

BALDOINO SONILDO DA NÓBREGA

VIABILIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO SERTÃO DA PARAÍBA



Atena
Editora

Ano 2023

BALDOINO SONILDO DA NÓBREGA

VIABILIDADE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO SERTÃO DA PARAÍBA



Editora chefe

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira

Assistente editorial

Flávia Roberta Barão

Bibliotecária

Janaina Ramos

Projeto gráfico

Camila Alves de Cremo

Luiza Alves Batista

Nataly Evilin Gayde

Imagens da capa

Canva

Edição de arte

Ellen Alves Santos

2023 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do texto © 2023 Os autores

Copyright da edição © 2023 Atena

Editora

Direitos para esta edição cedidos à Atena Editora pelos autores.

Open access publication by Atena Editora



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob uma Licença de Atribuição *Creative Commons*. Atribuição-Não-Comercial-Não-Derivativos 4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0).

O conteúdo do texto e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva do autor, inclusive não representam necessariamente a posição oficial da Atena Editora. Permitido o *download* da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos ao autor, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Todos os manuscritos foram previamente submetidos à avaliação cega pelos pares, membros do Conselho Editorial desta Editora, tendo sido aprovados para a publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

A Atena Editora é comprometida em garantir a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, evitando plágio, dados ou resultados fraudulentos e impedindo que interesses financeiros comprometam os padrões éticos da publicação. Situações suspeitas de má conduta científica serão investigadas sob o mais alto padrão de rigor acadêmico e ético.

Conselho Editorial**Ciências Exatas e da Terra e Engenharias**

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto

Profª Drª Alana Maria Cerqueira de Oliveira – Instituto Federal do Acre

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

Profª Drª Ana Paula Florêncio Aires – Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

Prof. Dr. Carlos Eduardo Sanches de Andrade – Universidade Federal de Goiás

Profª Drª Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná

Prof. Dr. Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Prof. Dr. Douglas Gonçalves da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Profª Drª Érica de Melo Azevedo – Instituto Federal do Rio de Janeiro
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará
Profª Drª Glécilla Colombelli de Souza Nunes – Universidade Estadual de Maringá
Profª Drª Iara Margolis Ribeiro – Universidade Federal de Pernambuco
Profª Dra. Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho
Prof. Dr. Juliano Bitencourt Campos – Universidade do Extremo Sul Catarinense
Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande
Profª Drª Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte
Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá
Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann Junior – Universidade Federal de Juiz de Fora
Profª Drª Maria José de Holanda Leite – Universidade Federal de Alagoas
Prof. Dr. Miguel Adriano Inácio – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
Prof. Dr. Milson dos Santos Barbosa – Universidade Tiradentes
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba
Prof. Dr. Nilzo Ivo Ladwig – Universidade do Extremo Sul Catarinense
Profª Drª Priscila Tessmer Scaglioni – Universidade Federal de Pelotas
Profª Dr Ramiro Picoli Nippes – Universidade Estadual de Maringá
Profª Drª Régina Célia da Silva Barros Allil – Universidade Federal do Rio de Janeiro
Prof. Dr. Sidney Gonçalo de Lima – Universidade Federal do Piauí
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

Viabilidade de sistemas fotovoltaicos no sertão da Paraíba

Diagramação: Natália Sandrini de Azevedo
Correção: Yaidy Paola Martinez
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga
Revisão: O autor
Autor: Baldoino Sonildo da Nóbrega

| Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) | |
|--|---|
| N754 | Nóbrega, Baldoino Sonildo da Viabilidade de sistemas fotovoltaicos no sertão da Paraíba / Baldoino Sonildo da Nóbrega. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2023. Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-65-258-1135-2 DOI: https://doi.org/10.22533/at.ed.352231004 1. Sertão da Paraíba. I. Nóbrega, Baldoino Sonildo da. II. Título. CDD 918.133 |
| Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166 | |

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br

DECLARAÇÃO DO AUTOR

O autor desta obra: 1. Atesta não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao conteúdo publicado; 2. Declara que participou ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certifica que o texto publicado está completamente isento de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirma a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhece ter informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autoriza a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código Penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access*, *desta forma* não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce*, ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.

DEDICATÓRIA

Ao meu filho Heitor Vieira Nóbrega.

Este trabalho teve por objetivo analisar a viabilidade de sistemas fotovoltaicos no Sertão da Paraíba. Para isso, foram realizados estudos sobre a disponibilidade de radiação solar na região, inclusive comparando bases de dados estimados por satélite e medidos em solo. Verificou-se o desempenho desses sistemas com diferentes inclinações e orientações azimutais e foi realizada uma comparação entre sistemas equipados com seguidor ou fixo por meio da avaliação da viabilidade técnico-financeira em uma instituição de ensino pública localizada no Sertão da Paraíba. Para atingir os resultados, utilizaram-se *softwares de simulação*, análise de recurso solar, índices de mérito técnico, métodos estatísticos e indicadores financeiros.

Os resultados evidenciaram que as informações de radiação solar estimadas por satélites possuem boa acurácia em relação às estações meteorológicas no solo para região em estudo. Outro fato é que não necessariamente um sistema precisa ser posicionado para o norte geográfico com inclinação igual à latitude local para atingir um rendimento ideal. Foi observado que existem outras combinações de orientação de azimute e inclinação que possuem praticamente o mesmo rendimento da orientação indicada como ideal. Sobre as diferenças entre sistemas com seguidor e fixo, observou-se que o seguidor produz mais energia elétrica durante o ano, no entanto, sua viabilidade financeira é inferior em todos os indicadores financeiros. O sistema fixo obteve melhores resultados financeiros com um menor investimento, o que indicou melhor viabilidade de implementação.

A pesquisa contribuiu para o melhor entendimento sobre sistemas fotovoltaicos quanto aos aspectos técnicos, financeiros e estatísticos, o que pode auxiliar a tomada de decisão por pessoas/instituições interessadas na aplicação desses sistemas, visto que a partir de agora a região do Sertão da Paraíba terá um estudo mais detalhado sobre esses sistemas. Em tempos onde os recursos naturais estão cada vez mais escassos, o consumo aumentando exponencialmente e a economia em meio a um colapso, torna-se imprescindível abordar mecanismos sustentáveis para garantir a sobrevivência de todo o sistema. Esse estudo apresenta uma importante análise dos aspectos a serem considerados na implantação de sistemas fotovoltaicos no sertão paraibano e demais regiões com as mesmas características climáticas.

| | |
|---|-----------|
| INTRODUÇÃO | 1 |
| ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR ESTIMADOS VIA SATÉLITE E MEDIDOS POR ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS NO SERTÃO DA PARAÍBA | 2 |
| INTRODUÇÃO | 2 |
| MATERIAL E MÉTODO | 5 |
| Definição da área de estudo | 5 |
| Coleta dos dados e período de estudo | 6 |
| Tratamento de dados..... | 6 |
| Análise de dados | 7 |
| RESULTADOS..... | 8 |
| CONSIDERAÇÕES FINAIS | 13 |
| REFERÊNCIAS | 14 |
| DESEMPENHO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO COM DIFERENTES INCLINAÇÕES E ORIENTAÇÕES AZIMUTAIS EM CIDADES DA PARAÍBA | 16 |
| INTRODUÇÃO | 16 |
| MÉTODOS | 18 |
| RESULTADOS DA PESQUISA..... | 23 |
| DISCUSSÃO DOS RESULTADOS | 29 |
| CONSIDERAÇÕES FINAIS | 31 |
| REFERÊNCIAS | 32 |
| COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MODO FIXO E COM SEGUIDOR EM UMA INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO NO NORDESTE DO BRASIL | 36 |
| INTRODUÇÃO | 36 |
| MÉTODO | 39 |
| Software de simulação | 39 |
| Recurso solar | 40 |

| | |
|---|-----------|
| Estimativa da produção de energia elétrica | 40 |
| Análise estatística | 41 |
| Avaliação de viabilidade financeira | 42 |
| RESULTADOS E DISCUSSÃO | 44 |
| Consumo de energia elétrica do IFPB Campus Cajazeiras | 46 |
| Estimativa de produção de energia para os sistemas fixo e com seguidor...47 | |
| Estatística inferencial | 48 |
| Análise financeira | 49 |
| CONSIDERAÇÕES FINAIS | 52 |
| REFERÊNCIAS | 53 |
| CONSIDERAÇÕES..... | 58 |
| SOBRE O AUTOR | 60 |

INTRODUÇÃO

Dentre os métodos de conversão de recursos renováveis para geração de energia elétrica, a captação da luz solar por meio de células fotovoltaicas tem aumentado substancialmente nos últimos anos. Este fato está ligado à acessibilidade do recurso solar e aos menores impactos ambientais ocasionados pelo seu uso que vêm tornando essa tecnologia mais acessível e atrativa do ponto de vista financeiro. No entanto, existem variáveis que influenciam a geração de energia nesse tipo de conversão. Logo, é preciso realizar uma análise minuciosa das peculiaridades estruturais e de viabilidade para verificar a exequibilidade de implantação dos sistemas fotovoltaicos de forma efetiva e praticável.

Alguns estudos de viabilidade de sistemas fotovoltaicos se concentram apenas na análise financeira sem se preocupar com fatores diversos que influenciam seu rendimento, superestimando-o ou subestimando-o, tais como: variabilidade da radiação solar durante o ano, confiabilidade das bases de dados de radiação solar, orientação das matrizes fotovoltaicas (ângulos de inclinação e azimute) e diferenças na produção de energia entre um sistema com seguidor solar e um sistema fixo em regiões de alta radiação solar.

A produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos varia de acordo com características ambientais, climáticas e estruturais e não há uma regra geral para instalar esses sistemas em todos os locais da Terra, daí a necessidade de estudos prospectivos para compreender o rendimento desses sistemas em diferentes regiões.

Com base na necessidade de se obter mais informações sobre sistemas fotovoltaicos no Sertão da Paraíba, este estudo propôs algumas questões norteadoras, tais como: as bases de dados de radiação solar disponíveis por estação meteorológicas no solo e por satélite geoestacionário diferem estatisticamente? Em que proporção são as perdas de energia elétrica para sistemas com orientações diferentes da ideal em cidades da Paraíba? Há diferenças significativas na produção de energia entre um sistema instalado com seguidor em relação a um sistema fixo? Qual a viabilidade financeira de sistemas fotovoltaicos instalados com seguidor solar e com painel fixo no Sertão da Paraíba? Tais questões auxiliam na tomada de decisão sobre quais as diferenças significativas envolvidas nos sistemas fotovoltaicos para a localidade em estudo.

ESTUDO COMPARATIVO ENTRE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR ESTIMADOS VIA SATÉLITE E MEDIDOS POR ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS NO SERTÃO DA PARAÍBA

1 | INTRODUÇÃO

A preocupação das nações com os aspectos climáticos futuros, a possibilidade de esgotamento das fontes de energias não renováveis e consequências ambientais causadas por estas são alguns fatores que despertaram a necessidade da humanidade para utilização das energias ditas renováveis, em substituição à matriz fóssil. Nos últimos anos, a energia proveniente do sol tem ganhado destaque dentre as demais fontes de energias renováveis e o aproveitamento dessa, tanto como fonte de calor quanto de luz, tem sido considerada uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano (PINHO; GALDINO, 2014). No entanto, a variabilidade do recurso solar tem sido o fator de maior incerteza na previsão de performance e viabilidade financeira de um projeto de planta solar.

Identificar a taxa e o intervalo de tempo da radiação solar local são parâmetros iniciais e importantes para o desenvolvimento de projetos que visam a captação e a conversão da energia solar. Na opinião de Pinho et al. (2008), um sistema fotovoltaico, por exemplo, requer dados de medições em locais mais próximos possíveis daquele onde se pretende implantar o sistema. Com um histórico dessas medidas, pode-se viabilizar a instalação desses sistemas em uma determinada região, garantindo o máximo aproveitamento do recurso ao longo do ano.

As informações sobre radiação solar podem ser obtidas a partir de diferentes fontes de dados, tais como medições em solo por piranômetros ou células de referência, ou derivada de satélite (ESPINAR, 2009). A medida direta através de radiômetros colocados na superfície é a forma mais simples para conhecer a disponibilidade do recurso solar que incide na superfície da Terra (MARTINS et al., 2004). Esses fornecem medidas pontuais com grande acurácia, entretanto, nem sempre se dispõe de séries históricas de dados pontuais coletados em superfície para todas as localidades desejadas, uma vez que esses instrumentos de coleta possuem elevado custo, principalmente para instalação em grandes extensões territoriais (MARTINS et al., 2004), e quando o interstício de tempo é longo, tende a ocorrer perda de informações devido à manutenção, calibração e falhas na alimentação e controle de qualidade.

Uma alternativa a falta de dados e séries históricas de radiação solar para uma determinada localidade é a obtenção de estimativas a partir da utilização de modelos computacionais simples que utilizam dados atmosféricos obtidos por satélite. Para Martins et al. (2004) a utilização de modelos de satélite para estimar o potencial de utilização da energia solar é uma excelente alternativa para exploração dessa fonte limpa e renovável de energia, principalmente em países de grande extensão territorial. As vantagens dos dados obtidos por satélite são a resolução espacial, dados de longo prazo, baixos custos e mínimo de falhas (MITRUSHI et al., 2016). Medidas coletadas por piranômetros e satélites diferenciam-se principalmente na área de amostragem, sendo que os piranômetros são amostradores pontuais e os satélites são amostradores de grandes áreas (BOTAN; CORREA, 2010).

Vários estudos na literatura (PEREIRA et al., 2006; PEREIRA et al., 2017; MARCIOTTO et al., 2008; BOTAN; CORREA, 2010; BOYO; ADEYEMI, 2011; MITRUSHI et al., 2016; LIMA et al., 2016) têm realizados comparações entre estimativas de dados modelados através de satélites hospedados em bases com valores medidos por sensores, seja para avaliar apenas as semelhanças entre esses dados ou para validar algum modelo. Os estudos em sua maioria se ocupam em investigar a qualidade e a credibilidade entre as bases de dados.

O “Atlas Brasileiro de Energia Solar” (PEREIRA et al., 2006 e PEREIRA et al., 2017) utiliza valores de irradiação obtidos com o modelo BRASIL-SR, os quais são validados por meio de comparação com valores medidos em superfície em estações distribuídas pelo território brasileiro. Os autores fazem uso de algumas métricas estatísticas como o coeficiente de Correlação de Pearson, análise de Viés e da Raiz do Erro Quadrático Médio.

