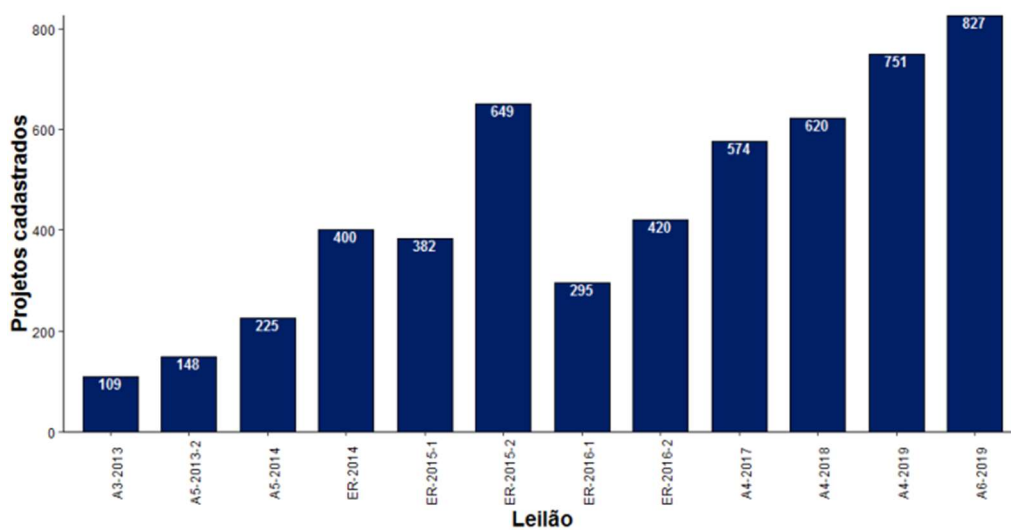
2 PANORAMA DOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS NO MERCADO REGULADO

As usinas de grande porte, tipicamente instaladas em solo sobre estruturas metálicas inclinadas fixas, ou com seguimento da trajetória aparente do sol em um eixo, tem um grande potencial de aplicação no Brasil. A partir de leilões específicos de energia fotovoltaica promovidos pelo Governo Federal a partir de 2014, usinas de grande porte vêm sendo contratadas em lotes que ultrapassam 1 GWp de potência por leilão. Diferentemente da geração distribuída, que vem se espalhando por todas as regiões do Brasil, a geração solar fotovoltaica centralizada tem se concentrado nas áreas mais ensolaradas do país, onde além da disponibilidade do recurso solar, também o custo da terra é avaliado.

Nesta seção, é apresentado um panorama tanto das características técnicas quanto do investimento relativo aos empreendimentos fotovoltaicos nos leilões de energia do mercado regulado, destacando-se as tendências verificadas nos projetos mais recentes. Tal panorama é embasado em estudos desenvolvidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A fonte solar fotovoltaica participa dos leilões de energia no mercado regulado desde 2013, com contratações a partir de 2014. Nesse período, tem havido um crescimento na quantidade de empreendimentos cadastrados e uma constante evolução tecnológica nos projetos, bem como uma queda nos custos de investimento reportados e nos preços de venda de energia. Para o leilão mais recente (A-6/2019), foram cadastrados e analisados pela EPE 827 projetos, totalizando cerca de 30 GW de potência CA (EPE, 2018). Na Figura 2.1 é possível verificar uma tendência de crescimento no número de empreendimentos cadastrados.

Figura 2.1 - Histórico de projetos cadastrados nos leilões



Fonte: EPE, 2018

Como pode ser visualizado na Figura 2.1, verifica-se que em 2016 houve uma queda significativa no número de empreendimentos fotovoltaicos cadastrados. Tal fato tem influência direta com o início do requisito de medições solarimétricas. Desde 2016, são exigidas medições solarimétricas in-situ do recurso solar por um mínimo de 12 meses consecutivos no local do empreendimento, conforme Art. 6º, II da Portaria MME nº 102/2016. Essa exigência objetivou aumentar a confiabilidade dos dados solarimétricos utilizados no cálculo da produção de energia certificada, sendo esperado que o uso das medições implicasse na redução das incertezas globais dos projetos. Cabe ressaltar que o local do empreendimento é definido a partir de um raio de 10 km em torno da estação solarimétrica. No entanto, é perceptível que a quantidade de projetos cadastrados vem crescendo continuamente, com destaque para o ano de 2019, no qual foi registrado novo recorde de cadastramento de projetos fotovoltaicos, tanto em termos de potência quanto em quantidade de projetos. A Tabela 2.1 apresenta o total de projetos por UF nos leilões do ano de 2019.

De acordo com a Tabela 2.1, em 2019 a proporção de projetos cadastrados no subsistema Nordeste ficou entre 88% e 89% tanto da potência quanto da quantidade de total de projetos, valor superior ao dos anos anteriores. O ano voltou a apresentar também projetos na região Norte, mais especificamente no estado de Tocantins, que esteve ausente nos dois anos anteriores, embora esses representem menos de 2% dos projetos e menos de 1% da potência total cadastrada. O restante, como vem acontecendo historicamente, localiza-se no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, este ano sem a presença do estado de São Paulo, com projetos apenas em Minas Gerais e Mato Grosso do Sul.

Tabela 2.1 - Quantitativo de projetos por UF nos leilões de 2019.

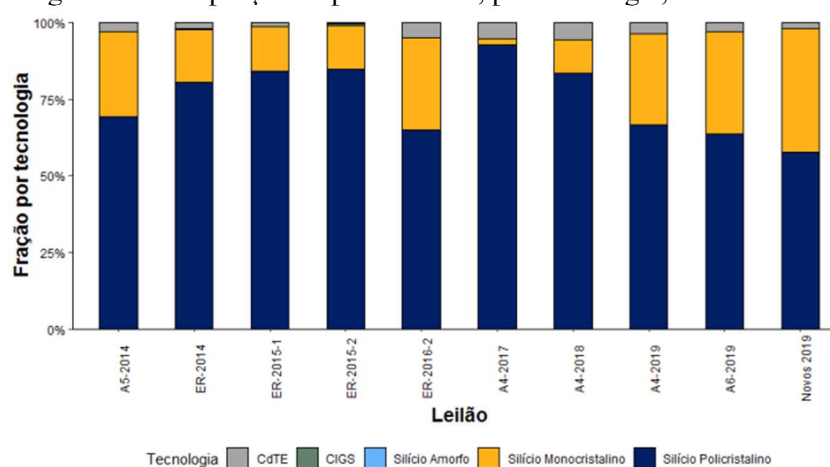
Estados	A-4/2019		A-6/2019	
	Projetos	Potência (CA) MW	Projetos	Potência (CA) MW
Alagoas	9	300	9	300
Bahia	193	6109	218	6946
Ceará	82	3165	85	3196
Mato Grosso do Sul	8	450	8	450
Minas Gerais	62	2458	63	2527
Paraíba	25	739	24	727
Pernambuco	57	1993	72	2712
Piauí	178	6185	202	6895
Rio Grande do Norte	124	4628	129	5202
Sergipe	-	-	2	600
Tocantins	13	225	13	225
Total	751	26252	825	29780

Fonte: EPE, 2018

Os empreendimentos cadastrados passam por um processo de análise e habilitação técnica, que abrange diversos aspectos do projeto e da documentação recebida pela EPE, com o objetivo de selecionar aqueles que demonstram, basicamente, sua viabilidade técnica e capacidade de entregar o montante de energia a ser contratado. Para o leilão A-4/2019, a EPE habilitou tecnicamente 77% dos empreendimentos fotovoltaicos cadastrados, totalizando 580 projetos, enquanto para o leilão A-6/2019 a proporção foi um pouco superior, próxima a 83%, representando 685 empreendimentos habilitados.

Com relação à tecnologia do módulo fotovoltaico, os projetos habilitados em 2019 compreendem uma pequena fração de projetos utilizando Telureto de Cádmio (CdTe), e tem havido oscilação entre as tecnologias de silício monocristalino e policristalino.

Figura 2.2 - Proporção da potência CC, por tecnologia, a cada leilão.

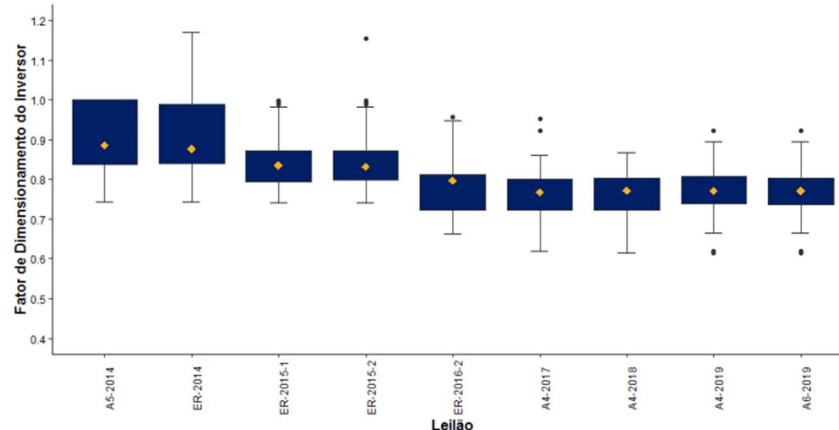


Fonte: EPE, 2018

Conforme a Figura 2.2, após um pico de proporção de habilitados em 2017, os módulos policristalinos voltaram a perder espaço para os monocristalinos, que no leilão A6/2019 compuseram 1/3 da potência CC habilitada, e considerando apenas os projetos novos apresentados em 2019, essa fração é de 40%.

O dimensionamento dos projetos também sofreu variações, sendo tendência a utilização de inversores menores em relação à potência CC, levando à redução do Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI), conforme apresentado na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Fator de Dimensionamento de Inversor para cada leilão



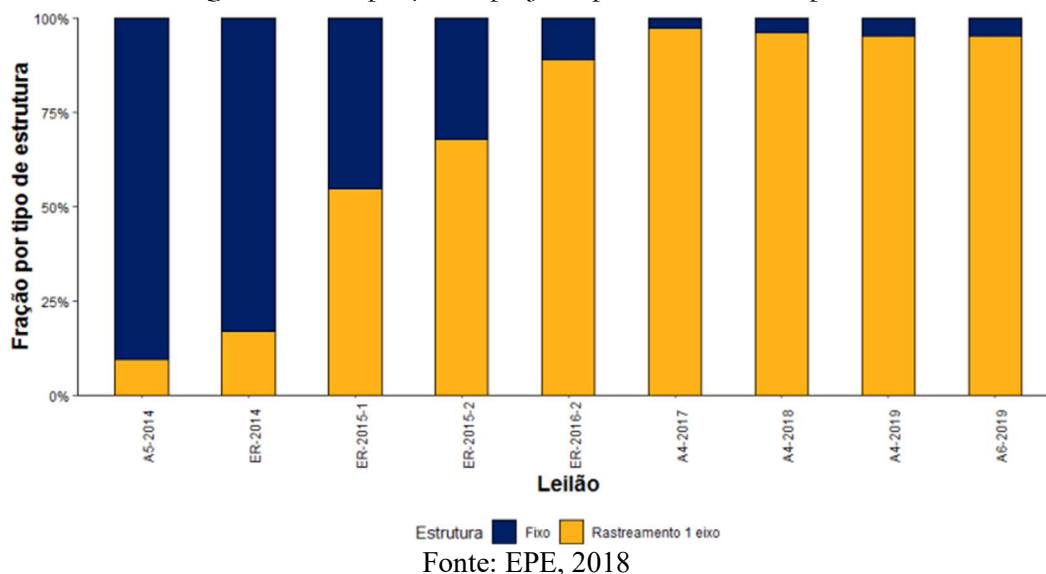
Fonte: EPE, 2018

Como pode ser visualizado na Figura 2.3, em 2019, verifica-se um pequeno incremento em relação aos anos anteriores, em especial nos valores extremos, com a mediana mantendo-se em um nível similar. Uma provável causa para a intensificação dessa prática foi a queda dos custos dos módulos fotovoltaicos em proporção maior do que a dos demais equipamentos.