Marciotto et al. (2008) realizaram uma comparação entre medidas de insolação obtidas na Plataforma Micro meteorológica do Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciência Atmosféricas (PM-IAG/USP) e as estimativas do satélite GOES com a finalidade de avaliar a representatividade das medidas isoladas da plataforma micro meteorológica (PM-IAG) para Região Metropolitana de São Paulo (RMSP). O período utilizado foi o mês de junho de 2004. Os resultados são boas concordâncias entre os valores observados em superfície e os estimados por satélite, indicando que as observações na PM-IAG podem ser utilizadas para representar o campo de insolação na RMSP.

Botan e Correa (2010) apresentaram a comparação entre dados de radiação solar inferidos do satélite GOES com informações de superfície fornecidas por uma plataforma coletora de dados (PCD) instalada no campus da Universidade Federal de Itajubá. Fizeram uma análise do ajuste das informações remotas às verdades terrestres, de modo a validar mapas regionais da disponibilidade de radiação solar em superfície. Os resultados foram

significativos e possibilitaram a geração dos primeiros mapas de disponibilidade mensal de radiação solar na região.

Já Boyo e Adeyemi (2011) compararam dados de radiação solar estimados por satélites disponíveis em NSRDB com os medidos em terra por Piranômetro obtidos pela Agência Meteorológica da Nigéria, para cinco localidades. Os autores propuseram o uso do teste de hipótese Komolgorov Smirnov, o qual analisa a similaridade entre os conjuntos de dados e não exige qualquer pressuposto sobre a distribuição de dados.

Mitrusi et al. (2016) realizaram comparação de dados de irradiação global horizontal fornecidos pelo NSRDB, administrado pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) com dados terrestres disponíveis para 6 cidades cobertas pela rede meteorológica da Albania, para um período de 7 anos. Os autores fizeram uso do teste de hipótese, teste t para verificar se há diferenças entre médias e obtiveram que apenas a cidade de Tirana difere estatisticamente dos dados fornecidos pelo NSRDB. Concluíram também, a partir do erro médio (Viés), que os dados das estações meteorológicas são menores que as estimativas fornecidas pela base de dados NSRDB.

Outro estudo realizado por Lima et al. (2016) comparou dados de irradiação global horizontal (GHI) dessa mesma base de dados (NSRDB) com dados coletados por estações meteorológicas automatizadas (EMA) instaladas em cinco cidades do estado de Sergipe e pertencentes ao Instituto Nacional de Meteorologia – INMET, para o período dos meses de outubro a dezembro de 2016. Os autores utilizaram os índices estatísticos: erro médio relativo e a raiz do erro quadrático médio relativo para realizar as análises. Concluem que os dados de GHI do NSRDB são superestimados em relação aos dados medidos pelas estações do INMET para a maioria das localidades analisadas.

Com relação aos trabalhos acima citados, observa-se que a comparação entre bases de dados de radiação solar é feita rotineiramente em diversas localidades, isso ocorre porque há uma necessidade de se buscar dados de irradiação confiáveis, assim como, obter avaliações apropriadas para reduzir o risco na escolha do local de instalação de sistemas que dependam do recurso solar (SENGUPTA et al., 2015). Dados precisos de radiação solar ajudam a garantir melhores inferências nos resultados de viabilidade financeiras e diminuem os erros nas estimativas propostas para geração de energia, por exemplo, de sistemas fotovoltaicos ou coletores solares para aquecimento. Dessa forma, é relevante para uma determinada região, quantificar as semelhanças ou as diferenças entre às duas séries de dados disponíveis.

Neste sentido, este estudo propõe comparações entre valores de GHI obtidos por Estações Meteorológicas Automáticas disponibilizados pelo INMET e pela Agência

Executiva de Gestão das Águas (AESAs) com os dados obtidos via satélite pelo NREL (National Renewable Energy Laboratory) e disponibilizados no banco de dados NSRDB para três municípios do Sertão Paraibano, Cajazeiras, São Gonçalo e Patos, com o objetivo de avaliar as semelhanças ou diferenças estatísticas entre essas bases de dados.

É importante ressaltar que a Região do Sertão da Paraíba está recebendo grandes investimentos em energia solar, por exemplo, a construção do Complexo de geração de energia solar fotovoltaica de Coremas-PB, o qual contará com três usinas denominadas Coremas I, Coremas II e Coremas III, com 93 MWp (Megawatts-pico) em capacidade de geração, com investimentos de até R\$ 426 milhões, sendo que Coremas I e II já estão em fase de construção, cada uma com 31,12 MWp e com entrega prevista para o final de 2017. Já Coremas III está com previsão de entrega apenas para o final de 2018. Coremas I foi vencedor do 1º Leilão de energia solar realizado no Brasil em 2014, Coremas II no 1º leilão de 2015 e Coremas III no 2º Leilão de 2015. Além das usinas de Coremas, há também já outorgados os projetos das usinas de Angico I e Malta com capacidade 27 MWp cada, situados no município de Malta pertencente também ao Sertão Paraibano.

2 | MATERIAL E MÉTODO

2.1 Definição da área de estudo

Este estudo foi realizado no Sertão da Paraíba, região Nordeste do Brasil, com dados de Irradiação Global Horizontal (GHI) nos municípios de Cajazeiras, São Gonçalo (Sousa) e Patos (Tabela. 1). Tais localidades foram as escolhidas por possuírem estações meteorológicas automáticas de dados do INMET (Patos e São Gonçalo) e da AESA (Cajazeiras) (Figura. 1).

| Região | localidades | Latitude | Longitude | Altitude |
|-------------------|-------------|------------|------------|----------|
| Sertão da Paraíba | Cajazeiras | -6,890153 | -38,544097 | 295 m |
| | São Gonçalo | -6,8357777 | -38,311583 | 237 m |
| | Patos | -7,079836 | -37,272817 | 264 m |

Tabela 1: Descrição das localidades



Figura 1: Localização espacial das estações meteorológicas automáticas de dados do estudo

2.2 Coleta dos dados e período de estudo

Para realizar a coleta de informações das estações meteorológicas automáticas do solo, foram solicitados os dados de Irradiação global horizontal (GHI) ao INMET e a AESA. A coleta dos dados de estimativas de satélite para os municípios em estudo foram obtidas no site <https://maps.nrel.gov/nsrdb> disponibilizados pelo *National Renewable Energy Laboratory-NREL* no banco de dados NSRDB. Uma análise preliminar foi realizada para 3 anos (2013 a 2015) das informações de Irradiação global horizontal por hora para as duas base de dados (informações terrestre e valores estimados). Nesta análise preliminar, o ano de 2014 foi o que apresentou o menor número de inconsistências de medição nas estações automáticas. Portanto, o ano de 2014 foi o escolhido para realizar as análises de diferenças entre as bases de dados de estimativas de satélites e medidas observadas no solo nos municípios em estudo.

2.3 Tratamento de dados

As informações de todas as bases de dados referentes ao ano de 2014 foram submetidas a três procedimentos: (i) análise de valores quando fisicamente impossível; (ii) análise de valores quando o evento é extremamente raro; (iii) se uma das bases de dados contivesse em uma linha erros ou falta de dados era excluído essa linha das duas bases de dados para se manter a convergência entre dias e horas das matrizes. Após o procedimento de correção de dados foram calculadas as médias para cada dia do ano e as médias horárias anual para proceder à comparação das curvas geradas pelas informações terrestres e as estimativas do banco de dados NSRDB. Após o tratamento, a quantidade de

dias com dados aceitáveis para os municípios de Cajazeiras, São Gonçalo e Patos foram, 304, 353, 363 respectivamente.

2.4 Análise de dados

Na literatura, vários métodos estatísticos são utilizados para comparar e avaliar os modelos de estimativas de radiação solar (SENGUPTA et al., 2015). Para verificar as diferenças entre as bases de dados do NSRDB e das estações meteorológicas da AESA e do INMET foram utilizados os seguintes métodos: o Erro Médio ou Viés (BIAS em inglês), o Erro Absoluto Médio (MAE em inglês), a Raiz do erro quadrático médio (RMSE em inglês) e o coeficiente de correlação de Pearson (r). Essas medidas foram calculadas a partir da média de GHI para cada dia do ano em cada município em estudo.

De forma complementar, realizou-se um teste de hipótese de diferenças entre média (teste t) para verificar se há diferenças entre as médias dos conjuntos de dados durante o ano de 2014. Em termos de compreensão dos métodos estatísticos utilizados neste trabalho temos que o Viés Eq. (1) mede a tendência de o modelo superestimar ou subestimar os valores modelados em relação aos observados, também chamado de erro sistemático, e se apresentar valor positivo, indica que os valores estimados excedem os valores medidos (SEGUNPTA et al., 2015). O Erro Absoluto Médio Eq. (2) é menos afetado por pontos extremos que o Viés e considerado preciso e robusto como medida da habilidade de modelos numéricos em reproduzir a realidade. A Raiz do erro quadrático médio Eq.(3) é comumente usada para expressar a acurácia dos resultados numéricos com a vantagem de apresentar valores do erro nas mesmas dimensões da variável analisada. Quanto menor o valor dos erros, definidos anteriormente, melhor será a correlação entre as duas bases de dados.

O coeficiente de Pearson (r) mede o grau de intensidade da correlação entre duas variáveis, e ainda, o sentido dessa correlação (positivo ou negativo) e quanto mais próximo de 1 e -1 maior será a correlação. As equações (1), (2), (3) e (4) representam o Erro médio (Viés), o Erro absoluto médio (MAE), a raiz do erro quadrático médio (RMSE) e o coeficiente de Pearson (r), respectivamente

$$VIÉS = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (e_i - o_i) \quad (1)$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |e_i - o_i| \quad (2)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (e_i - o_i)^2} \quad (3)$$

$$r = \frac{n \sum_{i=1}^n e_i o_i - (\sum e_i)(\sum o_i)}{\sqrt{n \sum o_i^2 - (\sum o_i)^2} \cdot \sqrt{n \sum e_i^2 - (\sum e_i)^2}} \quad (4)$$

Onde e_i representa os valores estimados, o_i representa os valores observados e n é a quantidade de amostras.

3 I RESULTADOS

Na análise exploratória dos dados sobre a média diária para o ano de 2014 mostrada em Tabela. 2, observa-se que a média máxima diária de GHI ocorreu na Cidade de Cajazeiras (618,5 W/m²) seguida por Patos (616,9 W/m²) e São Gonçalo (612,3 W/m²) para o conjunto de dados NSRDB. Já para o conjunto de dados terrestre a média máxima ocorreu em Patos (611,2), seguido por São Gonçalo (604,5) e Cajazeiras (574,6). Em relação a mínima, os dados terrestres de Patos e São Gonçalo, onde as estações são do INMET, nota-se que os sensores pontuais no solo são mais sensíveis as baixas irradiações que os valores estimados, enquanto que Cajazeiras tem praticamente a mesma mínima entre os dois conjuntos de dados.

Ao comparar a média diária observa-se uma divergência maior entre as bases de dados de Cajazeiras (diferença de 61,2 W/m²). Para as outras localidades os valores são bem próximos, mas com os dados do NSRDB acima das informações terrestres. O desvio padrão das informações de GHI dentro de cada conjunto de dados varia aproximadamente entre 80 W/m² e 93 W/m² para cada localidade em estudo. Os coeficientes de variação, demonstram que a média possui uma moderada representatividade em cada conjunto, geralmente, varia entre 0,17 e 0,21 o que também explica uma baixa variação de GHI durante o ano.

| Localidades | Cajazeiras | | São Gonçalo | | Patos | |
|--------------------------|------------|-------|-------------|-------|-------|-------|
| | NSRDB | AESA | NSRDB | INMET | NSRDB | INMET |
| Métricas / Base de dados | | | | | | |
| Máxima | 618,5 | 574,6 | 612,3 | 604,5 | 616,9 | 611,2 |
| Mínima | 189,4 | 184,7 | 151,4 | 169,4 | 151,2 | 198,3 |
| Média | 477 | 415,8 | 481,27 | 473,2 | 490,9 | 473,8 |
| Desvio Padrão | 93,24 | 86,79 | 89,14 | 80,44 | 90,61 | 87,85 |
| Coefficiente de Variação | 0,19 | 0,21 | 0,18 | 0,17 | 0,18 | 0,18 |
| Quartil 1 | 424,8 | 361,1 | 429,2 | 423,6 | 439,7 | 422,7 |
| Quartil 2 | 484,7 | 420,4 | 487,5 | 484,9 | 504,2 | 491,3 |
| Quartil 3 | 552,4 | 482,9 | 552,4 | 534,5 | 566,2 | 542,3 |

Tabela 2 – Análise descritiva dos valores relativos à média diária de GHI (W/m^2) para o ano de 2014

Ao realizar um filtro em cada conjunto de dados sobre a proporção de dias que atinge os valores de GHI entre $1000 W/m^2$ e $1105 W/m^2$, obteve-se os dados demonstrados em Tabela 3. Há uma divergência acentuada entre as bases de dados de Cajazeiras. Enquanto NSRDB estima 33,5% dos dias com GHI atingindo em um determinado momento $1000 W/m^2$, a estação da AESA só encontra 2%, o que pode demonstrar uma possível descalibração no sensor ou até falha humana nos registros, visto que a 32 km deste local, a estação do INMET em São Gonçalo encontra uma proporção de 27,3% dos dias para o mesmo período. A Região de Patos é a que possui maior proporção para o mesmo período nas duas bases de dados (45,6% - NSRDB e 34,5% - INMET). Ao analisar qual o valor máximo possível de GHI registrado para o período de 2014, encontra-se $1104 W/m^2$ para Estação do INMET em São Gonçalo e $1080 W/m^2$ para NSRDB Cajazeiras.

| Localidade | Base de dados | % Dias ($1000 < GHI < 1105$) | Valor máximo registrado |
|----------------|---------------|--------------------------------|-------------------------|
| Cajazeiras-PB | NSRDB | 33,5% | $1080 W/m^2$ |
| | AESA | 2,0% | $1071 W/m^2$ |
| São Gonçalo-PB | NSRDB | 37,4% | $1057 W/m^2$ |
| | INMET | 27,3% | $1104 W/m^2$ |
| Patos-PB | NSRDB | 45,6% | $1058 W/m^2$ |
| | INMET | 34,5% | $1040 W/m^2$ |

Tabela 3 – Proporção de dias com GHI entre $1000 W/m^2$ e $1105 W/m^2$ para o período 2014 e valor máximo registrado para um determinado momento do dia

Ainda sobre as comparações e correlações entre as bases de dados, a Figura 2 apresenta os gráficos de dispersão entre a média diária para os valores estimados no NSRDB e os valores observados para estações do INMET e AESA. Foram correlacionados

304 valores de cada banco de dados para Cajazeiras, 353 para São Gonçalo e 363 para Patos. Pode-se verificar uma boa correlação entre os dados estimados e observados, com um coeficiente de Pearson (r) entre 0,88 e 0,91 para as localidades em estudo. Valores estes, próximos aos resultados dos trabalhos de Baton e Correa (2010) e Pereira et al. (2017).