Com relação a estrutura de suporte dos módulos solares fotovoltaicos, as usinas fotovoltaicas centralizadas de grande porte apresentam duas configurações típicas: sistemas fixos, com os arranjos de módulos orientados ao norte verdadeiro e tipicamente inclinados entre 10 e 20 graus, e sistemas com seguimento da trajetória aparente do sol, em um ou mais eixos. Os sistemas com seguimento em dois eixos são mais complexos e de custo mais elevado, sendo pouco utilizados no Brasil.

A Figura 2.4 apresenta a proporção de projetos por estrutura de suporte, que se iniciou com predominância de sistemas de estrutura fixa.

Figura 2.4 - Proporção de projetos por estrutura de suporte



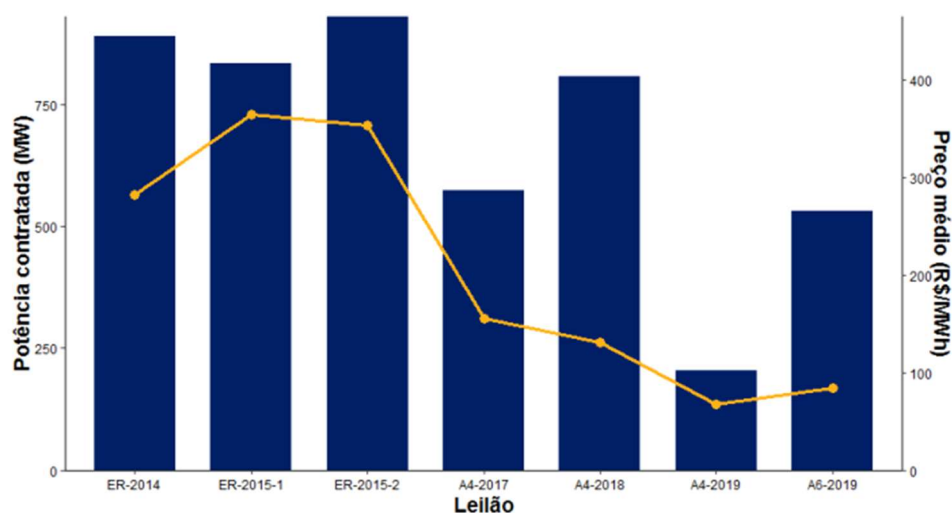
Fonte: EPE, 2018

Como pode ser visualizado na Figura 2.4, o uso de rastreamento de um eixo manteve-se como a escolha predominante dos projetistas nos leilões de 2019, com participações similares e superior a 95%

desde o ano de 2017. Cabe ressaltar que o uso de rastreamento de um eixo tem contribuído para atingir fatores de capacidade mais elevados, com produção de energia mais uniforme ao longo do dia.

A energia proveniente de empreendimentos fotovoltaicos foi contratada em sete leilões entre os anos de 2014 e 2019, com redução significativa nos preços de venda nesses cinco anos. No 1º leilão de reserva de 2015, o preço médio de venda chegou a US\$128,26/MWh, enquanto nos dois leilões ocorridos em 2019 os preços foram de US\$18,06/MWh no leilão A-4 e US\$20,53/MWh no leilão A-6, conforme apresentado na Figura 2.5, na qual as barras azuis representam a potência contratada, e a linha amarela o preço médio por certame.

Figura 2.5 – Potência contratada e preço médio por leilão



Fonte: EPE, 2018

Importante ressaltar que nos dois leilões de 2019 os empreendimentos vencedores optaram por vender apenas parte de sua garantia física para o mercado regulado, destinando uma parcela da produção ao ambiente de contratação livre. Assim, o valor real recebido pela energia do empreendimento, sendo a média ponderada dos contratos por ele firmados, será provavelmente superior ao preço de venda dos leilões.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Parâmetros de desempenho

A análise do desempenho das usinas fotovoltaicas é feita a partir do cálculo de parâmetros de desempenho, os quais permitem comparar o desempenho de sistemas com diferentes configurações e em diferentes localidades. O cálculo destes parâmetros é realizado de acordo com a norma IEC 61724, a qual tem por objetivo apresentar equipamentos, métodos e terminologia para monitorar e avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. As seções seguintes apresentam os parâmetros utilizados no presente estudo.

3.1.1 Produtividade específica

A produtividade específica (Y_f) é a relação entre a energia de saída de todo sistema fotovoltaico (CA), para um determinado intervalo de tempo, e a potência nominal instalada e é calculada, em kWh/kWp, através da Equação 3.1.

$$Y_f = \frac{E_{saída}}{P_{FV}} \quad (3.1)$$

Sendo $E_{saída}$ a energia de saída em kWh e P_{FV} a potência nominal instalada em kWp.

3.1.2 Produtividade de referência

A produtividade de referência (Y_r) pode ser calculada pela divisão entre a irradiância global no plano do gerador e a irradiância padrão de referência para a qual a potência nominal do sistema é determinada, ou seja, 1000 W/m². A produtividade de referência é calculada através da Equação 3.2.

$$Y_r = \frac{H_i}{G_{i,ref}} \quad (3.2)$$

sendo H_i a irradiação global no plano do gerador em Wh/m² e $G_{i,ref}$ a irradiância padrão de referência, que assume um valor de 1000 W/m².

A produtividade de referência representa um número equivalente de horas na irradiância padrão de referência. Por exemplo, se a irradiância global H_i for medida em um dia, então Y_r é o número equivalente de horas de sol pleno por dia, isto é, com uma irradiância padrão de referência.

3.1.3 Taxa de desempenho do sistema (*Performance Ratio*)

A taxa de desempenho (PR) é calculada pela razão entre a produtividade específica (Y_f) e a produtividade de referência (Y_r) e é calculada pela Equação 3.3.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.3)$$

A taxa de desempenho é o parâmetro mais importante para avaliar a eficiência de um sistema fotovoltaico, sendo que, quanto mais próximo de 1 (ou 100%), mais eficaz é o sistema fotovoltaico. Entretanto, para longos intervalos de tempo, um valor de 100% nunca será alcançável na realidade, pois durante a operação do sistema fotovoltaico ocorrem perdas inevitáveis (Narimatu et al., 2018).

3.1.4 Fator de capacidade

O fator de capacidade (FC) é uma forma de determinar a energia efetivamente entregue pelo sistema fotovoltaico e é definido como sendo a razão entre a energia gerada em um determinado período (geralmente anual) e a energia teórica que poderia ser gerada pela potência nominal instalada no mesmo período. O fator de capacidade anual é calculado pela Equação 3.4.

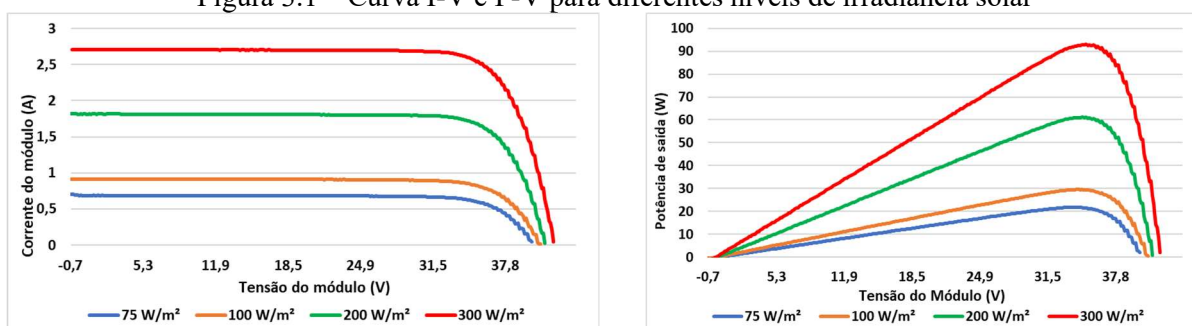
$$FC = \frac{E_{saída}}{P_{PV} * 365 \text{ dias} * 24 \text{ horas}} \% \quad (3.4)$$

Em outras palavras, o fator de capacidade mede a geração verificada de um sistema comparada com uma geração teórica máxima que o sistema poderia gerar caso não houvesse interrupções (Pedraza, 2019).

3.2 Efeitos da irradiância e da temperatura nos módulos fotovoltaicos

A intensidade da irradiância no plano dos módulos e a temperatura dos módulos afetam os parâmetros elétricos das células fotovoltaicas e, por consequência, a produção de energia elétrica. A Figura 3.1 apresenta as curvas I-V e P-V para um dado módulo operando a temperatura fixa de 25°C para diferentes níveis de irradiância. Como pode ser visualizado na Figura 3.1, o aumento da intensidade da irradiância provoca um aumento na corrente do módulo, e, conseqüentemente, um aumento na potência de saída do módulo.

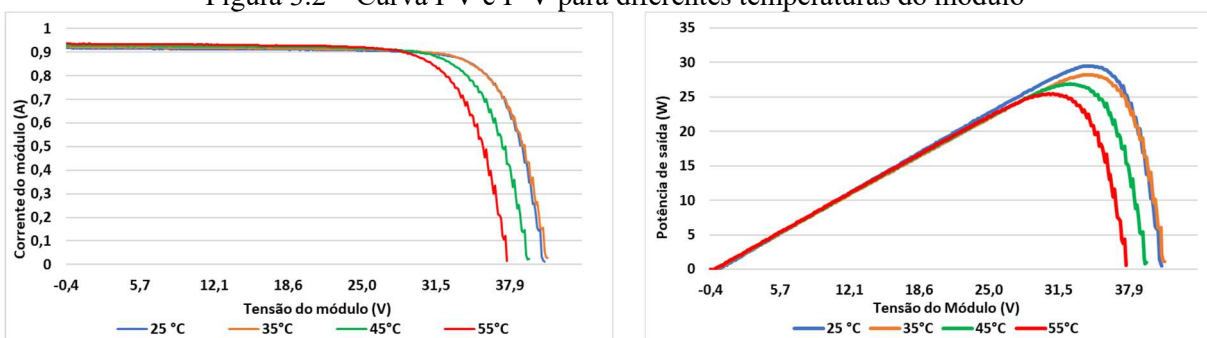
Figura 3.1 – Curva I-V e P-V para diferentes níveis de irradiância solar



Fonte: Autora

Por sua vez, a Figura 3.2 apresenta as curvas I-V e P-V para um dado módulo operando com uma intensidade de irradiância fixa de 100 W/m², para diferentes temperaturas. Como pode ser visualizado na Figura 3.2, o aumento da temperatura provoca uma redução na tensão do módulo e uma pequena elevação na corrente, e, conseqüentemente, reduz a potência de saída do módulo.

Figura 3.2 – Curva I-V e P-V para diferentes temperaturas do módulo



Fonte: Autora

3.3 Estatística Descritiva

A estatística descritiva consiste em um conjunto de técnicas que tem como objetivo descrever, analisar e interpretar as informações de um conjunto de dados. Mais especificamente, esse ramo da estatística sintetiza as características principais observadas em um conjunto de dados por meio de tabelas, gráficos e medidas, permitindo uma melhor compreensão do comportamento dos dados.

A estatística descritiva é subdividida em univariada, para estudar uma única variável, bivariada, para estudar duas variáveis, ou multivariada, para estudar mais de duas variáveis. O presente trabalho faz uso da estatística bivariada, com o objetivo de analisar a relação entre as variáveis meteorológicas e a geração de energia das usinas solares fotovoltaicas, as quais são variáveis quantitativas, ou seja, variáveis que assumem valores numéricos.

Uma maneira de avaliar a relação entre duas variáveis quantitativas é por meio da análise de correlação, cujo objetivo é medir a intensidade de relação entre variáveis. Isto pode ser feito utilizando tabelas de distribuições de frequências, representações gráficas, além de medidas de correlação, como covariância e o coeficiente de correlação de Pearson.

O coeficiente de correlação de Pearson (ρ) é uma medida da variância compartilhada entre duas variáveis, e pode assumir valores entre -1 e 1. Por meio do sinal desse coeficiente, é possível verificar o tipo de relação entre as duas variáveis analisadas, sendo que, quanto mais próximo dos valores limite, mais forte é a correlação entre elas. De forma resumida:

- Se ρ for positivo, existe uma relação proporcional entre as variáveis; se $\rho = 1$, tem-se uma correlação linear positiva perfeita, ou seja, uma equação linear descreve a relação entre as duas variáveis perfeitamente, com todos os pontos dos dados situados em uma linha.

- Se ρ for negativo, existe uma relação inversamente proporcional entre as variáveis; se $\rho = -1$, tem-se uma correlação linear negativa perfeita, idem à correlação linear positiva perfeita, entretanto, se uma variável aumenta, a outra necessariamente diminui.
- Se $\rho = 0$, não existe dependência linear entre as variáveis.

De maneira geral, valores menores que 0,5 sugerem uma relação fraca entre as variáveis, de 0,5 a 0,7 uma relação moderada, e maiores que 0,7 uma relação forte.

O coeficiente de correlação de Pearson (ρ) é calculado como a razão entre a covariância (medida da variação conjunta) de duas variáveis e o produto dos desvios-padrão de cada uma delas. Após algumas manipulações, o coeficiente de correlação de Pearson (ρ) pode ser calculado pela Equação 3.5.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) * (Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}} \quad (3.5)$$

onde X_i é o valor da primeira variável para o indivíduo i de uma base de dados, Y_i é o valor da segunda variável para o indivíduo i da base de dados, \bar{X} é a média da primeira variável para todos os indivíduos e \bar{Y} é a média da segunda variável para todos os indivíduos.

Com relação à análise da correlação, existem quatro possibilidades para interpretar a existência de correlação significativa entre duas variáveis x e y :

- $y = f(x)$: mudanças em x causam mudanças em y ;
- $x = f(y)$: mudanças em y causam mudanças em x ;
- $x = f(z)$ e $y = g(z)$: mudanças em outras variáveis causam mudanças tanto em x quanto em y ;
- Apenas coincidência.

4 METODOLOGIA DESENVOLVIDA

4.1 Escolha das usinas fotovoltaicas

A Tabela 4.1 apresenta as usinas ou conjunto de usinas monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), com sua respectiva potência instalada e ponto de conexão. Conforme a Tabela 4.1, o subsistema Nordeste possui uma potência nominal instalada de 1907,2 MW e o subsistema Sudeste de 829,12 MW, totalizando 2736,37 MW de potência nominal no Sistema Interligado Nacional (SIN) no ano de 2020.

A metodologia adotada neste estudo consiste na obtenção de dados operacionais de sete conjuntos fotovoltaicos, sendo eles: Sertão Solar Barreiras, Calcário, Rio Alto, Nova Olinda, Assú, Guaimbê e Pirapora. Tais dados foram coletados nos boletins de geração disponibilizados gratuitamente pelo ONS. Assim, os dados são conhecidos por usina, ponto de conexão, estado, subsistema e SIN, conforme mostra a tabela 4.1. As análises são realizadas para o ano de 2019 e 2020, com exceção do conjunto Sertão Solar Barreiras, para o qual é analisado apenas o ano de 2020, pelo fato do mesmo ter iniciado sua operação apenas em novembro de 2019.

A análise de desempenho é realizada para usinas que operam na modalidade conjunto, ou seja, são usinas que totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN ou em um ponto de conexão compartilhado (EPE). A referida análise se dá através do cálculo dos parâmetros de desempenho, mais especificamente, a produtividade específica, o fator de capacidade e a taxa global de desempenho. Ademais, a partir de pesquisa bibliográfica é possível realizar análises comparativas entre usinas brasileiras e usinas de outras localidades do mundo.

Tabela 4.1: Usinas fotovoltaicas monitoradas pelo ONS.

Estado	Ponto de conexão com rede básica	Usina/Conjunto	Estrutura	Potência instalada (MW)	Início da operação
BA	Bom Jesus da Lapa -230 KV	Lapa	Rast. 1 eixo	60	18/05/2017
BA	Barreira - 69 kV	Sertão Solar	Rast. 1 eixo	94,64	01/11/2019
BA	Bom Jesus da Lapa -69 KV	BJL	Rast. 1 eixo	40	12/05/2018
BA	Bom Jesus da Lapa -69 KV	Bom Jesus	Rast. 1 eixo	60	18/04/2017
BA	Bom Jesus da Lapa -69 KV	São Pedro	Rast. 1 eixo	54	08/11/2018
BA	Juazeiro II - 230 kV	Juazeiro Solar	Rast. 1 eixo	120	12/12/2018
BA	Tabocas-230 KV	Horizonte	Rast. 1 eixo	77,4	01/03/2018
BA	Tabocas-230 KV	Ituverava	Rast. 1 eixo	196	03/06/2017
CE	Aquiraz II--69 KV	Sol do Futuro	Rast. 1 eixo	81	15/02/2019
CE	Quixerê -230 KV	Calcário	Rast. 1 eixo	132	28/11/2018
PB	Coremas-230 KV	Rio alto	Fixa	81	16/10/2018
PE	Tacarutu-230 KV	Tacarutu	Fixa	10	01/09/2015
PI	Gilbués II - 500 kV	São Gonçalo	Fixa	575,21	29/11/2019
PI	São João do Piauí - 500 kV	Nova Olinda	Rast. 1 eixo	210	01/12/2017
RN	Assú II - 138 kV	Assú	Rast. 1 eixo	30	23/12/2017
RN	Mossoró II - 230 kV	Floresta	Fixa	86	01/12/2017
MG	Paracatu 4 - 138 kV	Paracatu	Fixa	132	09/01/2019
MG	Pirapora 2 - 138 kV	Pirapora	Rast. 1 eixo	321	18/08/2017
SP	Água Vermelha - 138 kV	Boa Hora	Fixa	145,12	09/03/2019
SP	Dracena - 138 kV	Dracena	Rast. 1 eixo	81	06/07/2019
SP	Getulina - 138 kV	Guaimbê	Fixa	150	01/02/2018

Fonte: Autor, baseado nos dados obtidos em (ONS, 2021b)

4.2 Tratamento e análise de dados meteorológicos

Os dados meteorológicos coletados para a análise de correlação foram obtidos no portal do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Nesta página *WEB* é possível obter dados históricos horários de temperatura, radiação global, umidade relativa do ar, pressão atmosférica e velocidade do vento. Dessa forma, o tratamento de dados meteorológicos foi realizado considerando os sete conjuntos mencionados anteriormente. A localização geográfica das usinas e das estações meteorológicas pode ser visualizada no Tabela 4.2.

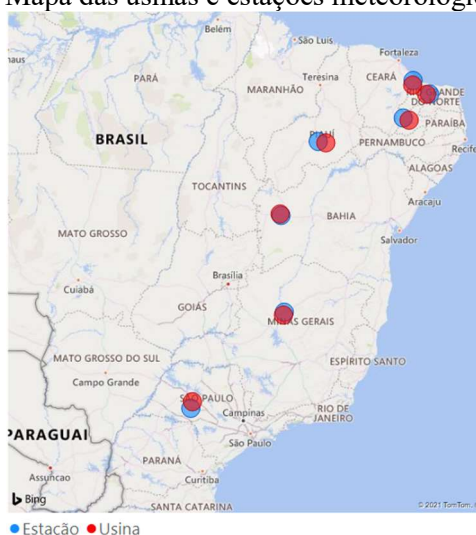
Tabela 4.2 – Usinas consideradas no tratamento de dados meteorológicos.

UF	Dados das usinas			Dados das estações meteorológicas		
	Usina/Conjunto	Latitude (°)	Longitude (°)	Estação	Latitude (°)	Longitude (°)
BA	Barreiras	-12,04	-45,07	Barreiras	-12,12	-45,02
SP	Guaimbê	-21,89	-49,88	Marília	-22,24	-49,97
MG	Pirapora	-17,408	-44,888	Pirapora	-17,26	-44,84
CE	Calcário	-5,04	-37,79	Jaguaruana	-4,79	-37,77
PI	Nova Olinda	-8,194	-42,56	Canto do Buriti	-8,12	-42,98
RN	Assú	-5,55	-37,03	Ipanguaçú	-5,53	-36,87
PB	Rio Alto	-6,96	-37,99	São Gonçalo	-6,84	-38,31

Fonte: o autor, baseado em dados obtidos em (INMET, 2021).