Ao analisar os valores do RSME na Tabela 4, notam-se baixos valores para as estações do INMET em São Gonçalo (8,9%) e Patos (8,6%), inclusive convergindo com valores de referência para o Brasil citado por Segunpta et al. (2015) que indica valores próximo ou inferiores a 13%. Vale salientar que esses valores também estão bem próximos dos valores de RSME do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2017 (2ª edição), que indica para região Nordeste um valor de 8,3%. Para Cajazeiras, mesmo com coeficiente de correlação da ordem de $r = 0,90$, deve-se atentar para um RMSE (16,1%) considerado elevado, se comparado os valores de referência do atlas e de Sengupta et al. (2015), fato que pode demonstrar uma maior dispersão dos pontos em torno da diagonal central que é a melhor estimativa.

| Cidade/Métricas | r | Viés (W/m ²) | Viés% | RSME (W/m ²) | RSME (%) | MAE (W/m ²) |
|-----------------|------|--------------------------|-------|--------------------------|----------|-------------------------|
| Cajazeiras-PB | 0,90 | 61,2 | 14,7% | 66,9 | 16,1% | 63,7 |
| São Gonçalo-PB | 0,88 | 8,060 | 1,7% | 42,120 | 8,9% | 31,590 |
| Patos-PB | 0,91 | 17,10 | 6,26% | 40,61 | 8,6% | 29,66 |

Tabela 4 - Valores de comparação das médias diárias de irradiação global horizontal para cada município em estudo.

A Figura 2 apresenta também os histogramas do Viés para cada localidade e mostra que há variação em maiores proporções entre 0 W/m² e 40 W/m² para São Gonçalo (65%) e Patos (68%) indicando um Viés positivo, isto é, uma tendência dos dados NSRDB superestimar a GHI, fato encontrado também no estudo de Mitrush et al. (2016). Porém, quando comparados os valores em porcentagem (Tabela 4) dessas localidades com os de referência (Valor 8%) Sengupta et al. (2015) observa-se que os valores estão dentro de um limite aceitável para essa região. Já em Cajazeiras, a variação em maiores proporções acontece entre 20 W/m² e 100 W/m² (60%) o que mostra um Viés um pouco elevado e positivo em relação as outras localidades, o que evidencia-se desvios maiores entre as bases de dados.

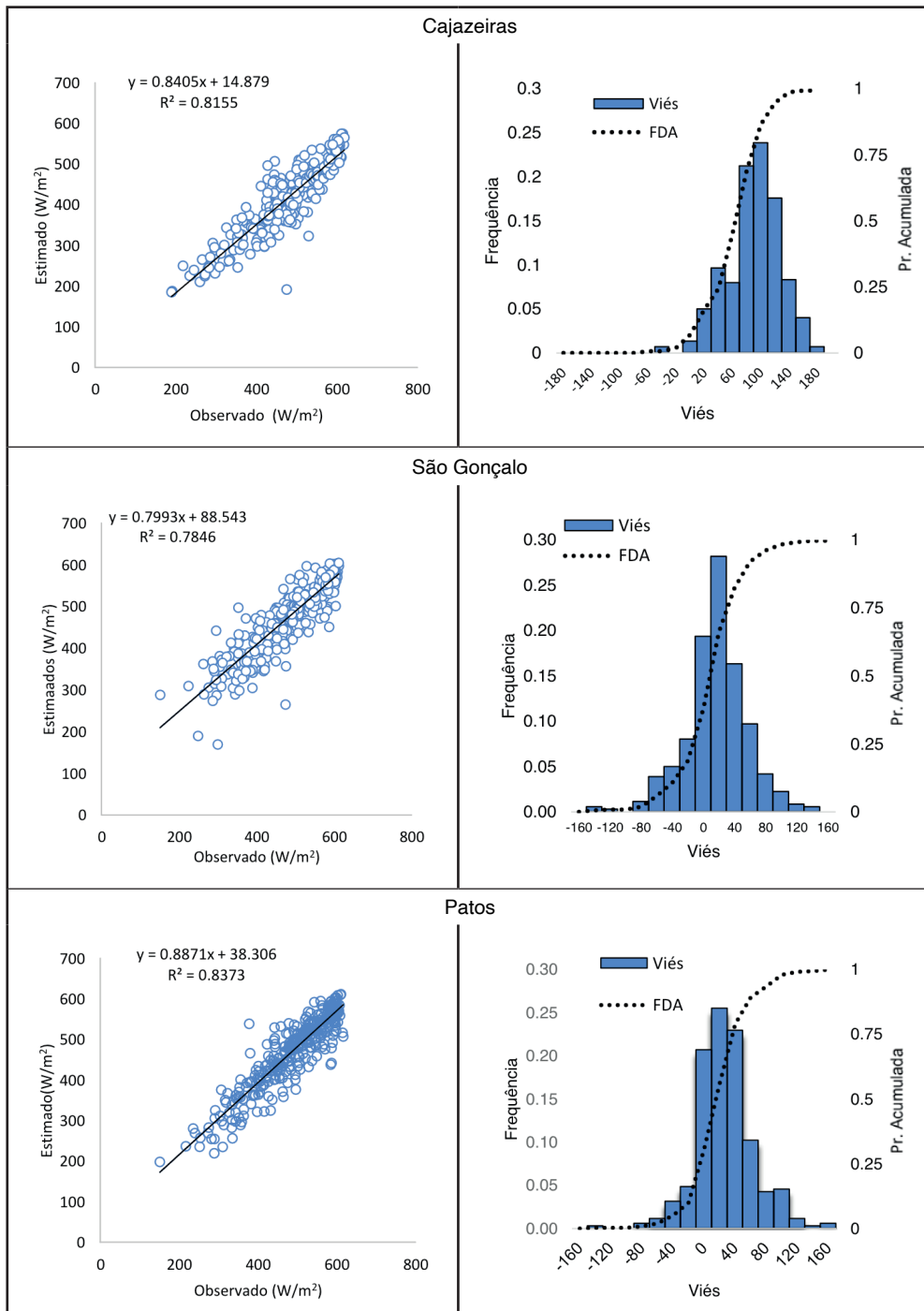


Figura 2: Diagrama de dispersão entre valores estimados e observados para as médias diárias de GHI no período de 2014 e histogramas do Viés para o mesmo período no Sertão Paraíba.

Para uma análise horária da GHI, resolveu-se calcular a média para cada hora do dia no período 2014. Dessa forma, ao analisar a Figura 3, foi possível compreender o comportamento das curvas dos conjuntos de dados durante o dia e em seguida aplicar um teste de hipóteses (teste t) para averiguar se existiam diferenças estatisticamente significativas entre as médias das bases de dados para cada localidade. Antes de realizar o teste de hipótese, efetuou-se, primeiro, a análise descritiva dos dados entre às 06h:00 e 18h:00 para NSRDB e as estações do INMET e AESA, as quais mostraram que os maiores valores de GHI ocorrem entre 11 horas da manhã até as 13 horas da tarde em todas as localidades, sendo que a média de GHI nesse horário em Cajazeiras varia entre 773,3 W/m² - AESA e 833,3W/m²-NSRDB, São Gonçalo 795,16 W/m²-INMET e 842,53W/m²-NSRDB e Patos 833,3 W/m²-INMET e 866,4 W/m²-NSRDB.

É perceptível na Figura 3 que, geralmente, as diferenças entre as curvas do NSRDB e as estações do INMET ocorrem nos horários de pico de radiação solar. Nos demais horários há uma semelhança entre as curvas. Para Cajazeiras (estação AESA), essa situação não ocorre. Nesse local, durante todo o dia as curvas horárias sempre mantêm uma diferença considerável, sendo mais elevado nos horários de maior radiação. A curva para os dados do NSRDB geralmente é superior à curva para dados terrestres, o que converge com os resultados de Lima et al. (2016) e Mitrushi et al. (2016).

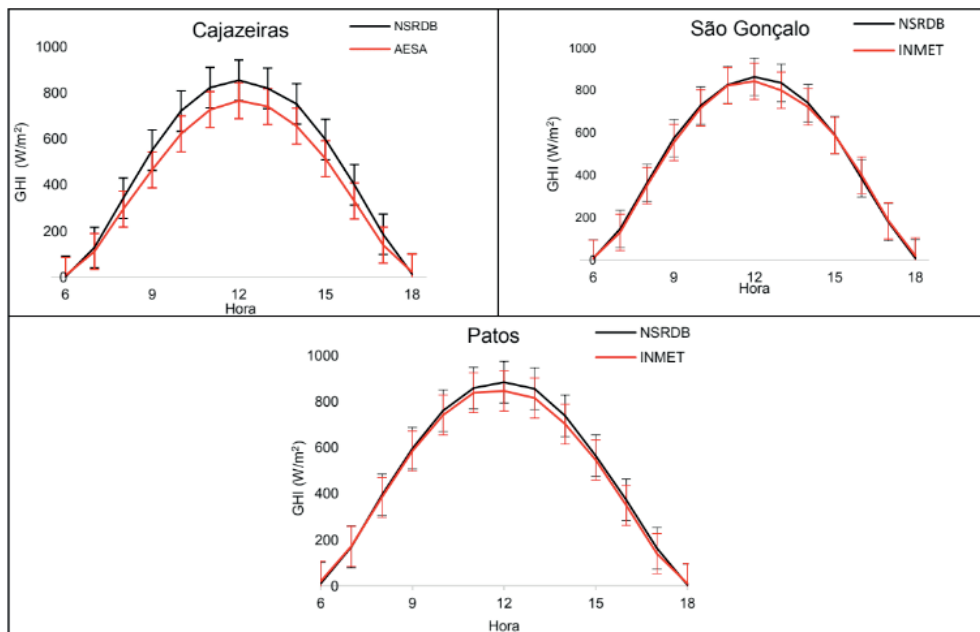


Figura 3: Médias e desvios horários do período de 2014 para Cajazeiras, São Gonçalo e Patos, no Sertão da Paraíba.

A máxima dentre todos os dados, como já mencionado (1104 W/m^2), ocorreu às 13 horas do dia 27 de janeiro de 2014 e foi registrada pela estação do INMET em São Gonçalo e no mesmo dia o NSRDB registrou apenas 1064 W/m^2 para este local. Fato de destaque são os dados horários de nascer e pôr do sol, os quais são bastante inconsistentes e sujeitos a grandes flutuações, detectadas também no estudo de Marcioto et al. (2008). Mesmo assim manteve-se esses horários por não influenciarem diretamente nos resultados, uma vez que os valores são pequenos.

Para aplicar o teste de hipótese (teste t), que assume como hipótese nula (H_0): igualdade entre médias e hipótese alternativa H_1 : diferença entre médias, por ser um teste paramétrico, é necessário primeiro verificar os aspectos de normalidade para cada conjunto de dados. O teste de hipóteses aplicado para verificação da normalidade foi o Shapiro Wilk que gerou $p_valor > 0,05$ para todos os conjuntos de dados, isto é, os dados se comportam de forma a seguir um modelo de uma distribuição normal. A Tabela 5 apresenta os resultados do teste t e é possível identificar que as médias não se diferem estatisticamente em nenhuma localidade. Portanto, não há evidência para considerar que as bases de dados de estimativas de Satélite e observados no solo se diferem estatisticamente entre si. Porém, é intrigante neste estudo o caso particular da diferença existente entre os dados de Cajazeiras $61,2 \text{ W/m}^2$. Entende-se que supondo uma planta solar fotovoltaica de médio ou grande porte, essa diferença poderia causar um erro de acurácia nos resultados de geração de energia a depender de qual base de dados tivesse sido usada.

| Cidade | Base de dados | Diferençasmédias | Significância |
|----------------|-------------------|------------------|---------------|
| Cajazeiras | NSRDB AESA-CZ | 61,2 | 0,608 |
| São Gonçalo-PB | NSRDB INMET-SG | 8,1 | 0,948 |
| Patos-PB | NSRDB INMET-PT | 17,1 | 0,893 |

Tabela 5 – Teste t para igualdade de médias de irradiação global horizontal obtidas para Cajazeiras, São Gonçalo e Patos, no Sertão da Paraíba.

*Significância de 5%

4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste estudo, foi possível comparar os dados de estimativa de GHI fornecidos pela NASA disponíveis no NSRDB com dados de medidas feitas por estação meteorológica terrestre no Sertão da Paraíba, Região Nordeste do Brasil. As avaliações estatísticas

mostraram boa correlação entre as bases de dados, com Viés positivo em todas as localidades, indicando que as estimativas do NSRDB são superestimadas, no entanto, para as estações do INMET, o Viés e a raiz do erro quadrático médio são aceitáveis, pois converge com resultados da literatura, dessa forma, podendo considerar que as medidas são representativas.

Para estação da AESA, em Cajazeiras, as diferenças são maiores e perceptíveis nas curvas diárias (Figura 3) e nas métricas estatísticas. Os valores nesta estação automática, em sua maioria, são menores que os valores obtidos nas estações do INMET. Como Cajazeiras está a apenas 32 km de São Gonçalo, a possibilidade de se obter valores próximo são elevados, visto que os locais estão dentro da mesma região semiárida da Paraíba. Neste sentido, pode-se levantar algumas hipóteses sobre as diferenças existentes na estação da AESA, como, por exemplo, problemas ou limitações dos sensores, falhas na alimentação e controle de qualidade dos dados, dentre outras.

Os resultados do teste t demonstraram que não há evidências para rejeitar a hipótese de igualdade das médias entre os conjuntos de dados dentre as três localidades pesquisadas, mas deve-se considerar que há uma diferença que desperta maior atenção na estação da AESA. Essa diferença ocorrida em Cajazeiras será informada a AESA, para que, se possível, possa verificar se existiu algum tipo de erro com os dados desse período. Uma avaliação mais aprofundada, com uma série histórica de GHI mais longa e identificação dos tipos de sensores utilizados em cada estação pode ser indicada como perspectivas para trabalhos futuros no intuito de dirimir as diferenças existentes entre Cajazeiras e São Gonçalo.

REFERÊNCIAS

BOYO, A. O.; ADEYEMI, K.A, 2012. Analysis of Solar Radiation data From Satellite and Nigeria Meteorological Station, *Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, v. 1, n. 4, p. 314-322.

BOTAN J. S., CORREA M. P. 2010. Elementos de uma climatologia da radiação solar para a região de Itajubá, MG. XVI Congresso Brasileiro de Meteorologia. Belém –PA.

ESPINAR, B. et al., 2009. Analysis of different comparison parameters applied to solar radiation data from satellite and German radiometric stations. *Solar Energy*. Vol. 83, [s.i.]. pp. 118–125.

LIMA, J. C. O. et al., 2016. Comparação entre dados de radiação solar medidas por estações meteorológicas automáticas no estado de Sergipe com valores estimados a partir de imagens de satélite. Simpósio Sergipano de Energia Solar. Aracaju-SE.

MARTINS, F. R., PEREIRA, E B, ECHER, M. P. S, 2004. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geostacionário – o Projeto Swera. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 26, n. 2, p. 145-159.

MARCIOTTO, E. R.; OLIVEIRA, A. P., ESCOBEDO, J. F., 2008. Comparação entre a Radiação Solar Medida na Superfície e Estimada por Satélite na Região Metropolitana de São Paulo. II Congresso Brasileiro de Energia Solar e III Conferência Regional Latino-Americana da ISES – Florianópolis-SC.

MITRUSHI D. et al., 2016. A Comparative Study of Satellite Estimation for Solar Insolation in Albania with Ground Measurements. 9TH International Physics Conference of the Balkan.

NREL -National Renewable Energy Laboratory, http://rredc.nrel.gov/solar/glossary/gloss_d.html.

PINHO, J. T.; et al., 2008. Sistemas híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia. 1. ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A., 2014. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL.

PEREIRA, E. B. et al., 1996. "Survey of the incident solar radiation in Brazil by use of meteosat satellite data". Solar Energy, Vol. 57, No. 2, p.125-132.

PEREIRA, E. B. et al., 2006, "Atlas Brasileiro de Energia Solar". São José dos Campos: INPE, Brasil.

PEREIRA, E. B.; et al., 2017, "Atlas Brasileiro de Energia Solar". 2 ed. São José dos Campos: INPE. 88p.

SENGUPTA, M. et al., 2015, "Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications - Technical Report NREL/TP-5D00-63112", National Renewable Energy Laboratory, Golden-CO, USA.

DESEMPENHO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO COM DIFERENTES INCLINAÇÕES E ORIENTAÇÕES AZIMUTAIS EM CIDADES DA PARAÍBA

1 | INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um fator estratégico para pôr em vigor qualquer política de desenvolvimento econômico, social e sustentável, além de ser elemento essencial para o bem-estar do ser humano (VARUM; BHAT, 2009). Devido a essa necessidade, seu consumo se tornou crescente e tem exigido ampliação na capacidade de geração, seja por meio de fontes de energias limpas ou poluentes, mas sempre com a finalidade de suprir a demanda crescente da sociedade.

A maior parte da energia elétrica consumida no mundo é decorrente de fontes não renováveis, 78,3% em 2014 (REN21, 2016). Essas fontes são responsáveis por grande parte das emissões de gases tóxicos resultantes da queima de combustíveis fósseis que ocasionam danos ao meio ambiente e contribuem para alterações climáticas do planeta (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014). Dessa forma, a implementação das energias renováveis na diversificação da matriz energética se apresenta como uma forma de minimizar tais problemas.

Um tipo de energia renovável e abundante disponível no planeta Terra é a energia solar, que pode ser utilizada como fonte de calor ou de luz. Dentre as principais formas de transformar a energia solar em elétrica, destaca-se a conversão direta da radiação solar em energia elétrica por meio de painéis fotovoltaicos. A utilização da tecnologia fotovoltaica cresceu consideravelmente nos últimos anos, só em 2015 a capacidade instalada foi dez vezes maior que a capacidade acumulada no mundo até 2005 (REN21, 2016).

No Brasil, a utilização dessa tecnologia foi alavancada após a publicação das resoluções normativas 482/2012 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012) e 687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015), as quais regulamentaram as condições gerais para o acesso à microgeração e minigeração distribuídas e criaram também o sistema de compensação de energia. Após publicação dessas resoluções, a quantidade de sistemas fotovoltaicos de mini e microgeração conectados à rede aumentou de dez em 2013 para 10.463, em 2017 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

A análise de sistemas fotovoltaicos é sempre necessária pelo fato de seu desempenho ser influenciado por condições específicas de clima local, tais como temperatura, intensidade

da irradiação solar e do espectro solar, além de variáveis estruturais como a orientação e sombreamento. Com relação à orientação do sistema fotovoltaico é importante destacar os ângulos de inclinação e de azimute. O ângulo de inclinação pode ser definido como o ângulo entre o plano horizontal e o arranjo fotovoltaico, enquanto o azimute representa a direção da superfície do arranjo (SEDRAOUI et al., 2017). Um ângulo de inclinação de 0° indica que o módulo está na posição horizontal, enquanto um ângulo de 90° significa posição vertical. Um azimute de 0°, 90°, 180°, 270° coincide com as orientações para o norte, leste, sul, oeste, respectivamente, para sistemas no hemisfério sul.

De acordo com Pinho e Galdino (CEPEL/CRESESB, 2014), a importância de realizar estudos sobre a orientação de sistemas fotovoltaicos é devido ao seu desempenho depender diretamente do ângulo de inclinação e da orientação azimutal. Os autores ainda afirmam que é necessário ter atenção com os limites ou intervalos dos ângulos na fase inicial do projeto, a fim de garantir o desempenho adequado. Em geral, a geração máxima de energia anual para sistemas fotovoltaicos ocorre quando os módulos são orientados para o equador (sistema no hemisfério sul orientado para o norte, e sistema no norte orientado para o sul) e a inclinação do módulo é igual à latitude local (HUSSEIN; AHMAD; MOHAMAD, 2006; YANG; LU, 2007). De acordo com Zomer et al. (2013), a orientação ideal e a inclinação são facilmente alcançadas em sistemas fotovoltaicos montados no solo. Porém, quando esses são integrados sobre estruturas de construção, raramente serão posicionados da forma indicada como ideal.

Existem diversos trabalhos na literatura relatando o desempenho de sistemas fotovoltaicos que operam em ângulos de inclinação e orientação não ideais (ORDENES et al., 2007; RÜTHER; BRAUN 2009; SANTOS; RÜTHER, 2012; HUMMON; DENHOLM; MARGOLIS, 2013; KORMANN et al., 2014; MONTEIRO JÚNIOR et al., 2016; GASPARIN; KRENZINGER, 2017; SEDRAOUI et al., 2017). Em um desses exemplos, Santos e Rütther (2012), mostraram que, em edificações residenciais/comerciais em Florianópolis-SC, todas apresentavam áreas de telhados adequadas para acomodar sistemas fotovoltaicos, com níveis de irradiação incidente com 90% do máximo potencial para um sistema fotovoltaico idealmente orientado. Os resultados demonstraram que o telhado típico dessas edificações no sul do Brasil (latitude 27°S) possuem um ângulo de inclinação bastante adequado para aplicações fotovoltaicas.

Logo, como cada localidade possui suas peculiaridades e não há uma fórmula geral para instalar sistemas fotovoltaicos em edificações com telhados de orientação diferente da ideal, faz-se necessário realizar estudos prospectivos para compreender o rendimento desses sistemas em situações com diferentes orientações (KALOGIROU, 2016). Isso possibilita quantificar as perdas na produção de energia elétrica e auxilia no processo de

tomada de decisão do local mais adequado para instalação do sistema, com o mínimo de perdas.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017), o Brasil está entre os países com os maiores índices de irradiação solar global do mundo, com médias anuais relativamente altas em todo seu território e com boa uniformidade durante o ano. Dentre as regiões do Brasil, a que possui maior média de irradiação solar global horizontal (5,9 kWh/m².dia) é a região Nordeste (PEREIRA et al., 2017). Essa disponibilidade de irradiação solar é um dos fatores que demonstra o potencial para instalações de sistemas de captação da luz solar na região.

O Estado da Paraíba, em especial, possui condições bastante favoráveis para exploração do potencial de geração de energia solar, visto que parte de seu território (região do sertão), está incluso no chamado “cinturão solar”, faixa com os maiores níveis de irradiação solar que vai do Nordeste ao Pantanal (PIERRO, 2017). Dessa forma, realizar análises de sistemas de energia solar fotovoltaica pode auxiliar na tomada de decisão para diversificação da matriz energética da região. Estes sistemas poderão ser uma das alternativas a fim de suprir as necessidades futuras na demanda de consumo de energia elétrica.

Diante do exposto, este trabalho tem por objetivo avaliar a produção anual de energia elétrica em função dos ângulos de inclinação e orientação azimutal para um sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em seis municípios do Estado da Paraíba. A relevância do estudo está na possibilidade de compreender quais são as orientações que diferem da indicada como ideal (azimute 0° e inclinação igual à latitude local), no entanto, mantêm praticamente o mesmo rendimento nestas localidades (Tabela 1). Neste estudo também é realizada uma avaliação do desempenho dos sistemas em todas as cidades por meio de alguns índices de mérito técnico.

O capítulo está organizado da seguinte forma: na seção 2, é apresentado a metodologia empregada, na seção 3 são apresentados os resultados seguidos das discussões na seção 4 e por fim as considerações finais na seção 5.

2 | MÉTODOS

O presente estudo sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos, quanto ao ângulo de inclinação e orientação azimutal, foi realizado para seis cidades do Estado da Paraíba, em diferentes microrregiões, como pode ser observado na Tabela 1 e Figura 1. Essas cidades foram escolhidas por possuírem dados climáticos disponíveis, por serem consideradas polos econômicos das microrregiões e possuírem temperatura, velocidade

do vento e radiação solar um pouco distintas umas das outras. É possível observar na Tabela 1 que todas estão praticamente na mesma latitude, variando entre 6,46° S e 7,88° S.

A escolha pelo Estado da Paraíba ocorreu pelo fato de estar recebendo grandes investimentos em energias renováveis, inclusive com o uso da tecnologia fotovoltaica. Alguns exemplos desses investimentos são o complexo de geração de energia solar fotovoltaica de Coremas, já em construção, com capacidade de aproximadamente 93 MWp (Megawatts-pico), e as usinas fotovoltaicas de Angico I e Malta já outorgados com capacidade de 27 MWp cada, situadas em Malta, Sertão do Estado da Paraíba (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015a; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015b). Além disso, a Paraíba está entre os 13 estados da federação com melhor potencial para geração distribuída por meio de instalação de painéis fotovoltaicos em telhados residenciais (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2014).

| Cidade | Região da Paraíba | Latitude | Longitude | Altitude |
|----------------|-------------------|----------|-----------|----------|
| Cajazeiras | Sertão | 6,89° S | 38,56° W | 295 m |
| Patos | Sertão | 7,02° S | 37,25° W | 242 m |
| Monteiro | Cariri | 7,89° S | 37,12° W | 599 m |
| Picuí | Curimataú | 6,46° S | 36,31° W | 426 m |
| Campina Grande | Agreste | 7,23° S | 35,88° W | 551 m |
| João Pessoa | Litoral | 7,12° S | 34,85° W | 40 m |

Tabela 1: Descrição das Cidades em Estudo

Fonte: Dados obtidos do Google Earth¹.

Os dados sobre o clima local de cada cidade foram obtidos do banco de dados do *National Solar Radiation Database* (NSRDB) disponibilizados pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL)². Esses dados são horários para o período de um ano e incluem a radiação direta normal, radiação difusa horizontal, temperatura de bulbo seco, temperatura de bulbo úmido, umidade relativa, velocidade do vento, além dos dados de latitude, longitude e altitude do local.

A análise e simulação de desempenho foi realizada para um sistema solar fotovoltaico conectado à rede com capacidade 1500 Wp, típico de uma residência, conforme indicado por Gasparin e Krenzinger (2017). Para fins de comparação da influência da inclinação do módulo e orientação do azimute, considerou-se um ângulo azimutal de 0° (voltado para

1. <https://earth.google.com>

2. <https://nsrdb.nrel.gov/nsrdb-viewer>

o norte geográfico) e ângulo de inclinação dos módulos igual à latitude local, conforme indicado na literatura técnica como ideal.

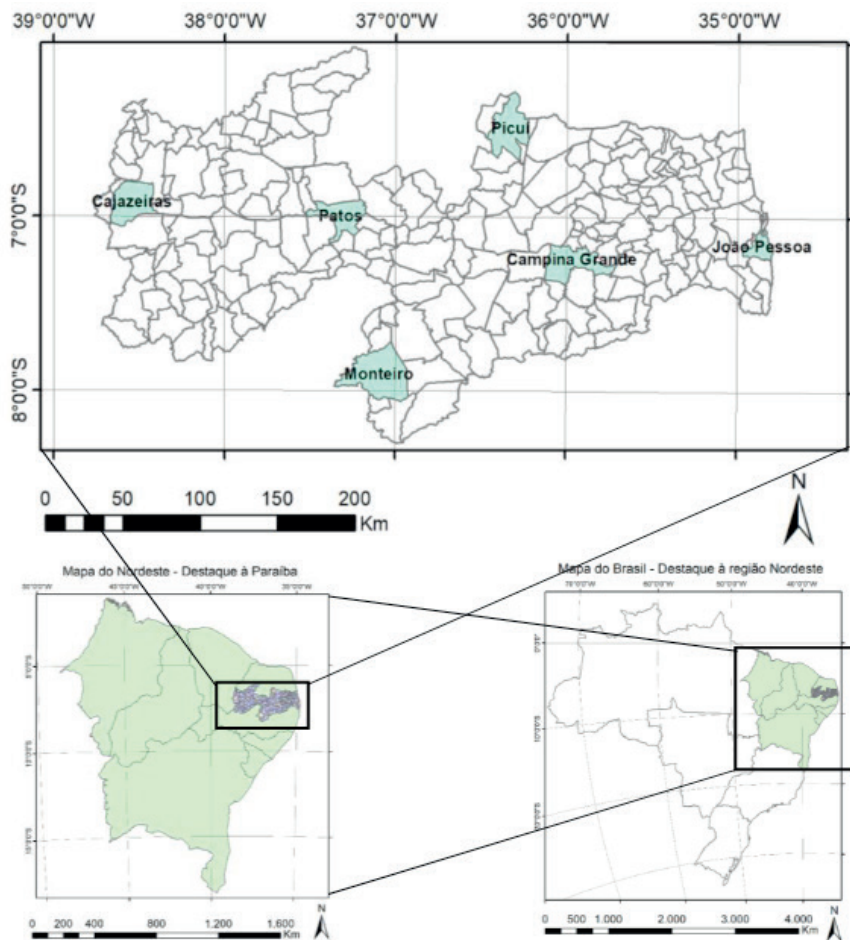


Figura 1. Localização espacial das Cidades em estudo

Fonte: Imagens obtidas por meio do *software* Qgis³.