Conforme pode ser visto na Tabela 4.2, grande parte das usinas selecionadas estão alocadas com certa proximidade em relação a uma estação meteorológica do INMET, o que viabiliza a realização deste estudo com uma boa precisão. As estações consideradas estão distanciadas das usinas em uma faixa de aproximadamente 10 a 48 km. A Figura 4.1 apresenta um mapa com a localização das usinas e das respectivas estações meteorológicas analisadas.

Figura 4.1 – Mapa das usinas e estações meteorológicas analisadas



Fonte: Autora

A metodologia desenvolvida neste ponto do estudo consiste em aquisição, organização e tratamento dos dados, eliminando dados inconsistentes que podem prejudicar as análises. Por meio do software R, é calculada a matriz de correlação para cada usina, levando-se em conta as seguintes variáveis: geração de energia, velocidade do vento, umidade relativa, temperatura, radiação e pressão atmosférica. A análise dos dados é realizada no período que compreende o início de operação de cada usina, até o final do ano de 2020. Cabe ressaltar que o INMET faz uso de estações automáticas e convencionais para medir dados climáticos em uma determinada região. No entanto, as estações convencionais não medem a radiação global e por este motivo, nesse estudo são utilizadas apenas as estações automáticas.

Por outro lado, para a análise de desempenho das usinas, os dados meteorológicos são obtidos no banco de dados do Laboratório de Energias Renováveis dos Estados Unidos (NREL), conhecido como *National Solar Radiation Database* (NSRDB). A partir destes dados climáticos, a determinação da irradiação solar horária no plano inclinado é obtida através de cálculos realizados no software SAM.

5 RESULTADOS

5.1 Correlação entre as variáveis meteorológicas e a geração de energia

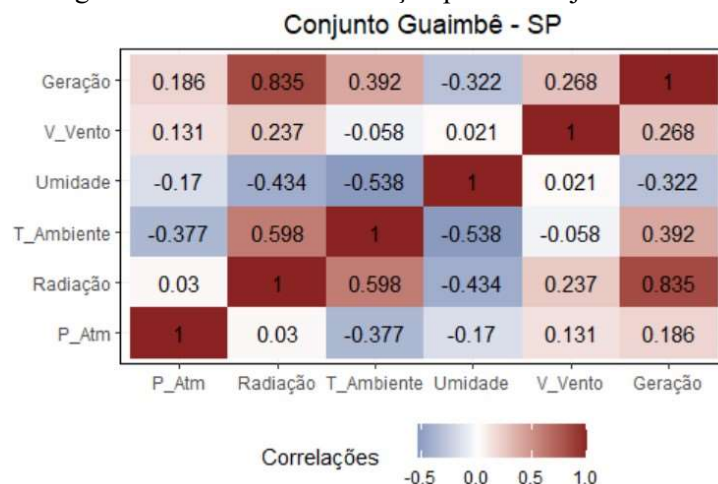
Na presente seção são apresentados os resultados da análise de correlação entre as variáveis meteorológicas e a geração de energia, para cada uma das usinas apresentadas na Tabela 4.1. A análise foi realizada utilizando a linguagem de programação R.

As variáveis meteorológicas consideradas no estudo de correlação, em base horária, são: pressão atmosférica, radiação global (medida da radiação solar direta e difusa na superfície terrestre), temperatura ambiente, umidade relativa e velocidade do vento. Essas variáveis foram obtidas através do Banco de Dados Meteorológicos (BDMEP) do INMET. Por sua vez, a geração média horária de cada usina foi obtida por meio do boletim de operação da ONS.

A Figura 5.1 apresenta a matriz de correlação para o Conjunto Guaimbê, em São Paulo. A análise inicial considerou dados para o período de 01/02/2018, data de início da operação do conjunto, a 31/12/2020, o qual compreende 25560 horas. Posteriormente, foi realizada a remoção dos dados nulos, de

modo que a análise final levou em conta 17295 horas. Nota-se que a remoção de dados nulos foi realizada para os demais conjuntos.

Figura 5.1– Matriz de correlação para o Conjunto Guaimbê – SP

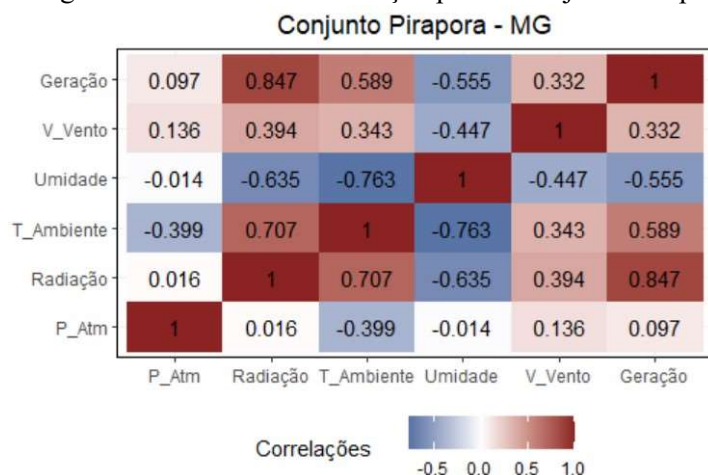


Fonte: Autora

Como pode ser visualizado na Figura 5.1, a geração apresentou uma correlação alta com a radiação, de 0,835. Além disso, a geração apresentou uma correlação significativa com a temperatura ambiente, de 0,392. Por outro lado, a correlação entre geração e umidade foi negativa, de -0,322. A temperatura ambiente apresentou uma forte correlação com a radiação. Por fim, a umidade apresentou uma correlação negativa com radiação e temperatura ambiente. Conforme detalhado na seção 3.2, caso a radiação fosse mantida em um nível constante, o aumento na temperatura ambiente provocaria um aumento na temperatura dos módulos, o que implicaria em uma diminuição na geração de energia. Entretanto, na prática, a radiação não se mantém constante ao longo de um dia, de modo que um aumento na radiação está atrelado a um aumento na temperatura dos módulos e a um aumento na geração de energia. Isso pode ser verificado através dos valores obtidos no estudo de correlação, os quais mostram que a radiação possui uma correlação positiva moderada/forte tanto com a temperatura ambiente quanto com a geração. Dessa forma, entende-se que uma correlação positiva entre temperatura ambiente e geração pode ser explicada pela influência de uma terceira variável, nesse caso a radiação.

A Figura 5.2 apresenta a matriz de correlação para o Conjunto Pirapora, em Minas Gerais. A análise inicial considerou dados para o período de 02/09/2017 a 31/12/2020, sendo que, após a remoção dos dados nulos, resultou em 28592 horas analisadas.

Figura 5.2 – Matriz de correlação para o Conjunto Pirapora - MG

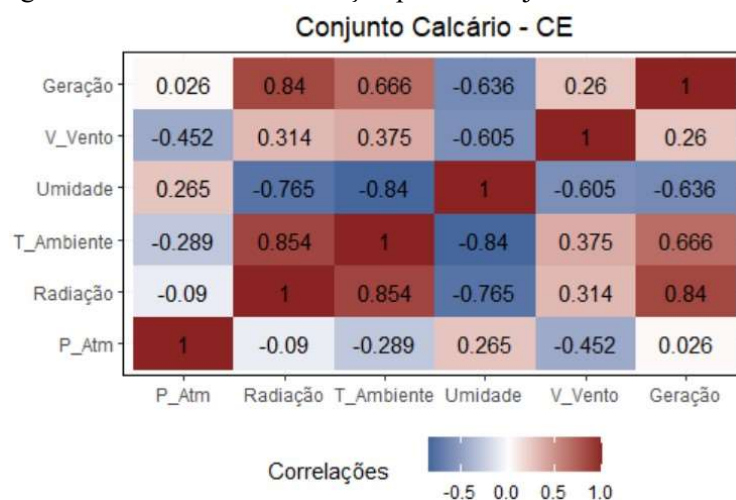


Fonte: Autora

Como pode ser visualizado na Figura 5.2, a geração apresentou correlações significativas com a radiação e com a temperatura ambiente, de 0,847 e 0,589, respectivamente. A correlação com a umidade também foi significativa, porém negativa, de -0,555. Como esperado, a temperatura ambiente apresentou uma correlação alta com a radiação, enquanto a umidade apresentou uma correlação negativa com a radiação, com a temperatura ambiente e com a velocidade do vento.

A Figura 5.3 apresenta a matriz de correlação para o Conjunto Calcário, no Ceará. A análise inicial considerou dados para o período de 28/11/2018, data de início da operação do conjunto, a 31/12/2020, levando em conta um total de 16988 horas.

Figura 5.3 – Matriz de correlação para o Conjunto Calcário – CE.

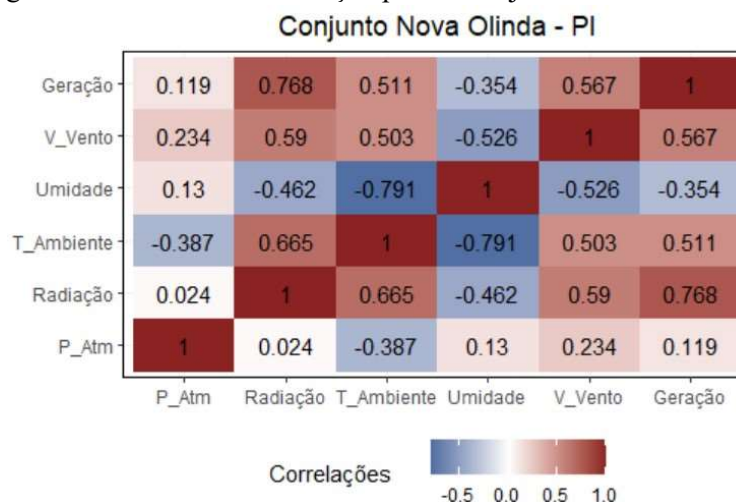


Fonte: Autora

Assim como esperado, como pode ser visualizado na Figura 5.3, a geração apresentou uma correlação positiva significativa com a radiação e com a temperatura ambiente, de 0,84 e 0,666, respectivamente. Por outro lado, a correlação entre a geração e a umidade foi negativa, de -0,636. Outras correlações significativas encontradas foram entre temperatura ambiente e radiação, de 0,854, entre umidade e radiação, de -0,765, entre umidade e temperatura ambiente, de -0,84, e entre umidade e velocidade do vento, de -0,605.

A Figura 5.4 apresenta a matriz de correlação para o Conjunto Nova Olinda, no Piauí. A análise inicial considerou dados para o período de 01/12/2017, data de início da operação do conjunto, a 31/12/2020, totalizando 23141 horas.