O *software* de simulação utilizado neste trabalho foi o *System Advisor Model* (SAM) desenvolvido pelo NREL⁴, o qual dispõe de diversos modelos para estimar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, seja residencial ou comercial, além de realizar análises paramétricas, estocásticas e possibilitar a criação de macros. Nesse estudo, optou-se por fazer uma simulação com o modelo de desempenho completo de um sistema fotovoltaico conectado à rede para uso residencial, baseado nas curvas características e

3. <https://www.qgis.org>

4. <https://sam.nrel.gov/>

de eficiência de componentes disponíveis no mercado. Como exemplos de publicações de trabalhos com resultados obtidos pelo SAM podem ser citados, Blair, Dobos e Sather (2012), Dobos, Gilman e Kasberg (2012), Kormann *et al.* (2014) e Gasparin e Krenzinger (2017).

Para a realização da simulação foi necessário configurar as variáveis de entrada e de saída em cada local. A capacidade simulada foi de 1500 Wp com sistema composto de seis módulos de silício multicristalino com 250 Wp de potência da Canadian Solar conectados em série a um inversor Fronius Galvo, modelo 1,5-1. O albedo, fração da radiação solar refletida por uma superfície, considerado nesse estudo foi de 0,2 e o modelo de radiação difusa segue o modelo de Perez *et al.* (1987), também disponível no SAM. Para determinar a temperatura de operação dos módulos foi utilizado, o método NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) (CEPEL/CRESESB, 2014). Nas condições NOCT foram considerados os seguintes valores: irradiância de 800 W/m², temperatura ambiente 20°C e velocidade do vento 1m/s.

Sobre a variação do ângulo de inclinação do módulo foi considerado o intervalo entre 0° e 90° com um maior refinamento na faixa de possibilidades de inclinação de um telhado de uma residência padrão (0° e 40°). O ângulo azimutal variou de 0° à 360°, porém foi dado menor refinamento na orientação sul por ter interesse reduzido para aplicações fotovoltaicas instaladas no hemisfério sul. Foi utilizada a definição de azimute da superfície baseada no norte verdadeiro, onde 0° indica o norte e o deslocamento positivo é em direção leste compreendendo ângulos entre 0 e 359°, conforme os trabalhos de Kormann *et al.* (2014), Gasparin e Krenzinger (2017) e Monteiro Júnior *et al.* (2017).

Quanto às variáveis de saída para avaliação do sistema, foram escolhidas a energia anual produzida pelo sistema e os índices de mérito técnico (fator de capacidade, produtividade do sistema e taxa de desempenho). Os índices de mérito técnico permitem avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico, de modo que seja possível compará-los a sistemas operando em diferentes configurações e tecnologias, bem como em diferentes regiões. Levam em consideração alguns parâmetros como aproveitamento da radiação solar, produção de energia e efeitos das perdas do sistema (BENEDITO, 2009). Neste trabalho esses índices foram simulados para um sistema fotovoltaico com posicionamento ideal e posteriormente foram comparados com os resultados de Benedito (2009), Almeida (2012), Konzen (2014), Nakabayashi (2015) e Urbanetz *et al.* (2017). Os índices de mérito são fórmulas algébricas que, geralmente, expressam uma relação entre características e/ou propriedades do sistema.

O fator de capacidade, *FC*, dado pela Equação 1, é um índice que representa a razão entre a energia real entregue pelo sistema e a energia que seria entregue caso

operasse na potência nominal de forma contínua, 24 horas por dia durante o ano inteiro, conforme Urbanetz *et al.* (2017). Esse índice é uma forma de comparação da capacidade de gerar energia de diferentes fontes.

$$FC = \frac{E_G}{E_{STD}} \quad (1)$$

E_G é a energia gerada e E_{STD} é a energia gerada nas condições padrão durante todo o ano.

O índice de produtividade ou *yield* é a relação entre a energia gerada, em kWh, e a potência do sistema fotovoltaico instalada, em kWp, normalmente, vinculada a um ano de operação, denominada de *yield* anual. O cálculo é realizado por meio da Equação 2.

$$Y_F = \frac{E_G}{P_{STD}} \quad (2)$$

P_{STD} representa a potência nominal do sistema, em kWp, nas condições padrões.

Outro índice para analisar os sistemas fotovoltaicos é a taxa de desempenho, também denominada de *Performance Ratio* (P_R), que é a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1000 W/m² incidentes no painel fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (CEPEL/CRESESB, 2014). Segundo Almeida (2012), a taxa de desempenho é um valor adimensional que ilustra o efeito total de perdas e falhas em um sistema fotovoltaico, indicando o quanto sua operação se aproxima de um sistema ideal ($P_R = 1$). Esse índice permite comparar sistemas independentemente da localização geográfica, posicionamento do gerador e potência nominal, pois normaliza a produtividade em relação à irradiação solar. Pode ser calculada a partir da Equação 3.

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (3)$$

Y_F é o índice de produtividade definido pela equação 2 e Y_R é a produtividade de referência, ou seja, é a quantidade de irradiação total no plano do gerador fotovoltaico por unidade de irradiação de referência (ALMEIDA, 2012). Pode ser calculado por meio da equação 4.

$$Y_R = \frac{H}{G_{STD}} \quad (4)$$

com H representando a irradiação no plano do arranjo, em kWh/m² e G_{STD} , a irradiação de referência na condição padrão de testes, sendo igual a 1000 W/m².

Logo após a análise dos índices de mérito e da produção anual de energia, foram realizadas análises de perdas em função dos ângulos de inclinação e azimutais do módulo. Foi realizada a simulação do arranjo fotovoltaico para diversas orientações em cada cidade. O valor da energia anual para cada um dos ângulos e orientações foi normalizado pela energia obtida no sistema orientado de forma ideal, conforme Equação 5.

$$P = \left(\frac{E_{io}}{E_R} \right) \times 100 \quad (5)$$

com E_{io} sendo a energia produzida em função da inclinação e orientação azimutal, E_R a energia produzida pelo sistema na orientação ideal e P é a relação em porcentagem entre E_{io} e E_R .

Dessa forma, todos os resultados apresentados são relativos ao sistema posicionado na orientação considerada como ideal pela literatura (azimute 0° e inclinação igual à latitude local) o que tornou possível a verificação da perda de energia anual em relação a várias posições do painel.

3 | RESULTADOS DA PESQUISA

Os resultados apresentados na Tabela 2 são da geração de energia anual com o arranjo fotovoltaico na orientação ideal, para cada uma das seis cidades em estudo. Esses resultados são úteis para ilustrar o potencial de produção de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em cidades de diferentes regiões da Paraíba (Figura 1).

| Cidade | Latitude | Longitude | Energia Anual (kWh) | Produtividade (kWh/kWp) | Taxa de desempenho | Fator de capacidade (%) |
|----------------|----------|-----------|---------------------|-------------------------|--------------------|-------------------------|
| Cajazeiras | 6,89° S | 38,56° W | 2649 | 1767 | 0,73 | 20,2 |
| Patos | 7,07° S | 37,25° W | 2621 | 1749 | 0,74 | 20,1 |
| Monteiro | 7,88° S | 37,12° W | 2548 | 1700 | 0,74 | 19,4 |
| Picuí | 6,46° S | 36,31° W | 2584 | 1724 | 0,75 | 19,7 |
| Campina Grande | 7,23° S | 35,88° W | 2464 | 1644 | 0,75 | 18,8 |
| João Pessoa | 7,11° S | 34,85° W | 2488 | 1660 | 0,76 | 18,9 |

Tabela 2 – Desempenho de um sistema fotovoltaico de 1500 Wp, com inclinação igual à latitude local e ângulo azimutal 0°.

Fonte: Dados obtidos através do *software* SAM.

A Tabela 2 ilustra a taxa de desempenho (P_R) dos sistemas nos diferentes locais variando entre 0,73 e 0,76, valores praticamente iguais aos indicados por Tolmasquim (2016) o qual afirma que as melhores localidades brasileiras possibilitam uma taxa de desempenho (P_R) dos sistemas fotovoltaicos de 0,75. De acordo com Kormann *et al.* (2014) é importante destacar que o índice P_R não considera as condições de inclinação e orientação que maximizam a conversão de energia solar em energia elétrica, mas considera todas as perdas envolvidas (perdas por queda de tensão, sujeira, sombreamento, eficiência do inversor, temperatura, entre outros).

A taxa de desempenho, isoladamente, não permite a verificação da real capacidade de energia a ser produzida, pois um sistema com um índice P_R baixo em um local com altos recursos de energia solar pode produzir mais energia que um sistema com um P_R alto em um local de baixo recurso solar (FUSANO, 2013). Pode-se verificar que isso ocorre entre Cajazeiras e João Pessoa, no qual uma taxa de desempenho menor (0,73), ainda assim produz 161 kWh a mais no ano.

Em complemento ao estudo de desempenho desses sistemas fotovoltaicos, pode-se avaliar os fatores de capacidade (F_c), indicados na Tabela 2, os quais variam entre 18,8 e 20,2%. Os resultados dos fatores de capacidade ilustram o potencial da energia solar em todas as cidades em estudo, visto que esse índice demonstra a relação entre a energia real gerada e a energia gerada nas condições padrão.

Os valores de F_c obtidos neste estudo são ligeiramente maiores que aqueles divulgados por Tolmasquim (2016), por Benedito (2009) e Nakabayashi (2014), que variaram entre 17,5% e 18,0% para sistemas instalados no Brasil. Já Konzen (2014) estimou para o estado da Paraíba, um F_c de 16,7% e ainda afirmou que os valores para o Brasil variam entre 15,7% a 18,5%. Destaca-se que esses estudos também foram todos simulados para estruturas fixas, voltadas para o norte e com inclinação igual à latitude do local.

A maior produtividade do sistema foi observada nas cidades de Cajazeiras, Patos e Picuí. Segundo Marion *et al.* (2005) esse índice permite comparar diferentes configurações e ambientes de montagem, onde poderá ser analisado a variação de temperatura dos módulos fotovoltaicos, visto que esses têm características definidas para condições padrão de ensaio que muitas vezes diferem da realidade. As cidades com menor produtividade foram Monteiro, João Pessoa e Campina Grande. Os resultados de produtividade do sistema ilustrado na Tabela 2 aproximam-se dos apresentados em Kormann *et al.* (2014), Monteiro Júnior *et al.* (2017) e Gasparin e Krenzinger (2017) para as cidades de baixa latitude.

Nas Tabelas 3 a 8 é possível verificar os resultados da produção anual de energia em função da variação do ângulo de inclinação e orientação azimutal dos painéis fotovoltaicos simulados no SAM e normalizados pelo sistema orientado de forma ideal.

A Tabela 3 apresenta os resultados para a cidade Cajazeiras e observa-se que para atingir 100% de geração do sistema orientado de forma ideal, o azimute pode variar de 310° a 40° e sua inclinação pode ir de 5° a 10°, (11% das orientações). O posicionamento com inclinação de 10° e azimute variando entre 350° e 0°, superou em 0,6% a produção de energia do sistema orientado na posição ideal. Contudo, essa variação de 0,6% não aparece detalhado nos resultados da Tabela 3 por questões de arredondamento, devido os valores da Tabela estarem restritos a 100% e ser um valor considerado irrelevante para sistemas fotovoltaicos.

Na análise da Tabela 3, pode-se inferir que há uma faixa ampla de orientação ao admitir uma perda de geração inferior a 2%, resultando em uma inclinação de até 15° e azimute variando de leste a oeste. Isso permite ampliar as possibilidades de instalação dos sistemas nas mais diversas orientações de telhados, mantendo bom rendimento em relação ao sistema ideal. Se considerar inclinação de 20° e perdas de 2%, o azimute pode variar de 310° a 50°. Verifica-se também que ocorre uma simetria em torno do azimute de 0° à medida que o ângulo de inclinação aumenta. Os piores resultados (18% das orientações) estão com inclinação acima de 70° para azimute entre 135° e 180°, (proximidade da orientação Sul) e de 330° a 30°, proximidades da orientação norte.

| Azimute (°) | Sul | | Oeste | | | | Norte | | | | | | | Leste | | | |
|----------------|------|------|-------|------|------|------|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|-----|------|--|
| | 180° | 225° | 270° | 290° | 310° | 330° | 350° | 0° | 10° | 20° | 30° | 40° | 50° | 70° | 90° | 135° | |
| 0° | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | |
| 5° | 98 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | 99 | 98 | |
| 10° | 96 | 97 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | 98 | 97 | |
| 15° | 94 | 95 | 98 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | 99 | 99 | 98 | 97 | 95 | |
| 20° | 91 | 93 | 96 | 97 | 98 | 98 | 99 | 99 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 97 | 96 | 93 | |
| 25° | 88 | 90 | 94 | 96 | 96 | 97 | 97 | 97 | 97 | 96 | 96 | 96 | 96 | 95 | 94 | 90 | |
| 30° | 83 | 87 | 92 | 94 | 94 | 95 | 95 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 94 | 93 | 92 | 87 | |
| 35° | 79 | 84 | 90 | 91 | 92 | 92 | 92 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 91 | 89 | 83 | |
| 40° | 74 | 80 | 87 | 89 | 89 | 89 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 86 | 79 | |
| 70° | 42 | 55 | 68 | 68 | 66 | 61 | 57 | 57 | 57 | 59 | 61 | 63 | 65 | 67 | 67 | 54 | |
| 90° | 27 | 40 | 53 | 53 | 49 | 42 | 38 | 38 | 38 | 39 | 42 | 45 | 48 | 52 | 52 | 39 | |

Tabela 3 - Energia anual normalizada do sistema fotovoltaico simulado para diversos ângulos de inclinação e orientação na cidade de Cajazeiras.

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM.

Os resultados das simulações para a cidade de Patos (Tabela 4) demonstraram que 15% das orientações atingem o valor produzido pelo sistema com orientação ideal e as inclinações podem variar entre 5° (azimute 330° a 90°), 10° (azimute entre 350° a 90°) e 15° (azimute entre 10° a 70°). A orientação que superou a posição ideal em termos de produção de energia foi a 10° de inclinação e com azimute variando entre 20° e 50°. Todas essas combinações de inclinação e azimute, superaram em apenas 0,3% a produção de energia elétrica da orientação ideal. É possível verificar que com perda inferior a 2%, o ângulo de inclinação poderá atingir até 25° com azimute entre 30° e 70°. Verifica-se uma tendência dos sistemas orientados ao leste ter desempenho superior aos orientados a oeste, salvo eventuais sobreamentos.

| Azimute (°) | Sul | | Oeste | | | | | Norte | | | | | Leste | | | |
|----------------|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|
| | 180 | 225 | 270 | 290 | 310 | 330 | 350 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 70 | 90 | 135 |
| 0 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 |
| 5 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 |
| 10 | 97 | 96 | 97 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 98 |
| 15 | 94 | 94 | 96 | 97 | 98 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 96 |
| 20 | 92 | 92 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 98 | 94 |
| 25 | 88 | 89 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 96 | 97 | 97 | 98 | 98 | 98 | 98 | 97 | 92 |
| 30 | 84 | 85 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 95 | 96 | 96 | 96 | 96 | 95 | 89 |
| 35 | 79 | 81 | 86 | 88 | 89 | 89 | 90 | 91 | 92 | 92 | 93 | 93 | 94 | 94 | 93 | 86 |
| 40 | 74 | 77 | 83 | 85 | 85 | 86 | 87 | 87 | 88 | 89 | 90 | 90 | 91 | 91 | 90 | 82 |
| 70 | 42 | 52 | 63 | 64 | 62 | 58 | 56 | 56 | 57 | 60 | 63 | 66 | 68 | 71 | 71 | 57 |
| 90 | 27 | 38 | 49 | 49 | 45 | 39 | 36 | 37 | 38 | 40 | 43 | 47 | 51 | 55 | 55 | 41 |

Tabela 4 - Energia anual normalizada do sistema fotovoltaico simulado para diversos ângulos de inclinação e orientação na cidade de Patos.

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM.

Algumas hipóteses para esse caso seriam que ou há uma maior disponibilidade de irradiação solar no período da manhã, ou as temperaturas no período da tarde são muito elevadas, o que ocasionaria redução da eficiência do módulo. Os piores resultados (19% das orientações) possuem inclinação acima de 70°, fato também visualizado nos dados da cidade de Cajazeiras.

A Tabela 5, referente aos resultados da cidade de Monteiro, indica que as melhores orientações em relação à ideal está entre 330° e 70° de azimute para inclinação de 5° a 15°. Aproximadamente, 12% das orientações atingem a mesma produção de energia elétrica que o sistema voltado para o norte geográfico e inclinação igual à latitude. Há uma

vantagem energética para aplicações fotovoltaicas em telhados com orientação para leste em detrimento a oeste, resultados também indicados na cidade de Patos.

Os piores resultados se mantêm acima de 70° de inclinação, com azimute de 135°, 180°, 225°, 350°, 0°, 10°, 20° também ocorridos nas cidades de Cajazeiras e Patos. Fato de destaque é que mesmo o sistema fotovoltaico estando orientado para o norte geográfico (0°), considerado como azimute ideal, se o ângulo de inclinação for superior a 70°, a geração de energia é inferior aos azimutes leste e oeste, respectivamente 90° e 270°. Para a cidade de Monteiro não houve resultados superiores ao sistema fotovoltaico orientado de forma ideal.

| Azimute (°) | Sul | | Oeste | | | | | Norte | | | | | Leste | | | | |
|----------------|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|----|-----|--|
| | 180 | 225 | 270 | 290 | 310 | 330 | 350 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 70 | 90 | 135 | |
| 0 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | |
| 5 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | |
| 10 | 97 | 97 | 98 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 98 | |
| 15 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 98 | 96 | |
| 20 | 92 | 92 | 95 | 96 | 97 | 97 | 98 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 99 | 98 | 97 | 94 | |
| 25 | 88 | 89 | 92 | 94 | 95 | 95 | 96 | 96 | 97 | 97 | 97 | 97 | 97 | 97 | 96 | 92 | |
| 30 | 84 | 86 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 94 | 94 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 94 | 89 | |
| 35 | 80 | 82 | 87 | 89 | 89 | 90 | 91 | 91 | 91 | 92 | 92 | 93 | 93 | 93 | 92 | 85 | |
| 40 | 75 | 78 | 84 | 86 | 86 | 87 | 87 | 87 | 88 | 89 | 89 | 90 | 90 | 90 | 89 | 82 | |
| 70 | 43 | 53 | 64 | 65 | 63 | 59 | 56 | 56 | 57 | 59 | 62 | 65 | 67 | 70 | 69 | 56 | |
| 90 | 27 | 39 | 50 | 50 | 46 | 40 | 37 | 37 | 38 | 40 | 43 | 47 | 50 | 54 | 54 | 41 | |

Tabela 5 - Energia anual normalizada do sistema fotovoltaico simulado para diversos ângulos de inclinação e orientação na cidade de Monteiro.

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM

Os resultados apresentados na Tabela 6, para a cidade de Picuí, são muito semelhantes aos resultados obtidos para as cidades de Monteiro e Patos tanto na produtividade anual (Tabela 2) quanto na produção do sistema em diferentes ângulos de inclinação e de orientação do arranjo fotovoltaico. Além disso, a tendência de melhor eficiência para orientações a leste foi mantida. Para perdas de geração de energia inferiores a 2%, a inclinação do módulo pode ir até 20° e o ângulo de azimute variar entre 10° e 90°. Valores de inclinação acima de 70° e orientações azimutais mais ao sul e ao norte estão propensas a terem os piores resultados. Valores superiores ao sistema orientado de forma ideal foram encontrados na inclinação de 10° e azimute entre 20° e 50°, no entanto a superioridade é de apenas 0,3%.

| Azimute (°) | Sul | | Oeste | | | | | Norte | | | | | Leste | | | |
|----------------|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|
| | 180 | 225 | 270 | 290 | 310 | 330 | 350 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 70 | 90 | 135 |
| 0 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 |
| 5 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 |
| 10 | 97 | 97 | 98 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 98 |
| 15 | 95 | 95 | 96 | 97 | 98 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 97 |
| 20 | 92 | 92 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 98 | 95 |
| 25 | 89 | 89 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 96 | 97 | 97 | 97 | 97 | 98 | 97 | 96 | 92 |
| 30 | 85 | 86 | 90 | 91 | 92 | 93 | 93 | 94 | 94 | 95 | 95 | 95 | 96 | 96 | 95 | 89 |
| 35 | 80 | 82 | 87 | 88 | 89 | 89 | 90 | 91 | 91 | 92 | 92 | 93 | 93 | 93 | 92 | 86 |
| 40 | 75 | 79 | 84 | 86 | 86 | 86 | 86 | 87 | 88 | 88 | 89 | 90 | 91 | 91 | 90 | 83 |
| 70 | 44 | 53 | 64 | 65 | 63 | 59 | 56 | 56 | 57 | 59 | 62 | 65 | 68 | 71 | 71 | 58 |
| 90 | 28 | 39 | 50 | 50 | 46 | 40 | 37 | 37 | 38 | 40 | 43 | 47 | 51 | 55 | 56 | 43 |

Tabela 6 - Energia anual normalizada do sistema fotovoltaico simulado para diversos ângulos de inclinação e orientação na cidade de Picuí.

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM.

Os resultados das simulações para a cidade de Campina Grande (Tabela 7) demonstram que os melhores resultados ocorrem com ângulo de inclinação entre 5° e 10° e azimutal entre 290° e 70° não havendo uma preferência de orientação leste/oeste, algo diferente das cidades de Patos, Monteiro e Picuí. Verifica-se uma simetria em torno do norte geográfico. Nesse caso, aplicações fotovoltaicas em telhados na cidade de Campina Grande podem obter eficiência igual ao sistema orientado de forma ideal, mas não necessariamente precisam estar orientados para o norte. A inclinação do módulo pode ser de até 20° para uma perda de geração de energia elétrica anual inferior a 2%, porém a variação do azimute deve ser entre 330° e 50°.

| Azimute (°) | Sul | | Oeste | | | | | Norte | | | | | Leste | | | |
|----------------|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|----|-----|
| | 180 | 225 | 270 | 290 | 310 | 330 | 350 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 70 | 90 | 135 |
| 0 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 |
| 5 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 |
| 10 | 97 | 98 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | 98 |
| 15 | 95 | 96 | 98 | 98 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 98 | 98 | 96 |
| 20 | 93 | 94 | 96 | 97 | 97 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 97 | 96 | 94 |
| 25 | 90 | 92 | 94 | 95 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 95 | 95 | 91 |
| 30 | 86 | 89 | 92 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 94 | 94 | 94 | 93 | 93 | 89 |
| 35 | 82 | 85 | 90 | 91 | 91 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 91 | 91 | 91 | 91 | 90 | 85 |
| 40 | 77 | 81 | 87 | 88 | 88 | 87 | 86 | 86 | 86 | 87 | 87 | 88 | 88 | 88 | 88 | 82 |
| 70 | 46 | 57 | 67 | 67 | 64 | 59 | 55 | 55 | 56 | 58 | 60 | 63 | 65 | 68 | 68 | 56 |
| 90 | 29 | 42 | 53 | 52 | 47 | 41 | 37 | 37 | 37 | 39 | 42 | 45 | 49 | 53 | 53 | 41 |

Tabela 7 - Energia anual normalizada do sistema fotovoltaico simulado para diversos ângulos de inclinação e orientação na cidade de Campina Grande.

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM.

Nenhuma orientação atingiu a produção de energia anual de forma total e os resultados que apareceram 100% é devido a questões de arredondamento. Os valores que são considerados 100% na realidade têm uma pequena redução de 0,1%. Aproximadamente 13% das orientações com inclinação superior a 70° e azimute próximo ao sul e ao norte possuem os piores resultados nas simulações para esta localidade.

| Azimute (°) | Sul | | Oeste | | | | | Norte | | | | | Leste | | | | |
|----------------|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-------|----|----|-----|--|
| | 180 | 225 | 270 | 290 | 310 | 330 | 350 | 0 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 70 | 90 | 135 | |
| 0 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | |
| 5 | 99 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | 99 | |
| 10 | 97 | 98 | 99 | 99 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 99 | 99 | 99 | 98 | 97 | |
| 15 | 95 | 96 | 98 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 99 | 98 | 98 | 97 | 96 | |
| 20 | 93 | 94 | 97 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 97 | 97 | 97 | 96 | 96 | 93 | |
| 25 | 90 | 92 | 95 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 96 | 95 | 95 | 95 | 94 | 91 | |
| 30 | 86 | 89 | 93 | 94 | 94 | 94 | 94 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 93 | 92 | 91 | 88 | |
| 35 | 81 | 86 | 91 | 92 | 92 | 91 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 89 | 84 | |
| 40 | 77 | 82 | 88 | 89 | 89 | 88 | 87 | 87 | 86 | 87 | 87 | 87 | 87 | 87 | 86 | 80 | |
| 70 | 46 | 57 | 68 | 69 | 66 | 61 | 56 | 56 | 56 | 57 | 60 | 62 | 64 | 67 | 66 | 55 | |
| 90 | 30 | 42 | 53 | 53 | 48 | 42 | 37 | 37 | 37 | 39 | 41 | 45 | 48 | 51 | 52 | 41 | |

Tabela 8 - Energia anual normalizada do sistema fotovoltaico simulado para diversos ângulos de inclinação e orientação na cidade de João Pessoa.

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM.

+

Os resultados da cidade de João Pessoa (Tabela 8) são semelhantes aos da cidade de Campina Grande, quanto à inclinação e orientação azimutal do arranjo fotovoltaico, inclusive na simetria em torno do norte geográfico e na possibilidade de instalação em telhados tanto para leste quanto para oeste, com uma pequena diferença de 1% na inclinação de 20° e orientação azimutal de 30° a 40°. Os piores resultados estão com inclinação superior a 70° e próximos ao norte e ao sul.

4 | DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Ao comparar os resultados das simulações verificou-se que em todas as cidades analisadas, a energia produzida pelo sistema na condição horizontal, independe do ângulo azimutal e as perdas não superam 1% em relação ao sistema orientado de modo ideal, o que demonstra uma ínfima perda. A não influência do azimute é devido ao fato do módulo na posição horizontal poder receber irradiação solar de forma igual em todos os sentidos (MONTEIRO JÚNIOR *et al.*, 2017). Essa perda de apenas 1% também foi identificada

nos trabalhos de Monteiro Júnior *et al.* (2017) e Gasparin e Krenzinger (2017) quando analisaram cidades brasileiras de baixa latitude como Palmas-TO, Fortaleza-CE e Manaus-AM, respectivamente. De acordo com Burger e Rüther (2006), os locais de baixa latitude são menos sensíveis aos desvios de azimute para pequenos ângulos de inclina  o em geradores fotovoltaicos montados em telhado.

   importante lembrar que a posi  o horizontal do arranjo fotovoltaico, por mais simples que seja a instala  o física em algumas ocasiões, não    a indicada pelos fabricantes, visto que o acúmulo de sujeira na superfície do módulo pode prejudicar o rendimento global do sistema. Para Dunn *et al.* (2013) e Gostein, Caron e Littmann (2014), o acúmulo de sujeira    considerado o terceiro fator ambiental que influencia na gera  o de um sistema fotovoltaico, menos relevante apenas que a temperatura e a irradiância solar. Kimber *et al.* (2006) e Zorrilla-Casanova *et al.* (2011) apresentam resultados indicando uma redu  o de até 20% na energia gerada mensal devido ao acúmulo de sujeira na superfície do painel, corroborando com a afirma  o anterior de que não    indicada a instala  o de módulos na posi  o horizontal.

Villalva (2015) indica uma inclina  o mínima de 10   para a montagem dos módulos fotovoltaicos, com a finalidade de evitar o acúmulo de sujeiras sobre as placas e promover a autolimpeza. Observou-se neste estudo que a inclina  o de 10   foi uma das inclina  es que apresentou melhor desempenho e comum em todas as cidades avaliadas.

A inclina  o de 10      bem próxima    latitude das cidades em estudo, uma vez que todas estão entre 6,46   S e 7,88   S. Essa inclina  o permite várias orienta  es azimutais atingindo 100% da energia anual relativa ao sistema orientado de forma ideal. As orienta  es azimutais que não alcançaram os 100% de rendimento têm perdas mínimas de até 3%, inclusive com orienta  o voltada para o sul.

Ao avaliar um ângulo de inclina  o de até 15   em todas as cidades em estudo, a perda de gera  o de energia em qualquer azimute não supera 6%. Com perdas de aproximadamente 8%, as inclina  es podem chegar até 30   e o azimute pode variar de leste a oeste na maioria das cidades.

Os municípios de Patos, Monteiro e Picuí apresentaram uma tendência de melhor rendimento, posicionados ao leste em detrimento ao oeste. Nesses casos, os sistemas orientados a leste entre 10   e 50   a partir do norte e uma inclina  o de 10   dos módulos, permitiria um desempenho semelhante ao sistema orientado exatamente ao norte. Esse fato também foi encontrado no trabalho de Gasparin e Krenzinger (2017), quando analisaram o município de Bom Jesus da Lapa-BA que possui latitude 13,27   S sendo um dos locais com maior incidência de irradia  o solar no Brasil.