Figura 5.4 – Matriz de correlação para o Conjunto Nova Olinda - PI

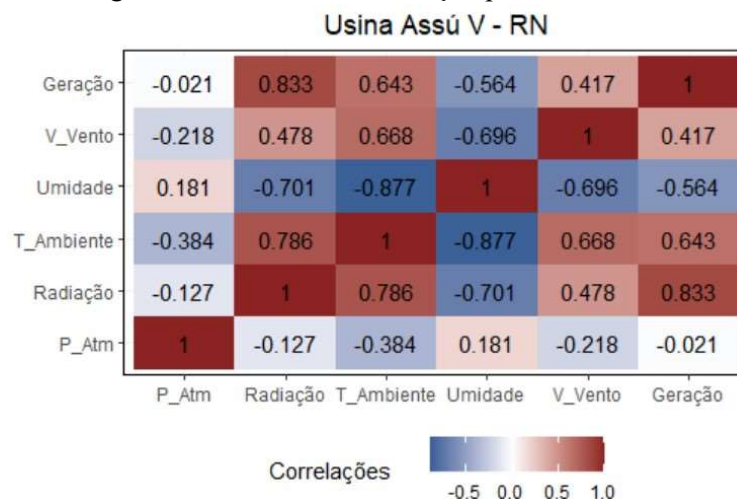


Fonte: Autora

Como pode ser visualizado na Figura 5.4, a geração apresentou uma correlação positiva significativa com a radiação e com a temperatura ambiente, de 0,768 e 0,511, respectivamente. Adicionalmente, para o Conjunto Nova Olinda, a geração também apresentou uma correlação positiva com a velocidade do vento, de 0,567. Por outro lado, a correlação entre a geração e a umidade manteve-se negativa, de -0,354. Ainda, a correlação da umidade com radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento também se manteve negativa.

A Figura 5.5 apresenta a matriz de correlação para a Usina Assú V, no Rio Grande do Norte. A análise inicial considerou dados para o período de 05/01/2018 a 31/12/2020, com um total de 22583 horas.

Figura 5.5 – Matriz de correlação para a Usina Assú V - RN

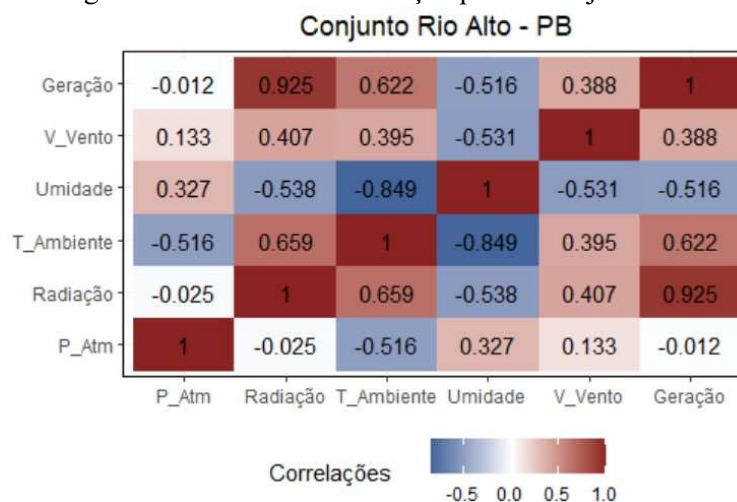


Fonte: Autora

Assim como para as outras usinas, a geração apresentou correlações altas com radiação e temperatura ambiente, assumindo valores de 0,833 e 0,643, respectivamente. Além disso, a correlação entre geração e umidade se manteve negativa, em -0,564. Da mesma forma, a umidade apresentou correlações negativas com radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento, com valores de -0,701, -0,877 e -0,696, respectivamente.

A Figura 5.6 apresenta a matriz de correlação para o Conjunto Rio Alto, na Paraíba. A análise inicial considerou dados para o período de 16/10/2018, data de início da operação do conjunto, a 31/12/2020, totalizando um período de 18825 horas.

Figura 5.6 – Matriz de correlação para o Conjunto Rio Alto - PB

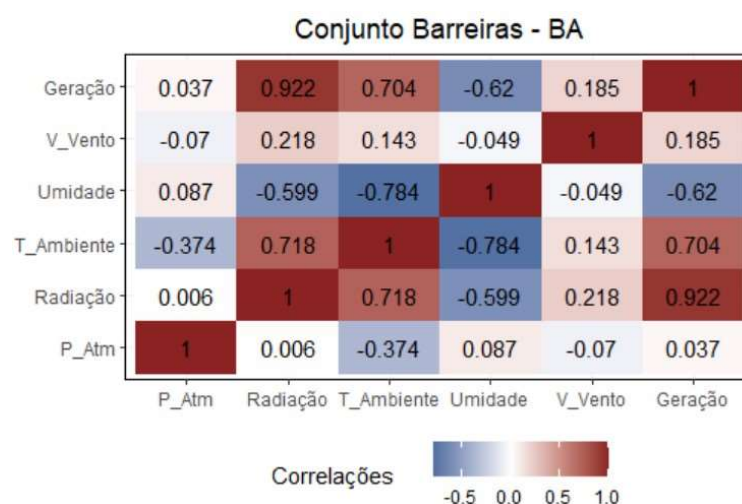


Fonte: Autora

Como pode ser visualizado na Figura 5.6, dentre todas usinas analisadas, a correlação entre a geração e a radiação para o Conjunto Rio Alto foi a mais alta de todas, assumindo um valor de 0,925. As outras correlações da geração apresentaram valores já esperados, sendo de 0,622 com a temperatura ambiente, e - 0,516 com a umidade. Além disso, a temperatura ambiente apresentou uma correlação de 0,659 com a radiação. Ainda, a umidade apresentou correlações negativas com a radiação, temperatura ambiente e velocidade do vento, de -0,538, -0,849 e -0,531, respectivamente.

Por fim, a Figura 5.7 apresenta a matriz de correlação para o Conjunto Sertão Solar Barreiras, na Bahia. A análise inicial considerou dados para o período de 01/01/2020 a 31/07/2021, totalizando 12213 horas.

Figura 5.7 – Matriz de correlação para o Conjunto Sertão Solar Barreiras - BA



Fonte: Autora

Como pode ser visualizado na Figura 5.7, a correlação entre geração e radiação apresentou um valor alto, de 0,922, similar ao valor encontrado para o Conjunto Rio Alto. Além disso, a correlação entre geração e temperatura ambiente apresentou um valor de 0,704 e entre geração e umidade de -0,62. Por fim, a umidade apresentou correlação negativa com a radiação e temperatura ambiente, de -0,599 e -0,784, respectivamente.

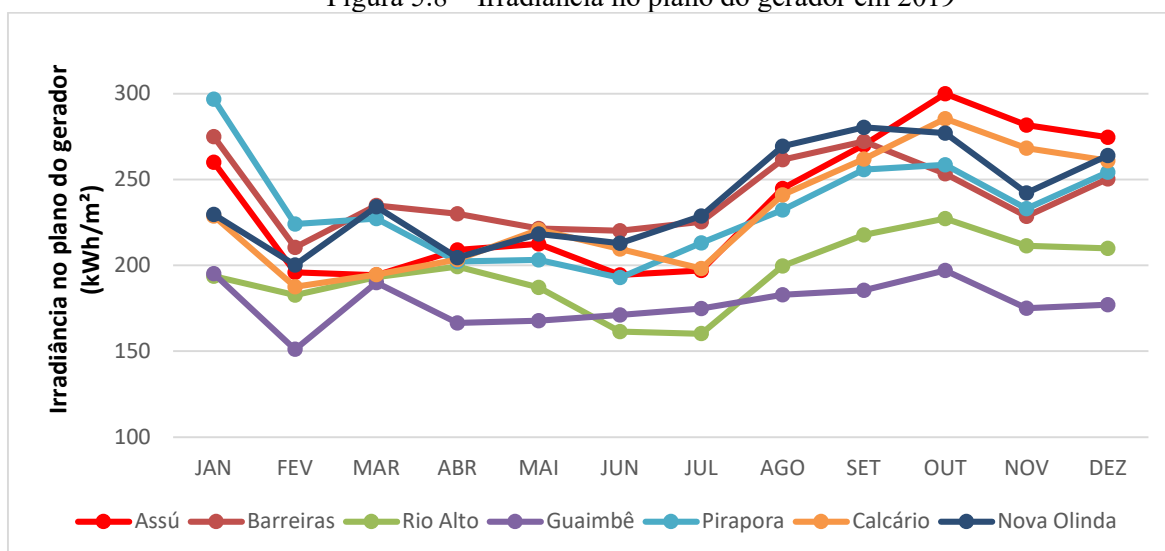
De forma geral, os resultados obtidos com o estudo de correlação estão de acordo com a literatura. Verificou-se que em todas as usinas analisadas os parâmetros que apresentaram uma maior correlação e significância com a geração foram a radiação e a temperatura. Tal resultado era esperado uma vez que estes parâmetros afetam diretamente as características elétricas dos módulos fotovoltaicos. A velocidade do vento e a pressão atmosférica foram os parâmetros que apresentaram menor influência sobre a geração. Apesar da velocidade do vento apresentar uma correlação fraca com a geração, sabe-se que o fluxo de vento contribui para diminuir a temperatura das células fotovoltaicas. Portanto, maiores velocidades de vento são benéficas para operação do sistema, por terem um efeito de resfriamento nos módulos (Lima, 2017).

5.2 Avaliação do desempenho das usinas fotovoltaicas

Na presente seção são apresentados os resultados da avaliação do desempenho das usinas fotovoltaicas apresentadas na Tabela 4.1. A avaliação do desempenho das usinas é realizada para os anos de 2019 e 2020, com exceção do Conjunto Barreiras, que, como o mesmo iniciou a operação no final de 2019, é realizada a avaliação apenas para o ano de 2020. Os dados meteorológicos considerados nesta análise são obtidos no banco de dados NREL, a fim de calcular por meio do Software SAM a irradiância no plano do gerador.

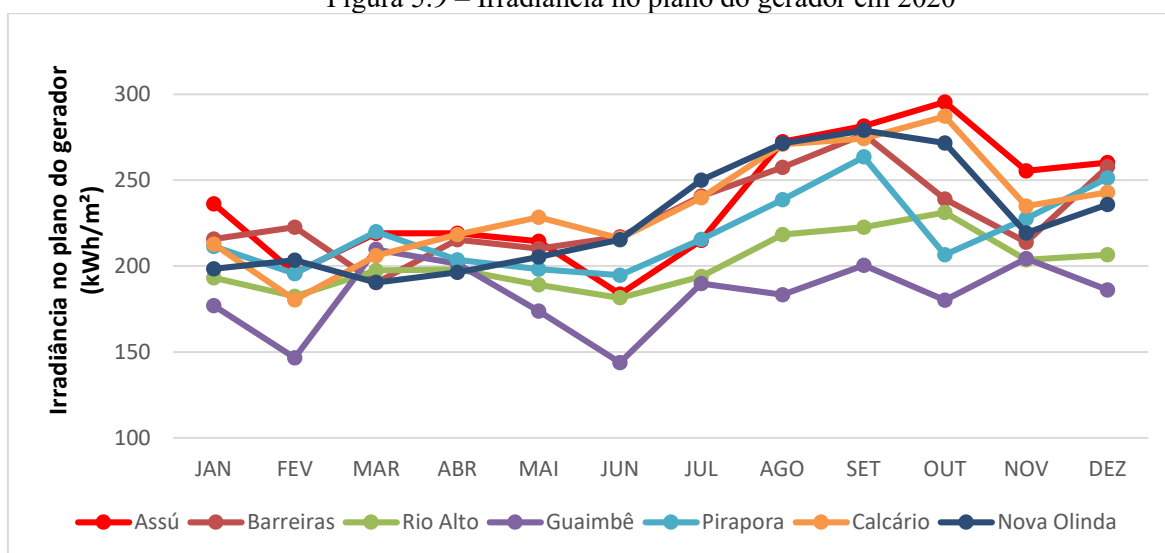
A taxa de desempenho e o fator de capacidade foram avaliados mensalmente, tal como a produtividade específica. Por sua vez, o comportamento da irradiância no plano do gerador no ano de 2019, para cada uma das sete usinas avaliadas, é apresentado na Figura 5.8, e para o ano de 2020 na Figura 5.9.

Figura 5.8 – Irradiância no plano do gerador em 2019



Fonte: Autora.

Figura 5.9 – Irradiância no plano do gerador em 2020

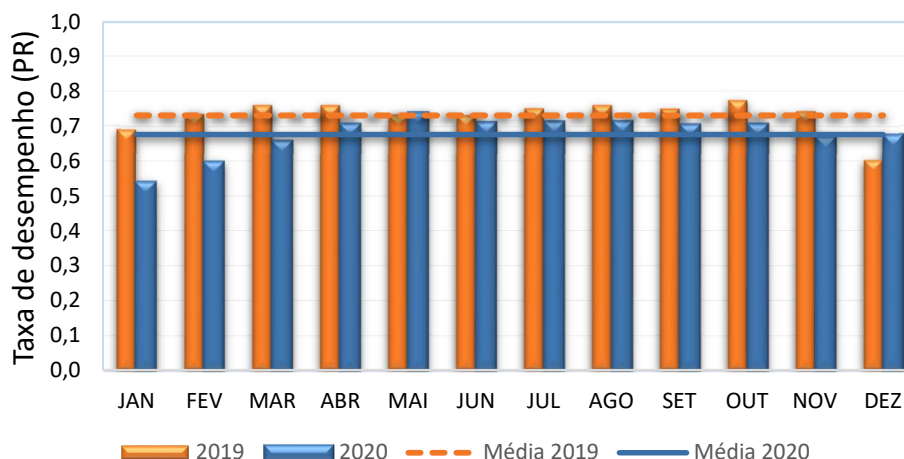


Fonte: Autora.

Como pode ser visualizado nas Figuras 5.8 e 5.9, a irradiância no plano do gerador apresentou um comportamento sazonal similar para todas as sete usinas avaliadas, tanto em 2019 quanto em 2020. Percebe-se que os maiores valores de irradiância são observados nos meses de janeiro e outubro de 2019, e setembro e outubro de 2020, enquanto os menores valores são observados nos meses de fevereiro, junho e julho de 2019, e fevereiro e junho de 2020. Além disso, nota-se que os menores índices de irradiância no plano do gerador são observados para os conjuntos Guaimbê, em São Paulo, e Rio Alto, na Paraíba. Esse resultado é esperado, uma vez que estes sistemas não possuem estrutura de seguimento da trajetória aparente do sol em um eixo, tal como os demais conjuntos.

A Figura 5.10 apresenta a variação mensal e a média anual da taxa de desempenho referente ao Conjunto Guaimbê para o ano de 2019 e 2020, cuja potência de pico é de 171 MWp.

Figura 5.10 – Taxa de desempenho para o Conjunto Guaimbê – SP

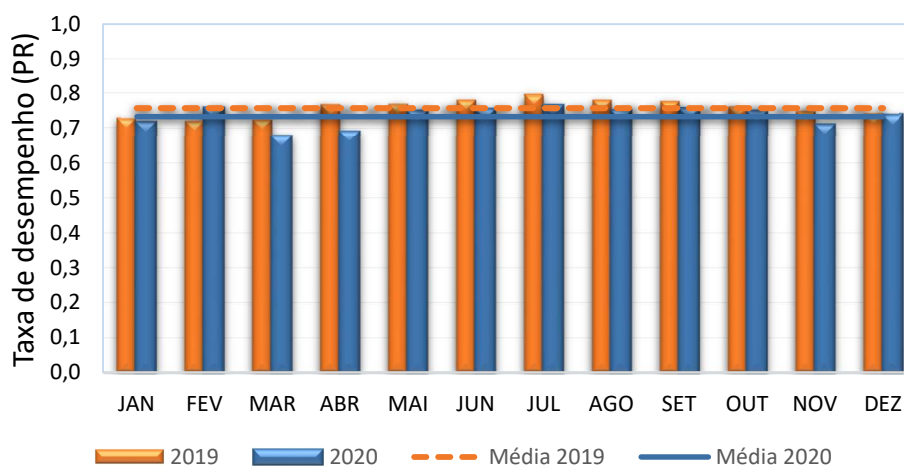


Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

A média anual da taxa de desempenho para o conjunto Guaimbê foi de 0,73 para o ano de 2019 e foi de 0,68 para o ano de 2020. Por sua vez, o fator de capacidade médio em 2019 foi de 20,3 % e em 2020 foi de 19,3%. Além disso, a produtividade específica variou de 1562 MWh/MWp para 1490 MWh/MWp nos anos estudados. Dessa forma, nota-se que o desempenho do conjunto Guaimbê apresentou uma queda em 2020, em relação ao ano anterior, principalmente pelo baixo desempenho registrado nos meses de janeiro e fevereiro.

A Figura 5.11 apresenta a variação mensal e a média anual da taxa de desempenho referente ao Conjunto Pirapora, cuja potência de pico é de 397 MWp.

Figura 5.11 – Taxa de desempenho para o Conjunto Pirapora - MG

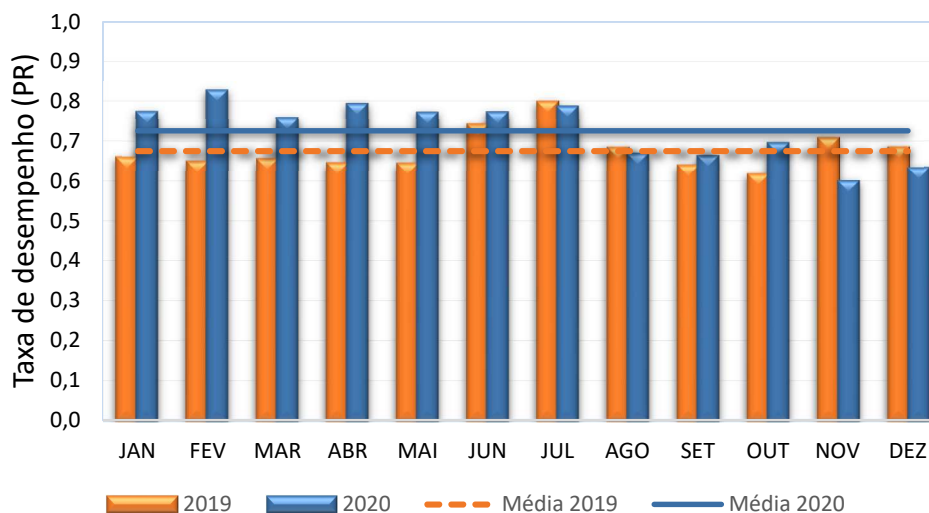


Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

Como pode ser visualizado na Figura 5.11, a taxa de desempenho média em 2019 para o Conjunto Pirapora foi de 0,76. Por outro lado, em 2020 a média decaiu para 0,74. Isso significa que as perdas do sistema corresponderam a aproximadamente 24% em 2019 e 26% em 2020. O fator de capacidade médio registrado em 2019 foi de 28,6% e em 2020 foi de 26,5%, de acordo com o boletim de operação da ONS. Já a produtividade específica foi de 2116 MWh/MWp em 2019 e 1931 MWh/MWp em 2020. Dessa forma, conclui-se que o desempenho da usina apresentou um decréscimo de um ano para outro, mas se manteve relativamente estável.

Os dados de desempenho referentes ao ano de 2019 e 2020 para o conjunto Calcário são apresentados na Figura 5.12. Este conjunto é composto por quatro usinas de 36,5 MWp cada, totalizando 146 MWp.

Figura 5.12 – Taxa de desempenho para o Conjunto Calcário – CE

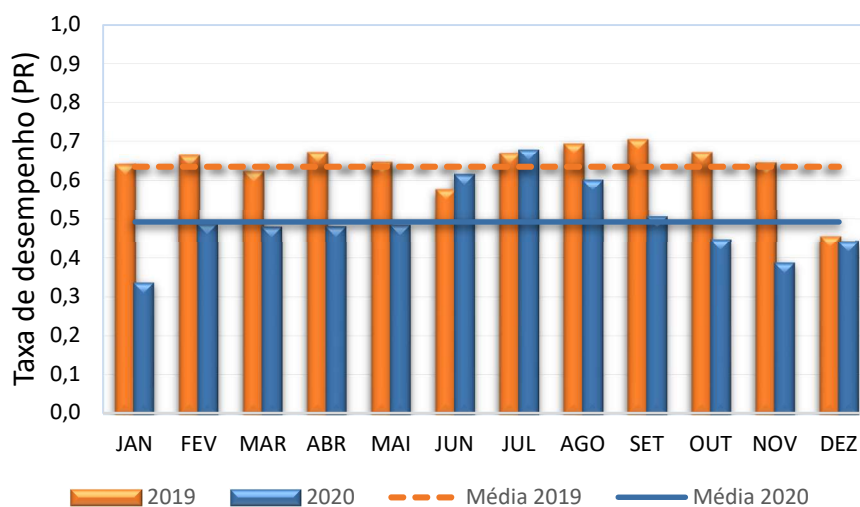


Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

Ao analisar a Figura 5.12, nota-se que a taxa de desempenho média para o Conjunto Calcário foi de 0,68 em 2019 e 0,73 em 2020. É possível identificar que houve uma melhora no desempenho de um ano para o outro. Entre os meses de janeiro a outubro de 2020, a geração fotovoltaica foi maior se comparada aos mesmos meses do ano anterior, o que reflete em uma maior taxa de desempenho. Além disso, houve um aumento no fator de capacidade, de 23,5% em 2019, para 25,5% em 2020. Por fim, a produtividade específica também teve um aumento de um ano para outro, de 1860 MWh/MWp para 2027 MWh/MWp.

A Figura 5.13 apresenta a variação mensal e a média anual da taxa de desempenho referente ao Conjunto Nova Olinda para o ano de 2019 e 2020, cuja potência de pico é de 283,5 MWp.

Figura 5.13 – Taxa de desempenho para o Conjunto Nova Olinda – PI



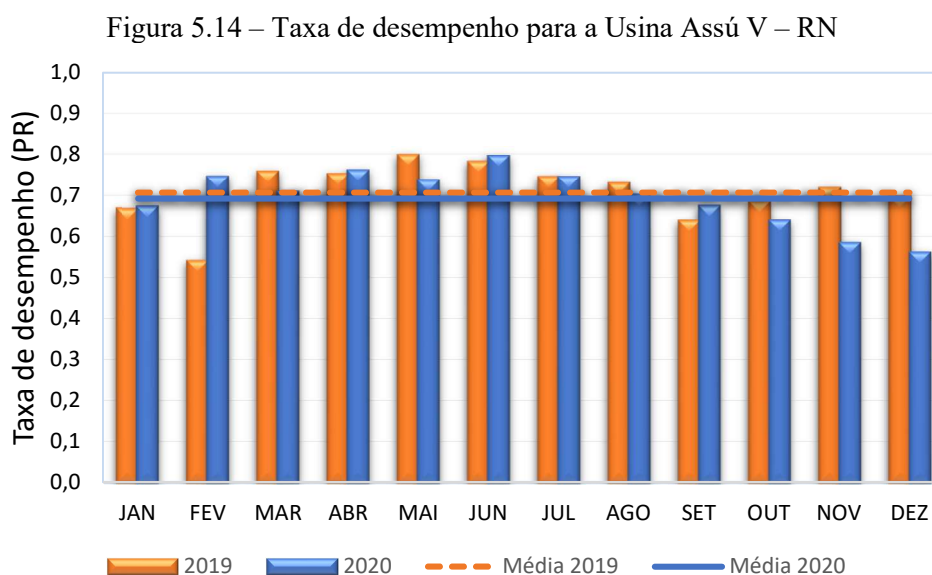
Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

Analisando a Figura 5.13, é possível concluir no ano de 2019, o conjunto Nova Olinda apresentou uma taxa de desempenho de 0,63. O ano de 2020, por sua vez, foi atípico em relação a geração de energia,

apresentando uma taxa média de desempenho de apenas 0,49. Para o ano de 2020 era esperado um fator de capacidade médio de 29,3%, no entanto, o valor verificado foi de 20,8%, ou seja, 8,5% abaixo do previsto. Em 8 meses do ano de 2020, o fator de capacidade verificado foi ao menos 5% menor que o previsto. O mês de janeiro, por exemplo, registrou o menor fator de capacidade do ano, de apenas 12%. Além disso, a produtividade específica foi de 1816 MWh/MWp em 2019 e 1360 MWh/MWp em 2020, o que comprova o decréscimo no desempenho de um ano para outro.

Dessa forma, percebe-se que este conjunto teve um desempenho muito abaixo do esperado nos anos cuja análise foi realizada. Tal resultado pode indicar algum problema operacional na usina, por isso, é importante realizar uma avaliação detalhada deste conjunto para investigar as possíveis causas que justifiquem o baixo desempenho desta usina.

Para a Usina Assú V, apresentada na Figura 5.14, é possível visualizar que não houve grandes diferenças no valor médio da taxa de desempenho de um ano para o outro.

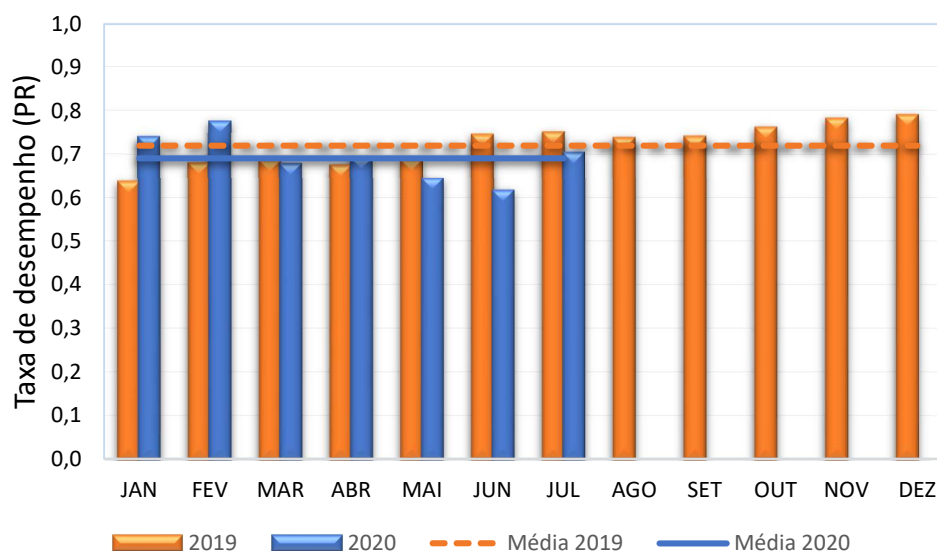


Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

Como pode ser visualizado na Figura 5.14, a taxa média de desempenho registrada no ano de 2019 foi de 0,71 e em 2020 foi de 0,69. Além disso, o fator de capacidade registrado em 2019 foi 27,9 % e 27% em 2020, conforme boletim de operação da ONS. Por fim, a produtividade específica de um ano para outro variou de 1997 MWh/MWp para 1952 MWh/MWp. Dessa forma, nota-se que a produtividade e o desempenho desta usina se mantiveram constantes nos anos de 2019 e 2020.

A Figura 5.15 apresenta o resultado da análise de desempenho para o conjunto Rio Alto, o qual é composto atualmente por 3 usinas, denominadas Coremas I, II e III, cada uma com 36,8 MWp de potência, ou seja 110,4 MWp no total. No, entanto, a usina Coremas III entrou em fase de testes apenas em 21/08/2020, e em fase comercial em 17/11/2020. Dessa forma, por conta da incerteza com relação a operação de Coremas III entre a fase de testes e fase comercial, a análise de desempenho, em 2020, se restringe aos meses de janeiro a julho, levando em conta apenas as usinas Coremas I e II.

Figura 5.15 – Taxa de desempenho para o Conjunto Rio Alto – PB

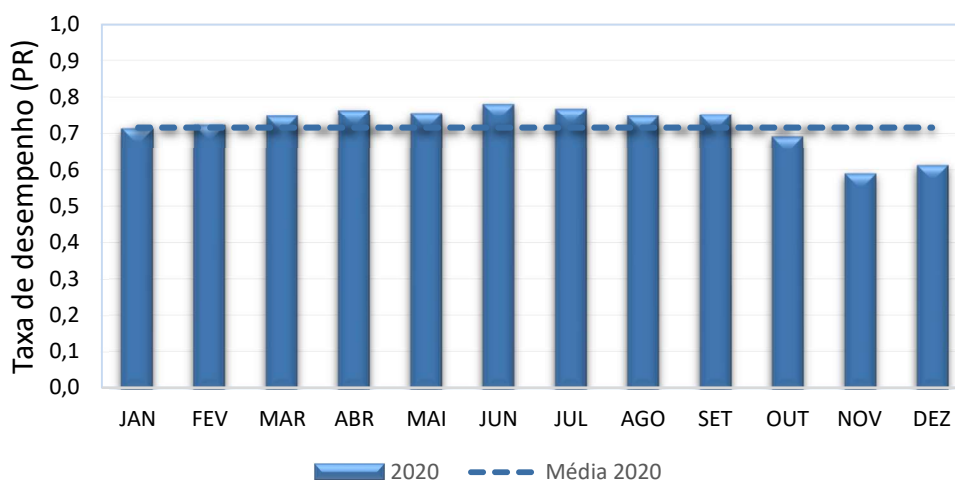


Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

Em 2019, o Conjunto Rio Alto apresentou uma taxa de desempenho média de 0,72 e uma produtividade específica de 1691 MWh/MWp. Já em 2020, a taxa de desempenho média registrada para os meses de janeiro a julho foi de 0,69.

Por fim, para o Conjunto Barreiras, a taxa de desempenho anual foi analisada somente para 2020, conforme apresentado na Figura 5.16. Tal consideração leva em conta o fato deste conjunto ter iniciado sua operação em novembro de 2019.

Figura 5.16 – Taxa de desempenho para o Conjunto Barreiras – BA



Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em (EPE, 2015 e ONS, 2021).

A taxa média de desempenho verificada para o conjunto Barreiras em 2020 foi de 0,72. O fator de capacidade registrado em 2020 foi 27,7%. Além disso, os resultados obtidos mostram uma produtividade específica anual de 1974 MWh/MWp. Tais resultados indicam que Barreiras teve um bom desempenho no ano em que foi avaliada.

A partir da avaliação do desempenho verificou-se que as usinas com estrutura de eixo fixo apresentaram fator de capacidade médio de 22,6% e produtividade específica média de 1581 MWh/MWp. Já as usinas com rastreamento em um eixo apresentaram um fator de capacidade médio de 26% e

produtividade específica média de 1960 MWh/MWp, comprovando que este tipo de estrutura contribui para um melhor aproveitamento do recurso solar, o que impacta positivamente no desempenho.

5.3 Desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes localidades

A taxa de desempenho é uma medida de qualidade de um sistema fotovoltaico e descreve a relação entre a energia gerada e a máxima energia teórica do sistema. Dessa forma, este parâmetro mostra a proporção de energia disponível após a dedução das perdas de energia. Além disso, a taxa de desempenho independe da localização do sistema fotovoltaico, e, por esta razão, pode ser utilizada para comparar sistemas em diferentes regiões do mundo (SMA, 2021).

Esta seção apresenta uma comparação entre a performance das sete usinas avaliadas em relação às usinas fotovoltaicas em diferentes locais ao redor do mundo. A Tabela 5.1 apresenta os índices de mérito obtidos para as usinas estudadas.

Tabela 5.1 – Índices de mérito para as usinas estudadas

Usina/Conjunto	Ano	Potência pico (MWp)	Fator de capacidade	Produtividade específica anual (MWh/MWp)	Taxa de desempenho (%)
Guaimbê/SP	2019	171	20,3	1.562	73,2
	2020		19,3	1.490	67,7
Pirapora/MG	2019	397	28,6	2.116	75,9
	2020		26,5	1.931	73,5
Calcário/CE	2019	146	23,5	1.860	67,6
	2020		25,5	2.027	72,6
Nova Olinda/PI	2019	283,5	28	1.816	63,5
	2020		20,9	1.360	49,3
Assú V/RN	2019	36,7	24,5	1.997	70,7
	2020		24	1.952	69,2
Rio Alto/PB	2019	73,6	26,3	1.691	72
	2020		24,6	-	69,1
Barreiras/BA	2020	117	27,8	1.974	71,7

Fonte: Autora. Baseado nos dados obtidos em ONS, 2021.

No Brasil, com relação a produtividade específica anual, verificou-se que as usinas/conjuntos localizados na região Nordeste registraram um valor entre 1360 e 2027 KWh/KWp, e na região Sudeste os valores ficaram entre 1490 KWh/KWp e 2116 KWh/KWp. Com relação a taxa de desempenho, os Conjuntos Pirapora, Guaimbê, Calcário, Barreiras e a usina Assú V apresentaram um bom desempenho, atingindo valores superiores a 70%. O conjunto Nova Olinda por sua vez, atingiu valores abaixo do previsto para a taxa de desempenho, apresentando um valor de apenas 49 % em 2020. Sendo assim, no geral, o valor médio obtido para a taxa de desempenho compreende uma faixa entre 0,6 a 0,76 em 2019 e 0,49 a 0,74 em 2020.

Por sua vez, a Tabela 5.2 apresenta algumas usinas situadas em diferentes localidades, como Europa, Ásia e África.

Tabela 5.2 – Taxa de desempenho para diferentes sistemas fotovoltaicos

Localização	Potência (MWp)	Taxa de desempenho (%)	Referência
Creta, Grécia	0,171	67,4	Kymakis et al., 2009
Adrar, Argélia	6	74	Ziane et al., 2021
Telangana, Índia	10	80	Kumar et al., 2020
Turquia (Leste)	2,1	81,15	Cubukcu et al., 2020
Navrongo, Gana	2,5	70,4	Mensah et al., 2019
Nouakchott, Mauritânia	15	67,96	Sidi et al., 2016
Telangana, Índia	10	86,12	Kumar et al., 2015
Hungria	20	81	Szilágyi et al., 2020
Jaén, Espanha	0,2	59,25	Drif et al., 2007

Fonte: Autora

Como pode ser observado na Tabela 5.2, os sistemas fotovoltaicos da Índia, Hungria e Turquia apresentaram taxas de desempenho superiores a 80 %. Uma alta taxa de desempenho, conforme constatada nestes estudos, indica que estes sistemas possuem dimensionamento e projeto adequados, uma vez que os valores reais se aproximam do valor máximo teórico. Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos da Grécia, Espanha e Mauritânia apresentaram taxas de desempenho abaixo de 70 %, indicando que as perdas nestes sistemas foram aproximadamente 30 %, as quais podem ser referentes a perdas por condução, perdas térmicas ou defeitos em componentes, por exemplo. Ademais, com exceção do conjunto Nova Olinda, as outras seis usinas brasileiras analisadas apresentam um desempenho similar ao dos sistemas da Argélia, Gana, Grécia e Mauritânia.

Um dos objetivos de monitorar um sistema FV é identificar falhas no sistema, de tal forma que muitos sistemas utilizam a análise dos índices de mérito para prevenir perdas econômicas por problemas operacionais. Sendo assim, um correto monitoramento contribui para uma rápida detecção de possíveis problemas operacionais, favorecendo uma maior produção de energia em comparação a um sistema sem monitoramento (IEA-PVPS, 2014).

Os resultados obtidos ressaltam a importância do monitoramento dos índices de mérito para um melhor aproveitamento do potencial energético nas regiões brasileiras em relação a diversos locais onde o uso desses sistemas já é consolidado.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho propôs analisar o desempenho de um grupo de sete usinas solares fotovoltaicas, pertencentes aos subsistemas Nordeste e Sudeste – Centro-Oeste, monitoradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), abrangendo um período de análise de 2 anos, 2019 e 2020. Para tal, foram calculados índices de mérito, tais como produtividade específica e taxa de desempenho, os quais são utilizados para avaliar o desempenho desses sistemas. Além disso, foi realizada uma análise do comportamento da irradiação solar, temperatura do ar, velocidade do vento e umidade relativa do ar, a fim de estabelecer os impactos destas variáveis meteorológicas na geração de energia das sete usinas fotovoltaicas, por meio de uma análise de correlação entre estas variáveis meteorológicas e a geração de energia.

O estudo mostrou que as variáveis climáticas são determinantes para o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. A radiação e a temperatura são os fatores que mais influenciam na geração de energia, de forma que a correlação entre estas variáveis se mostrou significativa. Portanto, investigar as relações entre essas variáveis e a geração de energia é de suma importância, uma vez que esta análise pode auxiliar na tomada de decisão para implementação de novos projetos fotovoltaicos, levando em conta as características climáticas em uma determinada região de interesse.

Neste trabalho, constatou-se que, dentre as usinas em operação monitoradas pela ONS, em termos de distribuição geográfica da potência nominal instalada, a maior participação pertence às regiões Nordeste com 1907 MW e o Sudeste com 829 MW, totalizando 2736 MW em 2020.

O estudo apontou que tanto em 2019 e 2020 o Conjunto Pirapora, em Minas Gerais obteve o melhor desempenho dentre todas as usinas avaliadas. Por outro lado, o conjunto Nova Olinda, registrou um baixo desempenho, o que indica a necessidade de uma análise mais aprofundada para determinar e corrigir os problemas atrelados a este baixo desempenho. No cenário mundial, verificou-se que os sistemas localizados na Índia, Hungria e Turquia atingiram taxas de desempenho consideravelmente altas, com valores iguais ou superiores a 80%. Além disso, constatou-se que, com exceção do Conjunto Nova Olinda, os demais conjuntos/usinas analisados apresentaram um desempenho similar ao dos sistemas da Argélia, Gana, Grécia e Mauritânia.

Para garantir maior precisão nos resultados, propõe-se para trabalhos futuros a realização de análises de desempenho considerando os dados das estações meteorológicas interligadas a cada usina. Além disso, sugere-se a realização dessa análise para as demais usinas fotovoltaicas monitoradas pela ONS e que não foram contempladas neste estudo. Dessa forma, é possível traçar um panorama geral do desempenho das usinas fotovoltaicas brasileiras integradas ao mercado regulado de energia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALSKAIF, T.; DEV, S. et al. A systematic analysis of meteorological variables for PV output power estimation. *Renewable Energy* 153 (2020) 12-22, 2020.
- ADARAMOLA, M. S. Techno-economic analysis of a 2.1 kW rooftop photovoltaic-grid-tied system based on actual performance. *Energy Conversion and Management* 101:85–93, 2015.
- CUBUKCU, M; GUMUS, H. Performance analysis of a grid-connected photovoltaic plant in Eastern Turkey. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Volume 39, 2020.
- DRIF, M.; PÉREZ, P.J.; AGUILERA, J.; ALMONACID, G.; GOMEZ, P.; DE LA CASA J.; AGUILAR, J.D. Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, Volume 91, Issue 8, 2007.
- EPE. Expansão da Geração. 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015. Empresa de Pesquisa Energética, 2015.
- EPE. Projetos Fotovoltaicos nos Leilões de Energia. Características dos empreendimentos participantes nos leilões de 2013 a 2018. Empresa de Pesquisa Energética, 2018.
- FAVERO, L.P; BELFIORE, P. Manual de Análise de Dados: estatística e modelagem multivariada com Excel, SPSS e Stata. Rio de Janeiro: GEN LTC, 2017.
- HAN, S.; QIAO, Y. et al. Mid-to-long term wind and photovoltaic power generation prediction based on copula function and long short term memory network. *Applied Energy* 239 (2019) 181-191, Elsevier, 2019.
- IEA. Country reports on PV system performance, Report; Disponível em: www.iea-pvps.org. Acesso em 20 de Agosto de 2021
- IEA (2020), Renewables 2020 Data Explorer, IEA, Paris <https://www.iea.org/articles/renewables-2020-data-explorer>. Acesso em 20 de Agosto de 2021
- IEA-PVPS. Analytical Monitoring of Grid-connected Photovoltaic Systems. St. Ursen: Report Iea-pvps T13-03:2014, 2014. 90 p.
- INMET. Mapa das estações. Disponível em: < <https://mapas.inmet.gov.br/> >. Acesso em: 20 de agosto de 2021.
- KUMAR, B.S.; SUDHAKAR, K. Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Reports*, Volume 1, 2015.
- KUMAR, M; CHANDEL, S.S.; KUMAR, A. Performance analysis of a 10MWp utility scale grid-connected canal-top photovoltaic power plant under Indian climatic conditions. *Energy*, Volume 204, 2020.
- KYMAKIS, E.; KALYKAKIS, S.; PAPAZOGLU, T. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management* 50 (2009) 433 – 438, Elsevier, 2009.

LIMA, L.C.; FERREIRA, L.A.; MORAIS F.H.B.L. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil. *Energy for Sustainable Development*, Volume 37, 2017.

MENSAH, L.D.; YAMOAHA, J.O.; ADARAMOLA, M.S. Performance evaluation of a utility-scale grid-tied solar photovoltaic (PV) installation in Ghana.

MME - Ministério de Minas e Energia. Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, Setembro, 2021.

NARIMATU, B. R. S.; CRIBARI, F. A.; GUIMARÃES, W. T. Avaliação de desempenho de um sistema fotovoltaico comercial de 14,56 kWp no município de Serra. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

ONS. Histórico da Geração. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 20 ago 2021.

ONS. Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica de Dezembro/2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 20 ago. 2021b.

PEDRAZA, J. M. Current status and perspective in the use of coal for electricity generation in the North America region. *Conventional Energy in North America*. 2019.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. Atlas brasileiro de energia solar. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia solar – GTES. CEPEL – DTE – CRESESB, 2014.

RODRIGUES, L. J. Disciplina de Energia Solar Fotovoltaica – Notas de Aula. UFRGS. 2020.

RUSCHEL, C.S.; PONTE, G.P.; SANTUCCI, A. Evolução das características técnicas dos projetos fotovoltaicos nos leilões de energia do mercado regulado. VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, 2020.

SIDI, C.E.B.; NDIAYE, M.L.; BAH, M.; MBODJI, A.; NDIAYE, A.; NDIAYE, P.A. Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. *Energy Conversion and Management*, Volume 119, 2016.

SILVA, J. A. A. Tratamento de dados meteorológicos e análise de desempenho do sistema fotovoltaico EMC/UFG. Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e da Computação, UFG, 2019.

SMA Solar Technology AG. Performance Ratio. Quality factor for the PV plant. Disponível em: <https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-en-11.pdf>. Acessado em 22/10/2021.

SOUZA, L.; CAVALCANTE, A. Concentrated solar power deployment in emerging economies: the cases of China and Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 1094-1103, 2017.

SZILÁGYI, A.; GRÓF, G. Estimating the environmental footprint of a grid-connected 20 MWp photovoltaic system. *Solar Energy*, Volume 197, 2020.

ZIANE, A; NECAIBIA, A et al. Photovoltaic output power performance assessment and forecasting: impact of meteorological variables. *Solar Energy* 220 (2021) 745-757, Elsevier, 2021.

ZILLES, R., MACEDO, W.N., GALHARDO, M.A.B., OLIVEIRA, S.H.F., Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 1ª Ed. São Paulo. Ed. Oficina de Textos. 2012.

ZUHAIB, M; KHAN, H.A.; RIHAN, M. Performance analysis of a utility-scale grid integrated solar farm considering physical and environmental factors. *Journal of the Institution of Engineers, India*, 2020.