Burger e Rüther (2006) argumentam que um rendimento melhor ao leste pode ser atribuído a efeitos de temperatura a qual prejudica o desempenho de dispositivos fotovoltaicos de silício cristalino, mais no turno da tarde que pela manhã, já que as temperaturas de opera  o mais elevadas    tarde (orienta  o oeste) poderão levar um desempenho mais baixo. Outra hipótese que pode ter ocorrido    a questão da maior disponibilidade de irradia  o solar pela manhã do que    tarde para o ano que foi analisado.

Outro fator que se comportou semelhante em todas as localidades foram as perdas nas inclina  es acima de 70   e azimute próximos ao sul e ao norte, aproximadamente 73% menos eficiente que o sistema ideal, resultados também encontrados nos estudos de Kormann (2014) e Gasparin e Krenzinger (2017) quando avaliaram cidades com baixas latitudes. Para Burger e Rüther (2006), locais de baixa latitude e módulos em posi  es mais verticais ter  o perdas de produ  o de energia maiores que locais de alta latitude, visto que em latitudes mais altas, o Sol geralmente    mais baixo no céu.

   importante destacar que os resultados discutidos neste trabalho são válidos apenas para as cidades específicas em estudo ou no máximo para locais em suas proximidades com climas semelhantes, uma vez que os dados utilizados nas simula  es são locais.

5 | CONSIDERA  ES FINAIS

O rendimento de um sistema fotovoltaico depende de uma série de parâmetros que devem ser cuidadosamente avaliados na fase inicial de projetos para obter o desempenho próximo ao ideal. Dentre esses parâmetros estão o ângulo de inclina  o e orienta  o do arranjo fotovoltaico. Nessa investiga  o foram analisadas seis cidades do Estado da Paraíba, do litoral ao sertão, com o objetivo de avaliar as principais inclina  es e orienta  es de um arranjo fotovoltaico que diferem da considerada como ideal, no entanto, mant  m praticamente o mesmo rendimento anual.

Os resultados deste estudo indicam que há uma faixa ampla de inclina  es e orienta  es para um arranjo fotovoltaico ser aplicado com o mínimo de perdas de gera  o de energia elétrica, em rela  o ao sistema com orienta  o ideal, nas localidades analisadas. Em alguns locais avaliados neste estudo foi identificado que inclina  es e orienta  es diferentes da ideal possuem um rendimento levemente superior.

Com a indica  o de que há várias combina  es entre inclina  es e orienta  es azimutais com rendimento anual bem próximos da orienta  o ideal, pode-se inferir que nessas localidades um sistema fotovoltaico não necessariamente precisa ser instalado em telhados orientados para o norte geográfico. Isso pode contribuir para redu  o dos custos de instala  o desses sistemas, uma vez que não necessitaria de modifica  es no telhado

de uma edificação já existente, ou mesmo na instalação de suporte/estruturas de fixação dos módulos, para garantir condições ideais nas localidades avaliadas. É importante destacar que em áreas urbanas, a disponibilidade de solo é mais restrita e a instalação de sistemas fotovoltaicos ocorre com maior frequência nos telhados.

Nas cidades de Patos, Monteiro e Picuí, aplicações fotovoltaicas orientadas mais a leste, estão propensas a obter o mesmo rendimento anual que o sistema com orientação para o norte. Já nas cidades de Cajazeiras, Campina Grande e João Pessoa, a simetria em torno do azimute 0° e inclinação de até 10° , possibilita a instalação dos sistemas fotovoltaicos em telhados orientados a leste, oeste e até ao sul com perdas mínimas.

O estudo sobre o posicionamento dos sistemas fotovoltaicos em telhados permitiu avaliar as seguintes situações: perdas de geração de energia, em que medida a mudança de orientação e inclinação podem ser aceitáveis e o equilíbrio entre a potência instalada e a geração de energia.

Como estudos futuros pode-se indicar a análise dos índices de mérito nas inclinações e orientações analisadas neste estudo, ou realizar avaliações sobre a viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos em diferentes inclinações e orientações.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 482** de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília (Brasil), 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa nº 687** de 24 de novembro de 2015. Altera a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília (Brasil), 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 56 de 24 de maio de 2017**. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Brasília (Brasil), 2017.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 171 f. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo (Brasil), 2012.

BADESCU, V. Optimum size and structure for solar energy collection systems. **Energy**, v. 31, n. 12, p. 1819-1835, set. 2006.

BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. 110 f. Dissertação (Mestrado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo (Brasil), 2009.

BLAIR, N.; DOBOS, A.; SATHER, N. Case studies comparing System Advisor Model (SAM) results to real performance data. In: 2012 WORLD RENEWABLE ENERGY FORUM. Denver (United States), **Proceedings...** 2012.

BURGER, B; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32-45, jan. 2006.

CEPEL/CRESESB. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. PINHO, J. T.; GALDINO, M. (org.). Rio de Janeiro (Brasil): CEPEL, 2014. 530 p.

DOBOS, A.; GILMAN, P.; KASBERG, M. P50/P90 analysis for solar energy systems using the system advisor model. In: 2012 WORLD RENEWABLE ENERGY FORUM. Denver (United States), **Proceedings...** 2012.

DUNN, L. *et al.* PV module soiling measurement uncertainty analysis. In: 2013 IEEE 39th PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 2013, Tampa (United States), **Proceedings...**, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 19/14: Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil: condicionantes e impactos**. EPE: Rio de Janeiro (Brasil), 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração - 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015**. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. EPE: Rio de Janeiro (Brasil), 2015a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da Geração - 2º Leilão de Energia Reserva de 2015**. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. EPE: Rio de Janeiro (Brasil), 2015b.

FUSANO, R. H. **Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR**. 2013. 94 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba (Brasil), 2013.

GASPARIN, F. P; KRENZINGER, A. Desempenho de um sistema fotovoltaico em dez cidades brasileiras com diferentes orientações do painel. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 8, n. 1, p. 10-17, jul. 2017.

GOSTEIN, M.; CARON, J. R.; LITTMANN, B Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants. In: 2014 IEEE 40th PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 2014, Denver (United States), **Proceedings...** 2014.

HUMMON, M.; DENHOLM, P.; MARGOLIS, R.-Impact of photovoltaic orientation on its relative economic value in wholesale energy markets. *Progress in Photovoltaics*, v. 21, n. 7, p. 1531–1540, nov. 2013.-

HUSSEIN, H. M. S.; AHMAD, G. E.; MOHAMAD, M. A. Optimization of operational and design parameters of plane reflector-tilted flat plate solar collector systems. **Energy**, v. 25, n. 6, p. 529-542, jun. 2000.

KALOGIROU, S. A. **Engenharia de energia solar: processos e sistemas**. 2. ed. Rio de Janeiro (Brasil): Elsevier, 2016. 843 p.

KONZEN, G. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. 2014. 108 f. Dissertação (Mestrado em Ciências), Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo (Brasil), 2014.

KORMANN, L. *et al.* Desenvolvimento de mapas de avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes ângulos de inclinação e de azimute. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, vol. 18, pp.04.01-04.08, 2014.-

KIMBER, A. *et al.* The effect of soiling on large grid-connected photovoltaic systems in California and the southwest region of the United States. In: CONFERENCE RECORD OF THE IEEE 4th WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 2006, Waikoloa (United States), **Proceedings...** 2006.

MARION, B. *et al.* Performance parameters for grid-connected PV systems. In: CONFERENCE RECORD ON THIRTY-FIRST IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 2005, Lake Buena Vista (United States), **Proceedings...**, 2005, p. 1601-1606.

MONTEIRO JÚNIOR, A. *et al.* Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas-TO. In: XIV CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2016, Uberlândia (Brasil), Anais... 2016.-

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 107 f. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo (Brasil), 2014.

ORDENES, M. *et al.* The impact of building-integrated photovoltaics on the energy demand of multi-family dwellings in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 39, n. 6, p. 629-642, jun. 2007.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2 ed. São José dos Campos (Brasil): INPE, 2017, 88 p.

PEREZ R. *et al.* A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy** v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987.

PIERRO, B. Para aproveitar o sol. **Pesquisa Fapesp**, São Paulo, v. 258, ago. 2017. Disponível em: <<http://revistapesquisa.fapesp.br/2017/08/18/para-aproveitar-o-sol/>>. Acesso em: 01 fev. 2018.

REN21 - RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. Renewables 2016 global status report. Disponível em: <<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>>. Acesso em: 09 out. 2017.

RÜTHER, R.; BRAUN, P. Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. **Solar Energy**, v. 83, n. 10, p. 1923-1931, out. 2009.

SANTOS, I. P; RÜTHER, R. The potential of building-integrated (BIPV) and building-applied photovoltaics (BAPV) in single-family, urban residences at low latitudes in Brazil. **Energy and Buildings**, v. 50, p. 290-297, jul. 2012.

SEDRAOUI, K. *et al.* Optimum orientation and tilt angle for estimating performance of photovoltaic modules in western region of Saudi Arabia. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 9, n. 2, mar. 2017.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica.**
TOLMASQUIM, M. T. (org.). EPE: Rio de Janeiro, 2016. 452p.

URBANETZ JR, J.; *et al.* Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da UTFPR - Sede Neoville. In: XXXVII INTERNATIONAL SODEBRAS CONGRESS, 2017, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza (Brasil), 2017.

VARUN; P. R.; BHAT, I. K. Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 9, p. 2716-2721, 2009.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015. 224 p.

YANG, H.; LU, L. The optimum tilt angles and orientations of PV claddings for building-integrated photovoltaic (BIPV) applications, **Journal of Solar Energy Engineering** v. 129, n. 2, p. 253–255, 2007.

ZOMER, C. D. *et al.* Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. **Energy and Buildings**, v. 66, p. 607-615, nov. 2013.

ZORRILLA-CASANOVA J. *et al.* Analysis of dust losses in photovoltaic modules. In: WORLD RENEWABLE ENERGY CONGRESS 2011, Linköping (Sweden), **Proceedings....** 2011, p. 2985-2992.

COMPARAÇÃO ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM MODO FIXO E COM SEGUIDOR EM UMA INSTITUIÇÃO PÚBLICA DE ENSINO NO NORDESTE DO BRASIL

1 | INTRODUÇÃO

O sol é a principal fonte de energia para a Terra. A energia solar é limpa, renovável e abundante na maior parte do mundo, e pode ser convertida em energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos (EKE; SENTURK, 2012; PINHO; GALDINO, 2014). Do total de energia solar que chega à Terra, aproximadamente metade atinge a superfície, ou seja, 885 milhões de terawatts (TW) a cada ano. Isso significa mais de seis mil vezes o consumo total de energia no mundo em 2008 e mais de três mil vezes a energia que a humanidade consumirá em 2050, de acordo com os cenários traçados pela agência internacional de energia (IEA, 2014).

A conversão da energia solar em energia elétrica, a partir de sistemas fotovoltaicos, tem registrado crescimento recorde nos últimos anos. Em 2010 representou 40 GW de capacidade global instalada e, ao final de 2016, chegou ao patamar de 402 GW. China, Japão, Alemanha e Estados Unidos foram responsáveis pela maior parte da capacidade agregada, mas mercados em todos os continentes contribuíram significativamente para esse aumento, impulsionado em grande parte pela crescente competitividade da tecnologia fotovoltaica e pela necessidade de redução dos gases do efeito estufa (SAWIN *et al.*, 2018).

Vários fatores influenciam a utilização de sistemas fotovoltaicos. Alguns desses são: a disponibilidade de irradiação solar, o desempenho, o custo e o preço da energia elétrica convencional. Quanto à disponibilidade de irradiação solar, valores elevados desse recurso podem indicar boas áreas para exploração da energia fotovoltaica, já que há uma dependência dessa variável para conversão da energia solar em energia elétrica. Um país que possui esse recurso de forma abundante é o Brasil, inclusive com níveis de irradiação solar maiores que os de Alemanha, França e Espanha, onde projetos de aproveitamento de recurso solar são amplamente incentivados (PEREIRA *et al.*, 2017).

Outro fator que influencia a produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos é seu baixo desempenho, principalmente daqueles instalados de forma fixa, os quais acabam não aproveitando de forma eficiente o movimento diário do sol (BAKHSHI; SADEH, 2016). A eficiência de conversão de energia solar em energia elétrica por fonte fotovoltaica é de aproximadamente 15%, considerado um valor baixo quando comparado a outras fontes renováveis, como, por exemplo a eólica e a hidráulica (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma forma de maximizar a produção de energia em sistemas fotovoltaicos é seguir os raios do sol de modo perpendicular, durante o dia, por meio de dispositivos denominados seguidores ou rastreadores solares (DRURY *et al.*, 2014; BAHRAMI; OKOYE; ATIKOL, 2016). Eke e Senturk (2012) observaram um ganho de produção de energia de 30% (em kWh) ao utilizar um seguidor solar em comparação a um sistema fotovoltaico fixo. Resultados próximos também foram obtidos por Eldin, Abd-Elhady e Kandil (2016) e Hammad *et al.* (2017). No Brasil, estudos indicaram que os ganhos com esses dispositivos foram de 20% a 36,1% na Região Nordeste (OLIVEIRA, 2007; BARBOSA, 2016; VIEIRA *et al.*, 2016).

Os seguidores solares se tornam importantes devido aos movimentos diários e sazonais da Terra, que afetam a intensidade da irradiação sobre os sistemas fotovoltaicos (BARBOSA, 2016). Uma vantagem da instalação dos seguidores é a possibilidade de manter a potência próximo da máxima desde o início da manhã até o final da tarde, visto que este estará seguindo os raios do sol. O sistema equipado com seguidor solar pode rastrear o sol em um eixo (de acordo com o ângulo azimutal) ou em dois eixos (de acordo com os ângulos azimutal e de altitude solar) (EKE; SENTURK, 2012). Pela simplicidade e baixo custo dos sistemas de um eixo frente ao seu resultado, geralmente, há uma tendência de uso desses mecanismos nas usinas fotovoltaicas em detrimento do seguidor de eixo duplo (TOLMASQUIM, 2016).

É importante ressaltar que a utilização de seguidores solares tem aumentado no Brasil, bastando analisar os empreendimentos fotovoltaicos participantes dos leilões de energia de reserva, ocorridos em 2014 e 2015, nos quais a maioria (73%) utiliza esses dispositivos de eixo único (sentido leste/oeste) (EPE, 2015a; EPE, 2015b). Desses empreendimentos de leilões de reserva equipados com seguidor solar, dois foram instalados na Paraíba, no município de Malta, sertão do estado, com capacidade de 27 MWp cada.

Mesmo sabendo que a aplicação de um seguidor solar pode resultar em níveis de produção de energia mais elevados, isso não significa, necessariamente, uma melhor viabilidade financeira, uma vez que os custos de capital e manutenção também aumentam (BAKHSHI; SADEH, 2016). Logo, antes de realizar qualquer implementação de seguidores solares, sempre é recomendável fazer comparações com os custos de sistemas fixos, para compreender qual é o mais viável financeiramente (COGEN, 2012).

A redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos tem favorecido sua utilização, visto que, nas últimas décadas, a diminuição dos preços tem sido considerável. No Brasil, entre junho de 2016 e janeiro de 2018, houve uma redução de aproximadamente 30% nos custos desses sistemas (GREENER, 2018). Esse decréscimo, juntamente com uma trajetória de aumento no preço da energia elétrica gerada por outras fontes convencionais e uma regulamentação para o setor de geração distribuída (ANEEL, 2012, 2015), tem tornado

a utilização da fonte fotovoltaica cada vez mais viável no Brasil e, por consequência, promovido uma paridade tarifária. Dados históricos de tarifas médias de energia elétrica, para o período de 1995 a 2014, indicam uma evolução de 9,6% ao ano, enquanto o índice de preço ao consumidor evoluiu a uma média de 6,4% (NAKABAYASHI, 2014).

Devido ao aumento do preço da energia elétrica, vários setores tiveram que destinar mais recursos para cobrir os gastos com energia, a exemplo do poder público federal, que tem pago somas elevadas nesse segmento. De acordo com o boletim de despesas de custeio administrativo de 2016, os valores pagos foram de R\$ 1,5 bilhão em 2014, R\$ 2,1 bilhões em 2015 e de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões em 2016 (BRASIL, 2016). O Ministério da Educação, responsável pelas universidades, institutos e hospitais universitários, por exemplo, contribui para essa conta com valores entre R\$ 600 e R\$ 700 milhões/ano.

Para melhoria da eficiência energética, o poder público federal tem implementado algumas diretrizes com o objetivo de reduzir os gastos com energia elétrica. Como exemplo, tem-se a Lei nº 9.991/2000, que dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética por parte de empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica (BRASIL, 2000); a Lei nº 10.295/2001, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, visando à alocação eficiente de recursos energéticos e à preservação ambiental (BRASIL, 2001); a Portaria nº 23/2015 do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, que estabelece boas práticas de gestão e uso de energia elétrica e de água nos órgãos e entidades da Administração Pública Federal direta, autárquica e fundacional e dispõe sobre o monitoramento de consumo desses bens e serviços (BRASIL 2015b); entre outras ações.

No que diz respeito às instituições federais de ensino, uma medida adotada para reduzir os gastos com energia elétrica tem sido instalar sistemas fotovoltaicos. Aproximadamente 11% das instituições federais de ensino já utilizam esses sistemas (BRASIL, 2015a). Essas ações, além de auxiliarem na redução dos gastos com energia elétrica, promovem um efeito pedagógico no público, visto que sensibilizam a sociedade para a importância de ações sustentáveis (LEE *et al.*, 2016). Alguns estudos (SAHOO *et al.*, 2015; LEE *et al.*, 2016; TAN; CHOW, 2016; AL-NAJIDEEN; ALRWASHDEH, 2017) têm realizado análises sobre a viabilidade de sistemas fotovoltaicos em instituições de ensino, com o objetivo de verificar a viabilidade financeira e, por consequência, a redução de gastos com energia elétrica.

De modo geral, a maioria dos estudos sobre sistemas fotovoltaicos com estruturas fixas fazem apenas análise de indicadores financeiros, enquanto, para sistemas equipados com seguidor solar, os estudos frequentemente se preocupam em atestar tão somente o ganho energético com a utilização dessa tecnologia, sem verificar, necessariamente,

a viabilidade financeira e se os ganhos de produção são estatisticamente significativos. Em face disso, o objetivo deste artigo foi realizar um estudo comparativo de sistemas fotovoltaicos fixo e com seguidor solar por meio da avaliação da viabilidade técnico-financeira em uma instituição federal de ensino pública localizada no sertão do estado da Paraíba. O recurso solar, a simulação dos sistemas e os métodos estatísticos foram itens avaliados para verificação das diferenças na produção de energia elétrica.

2 | MÉTODO

O estudo comparativo foi realizado para o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB), no *campus* localizado na cidade de Cajazeiras, no sertão do estado da Paraíba, região nordeste do Brasil. A instituição foi escolhida devido ao fato de estar localizada em uma área que, segundo Pereira *et al.* (2017), possui altos valores médios de irradiação global horizontal – aproximadamente 5,9 kWh/m².dia. Outros fatores que contribuíram para essa escolha foram: i) ter elevados gastos com energia elétrica; ii) ser uma instituição de ensino, que poderá fazer uso do sistema fotovoltaico para pesquisa e extensão; iii) contribuir para um meio ambiente mais sustentável diante de suas comunidades interna e externa. Geograficamente, o *campus* em estudo está localizado no hemisfério sul, com latitude de 6,89° S, longitude de 38,58° W e altitude de 298 m.

O sistema foi dimensionado com painéis fixos para serem instalados nos telhados de três edificações (Bloco 4, Bloco 4A e Bloco 7), com área total de aproximadamente 1.000 m². A escolha das edificações levou em consideração a proximidade da subestação de energia elétrica, a inexistência de árvores próximas ou de sombreamento por outros edifícios, a localização na parte mais alta do terreno e a capacidade estrutural para manter o peso adicional de cada módulo fotovoltaico.

2.1 Software de simulação

Para estimar a produção de energia elétrica dos sistemas fotovoltaicos, este estudo utilizou o *software* de simulação *System Advisor Model* (SAM – versão 2017.9.5), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), pertencente ao Departamento de Energia Renovável dos Estados Unidos. Esse *software* foi projetado para realizar análises de desempenho e financeiras com o objetivo de facilitar a tomada de decisão pelas pessoas envolvidas no setor de energia renovável, como gerentes de projetos, engenheiros, analistas de políticas, desenvolvedores de tecnologia e pesquisadores (NREL, 2017).

O *software* SAM dispõe de diversos modelos para estimar a produção de energia de um sistema fotovoltaico conectado à rede, seja residencial ou comercial, fixo ou com seguidor, além de realizar análises paramétricas e estocásticas e possibilitar a criação de macros. As estimativas de produção de energia são baseadas nas variáveis de entrada do modelo, que devem ser definidas pelo usuário ou admitidas a partir de propostas já existentes no *software*.

2.2 Recurso solar

Antes de realizar a estimativa de produção de energia, o recurso solar disponível foi analisado a fim de averiguar o potencial de instalação de sistemas fotovoltaicos no local do estudo. A determinação da quantidade de irradiação solar incidente na superfície horizontal foi obtida a partir dos dados sobre o clima local do banco de dados do *National Solar Radiation Database* (NSRDB), disponibilizados pelo NREL no SAM.

Os valores estão no formato de Ano Meteorológico Típico (TMY – *Typical Meteorological Year*) e estão disponíveis por hora que melhor representa as condições climáticas durante um período de vários anos. Além dos recursos solares, também estão inclusos dados meteorológicos como a velocidade do vento e a temperatura ambiente. Com esses dados, foi realizada uma análise descritiva do recurso solar e, em seguida, o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos fixo e com seguidor. Por fim, as informações de irradiação global horizontal foram organizadas em valores médios diários em kWh/m².dia.

2.3 Estimativa da produção de energia elétrica

Para realizar o dimensionamento dos sistemas, primeiramente, foi realizada uma análise do consumo de energia elétrica da instituição em estudo, por meio das contas de energia elétrica do ano de 2017, a fim de determinar a média mensal e compreender quais eram os meses de maior e de menor consumo. Em seguida, um sistema fotovoltaico com painéis fixos foi dimensionado para ser instalado no telhado das edificações escolhidas na instituição.

Para a área disponível no IFPB *campus* Cajazeiras um sistema fotovoltaico fixo foi dimensionado com capacidade de 103 kWp de potência, ocupando uma área de 614 m² com 323 módulos e 4 inversores. O ângulo de inclinação utilizado foi de 10° e o azimute, 106°, escolhidos a partir de medidas obtidas dos telhados da instituição em estudo, visto que colocar o sistema posicionado para o norte verdadeiro (azimute 0°) e a inclinação igual à latitude – o que é indicado na literatura como posição ideal – necessitaria de uma estrutura mais robusta, o que acarretaria custos adicionais ao sistema (KALOGIROU, 2013).

É importante ressaltar que, de acordo com Nóbrega *et al.* (2018), a inclinação de 10° foi uma das que apresentaram melhor desempenho para sistemas fotovoltaicos instalados na localidade deste estudo (Cajazeiras-PB), inclusive permitindo várias orientações azimutais.

Para o sistema fotovoltaico com seguidor solar, foi utilizada a mesma capacidade de 103 kWp do sistema fotovoltaico fixo. O seguidor solar utilizado neste estudo foi o de eixo único e horizontal, que segue o caminho diário do sol no sentido leste-oeste. A escolha de tal configuração teve por razão ser esta uma das mais utilizadas nos leilões de energia (EPE 2015a, 2015b) e ser mais econômica do ponto de vista financeiro (TOLMASQUIM, 2016).

Os componentes utilizados nos dois sistemas foram módulos multicristalino com 315 Wp de potência e 16,5% de eficiência, conectados a quatro inversores Sun Power SPR-24000. É importante lembrar que inversores com potência um pouco menor do que a do conjunto de painéis fotovoltaicos tendem a operar com melhor nível de eficiência. O módulo multicristalino foi escolhido por ser um dos mais utilizados no Brasil (GREENER, 2018) e também por ter sido usado como base pela maioria dos participantes dos leilões de venda de energia, conforme estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015a, 2015b).

2.4 Análise estatística

A análise estatística foi utilizada para avaliar o consumo de energia e a disponibilidade do recurso solar e para compreender as diferenças na produção de energia elétrica entre os dois sistemas fotovoltaicos simulados. Os métodos utilizados para avaliação do consumo de energia e do recurso solar foram as medidas de tendência central e de dispersão.

Para comparar as médias de produção de energia elétrica dos sistemas e verificar se a quantidade gerada pelo sistema equipado com seguidor é superior à gerada pelo sistema fixo, foi utilizado o teste de hipótese para duas amostras independentes, o qual assumiu como hipótese nula (H_0) a igualdade entre médias e, como hipótese alternativa (H_1), a média de produção do sistema com seguidor como sendo superior à do sistema fixo. Vale ressaltar que, para aplicação de teste de hipótese, é necessário primeiro verificar os aspectos de normalidade para ambos os conjuntos de dados. O teste de hipótese aplicado para analisar se os dados nas duas amostras tendem a seguir o modelo de uma distribuição normal foi o teste de Shapiro-Wilk, que, de acordo com estudos de Torman, Coster e Riboldi (2012), foi um dos testes avaliados com melhor desempenho nas análises para identificar corretamente a normalidade dos dados.

Neste estudo, considerou-se um nível de significância de 5% para os testes de hipótese aplicados. As análises estatísticas foram realizadas no *software* livre para computação estatística R-project versão 3.4.4.

2.5 Avaliação de viabilidade financeira

Realizado o dimensionamento dos sistemas, indicadores financeiros foram utilizados para avaliar a viabilidade financeira e auxiliar na tomada de decisão acerca da instalação de um sistema fotovoltaico em detrimento do outro, tendo como padrão de comparação o custo da energia elétrica fornecida pela distribuidora de energia local.

Os indicadores financeiros utilizados neste trabalho foram a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Valor Presente Líquido (VPL) e o *payback* descontado, também usados por Lima (2012), Nakabayashi (2014), Kebede (2015), Sahoo *et al.* (2015), Lee *et al.* (2016), Tan e Chow (2016) e Al-Najideen e Alwashdeh (2017). De forma complementar, utilizou-se também o método do Custo Médio Nivelado de Energia (*Levelised Cost of Energy* – LCOE), bastante comum nas análises de viabilidade de projetos de energia e usado para comparar diferentes fontes de energia (MAYER *et al.*, 2015).

O Valor Presente Líquido (VPL) (Equação 1) é a diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa associadas ao projeto e o investimento inicial. Esse método de avaliação proporciona uma comparação entre o valor investido hoje e o valor esperado no futuro, na forma de fluxo de caixa líquido, considerando a inflação. É um dos indicadores mais efetivos para avaliar a rentabilidade de um projeto de longo prazo (LEE *et al.*, 2016). Um valor positivo indica um investimento viável.

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (1)$$

onde: I_0 é o investimento inicial; F_t é o fluxo de caixa no instante t ; r é a taxa de desconto; N é a vida útil do sistema considerado no estudo.

O *payback* descontado (Equação 2) é utilizado como método de análise capaz de evidenciar o tempo necessário para recuperar o investimento inicial. Esse método considera o valor do dinheiro no tempo, pois utiliza uma taxa de desconto para verificar o número exato de períodos em que o projeto recupera o valor inicial investido.

$$\text{Payback descontado} = \frac{I_0}{\sum \frac{F_n}{(1+r)^n}} \quad (2)$$

onde: F_n é o fluxo de caixa líquido esperado como retorno do investimento; n é o número de períodos ou número de fluxo de caixa considerado para o retorno do investimento a ser realizado.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) de um investimento é a taxa exigida de retorno que, quando utilizada como taxa de desconto, resulta em um VPL igual a zero. Assim, quando o VPL é zero, o ponto de equilíbrio econômico do projeto é encontrado e, desse modo, não haverá criação nem redução de valor. Um projeto é mais viável quando a diferença entre TIR e taxa de desconto se torna maior (em geral, a taxa de desconto é algum tipo de aplicação financeira). Do ponto de vista matemático, é o valor de r na Equação 1 que iguala o VPL a 0. A TIR pode ser calculada de acordo com a Equação 3:

$$\sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0 \quad (3)$$

O LCOE consiste no preço mínimo que um gerador teria que receber por cada kWh de produção de eletricidade a fim de cobrir os custos de produção dessa energia, incluindo os recursos mínimos exigidos no investimento do gerador (Equação 4). Vale lembrar que, usado isoladamente, esse método não é adequado para analisar a viabilidade financeira de um sistema específico. Para isso, deve-se complementar o estudo considerando todas as receitas e despesas, com base em um modelo de fluxo de caixa (SCHMALENSEE *et al.*, 2015).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{OM_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_t}{(1+r)^t}} \quad (4)$$

onde: OM_t são os custos anuais com operação e manutenção; Q_t é a quantidade de energia produzida no respectivo ano t em kWh; N é a vida útil do sistema; t é o ano em consideração, que pode variar de 1 até N .

A atual tarifa de eletricidade para a instituição analisada foi considerada uniforme durante o ano para o horário fora de ponta, no valor de R\$ 0,32/kWh. Uma previsão de aumento anual de 6% nas tarifas de energia seguiu o histórico da inflação dos últimos 10 anos, método também utilizado por Nakabayashi (2014). Os custos anuais de operação e de manutenção foram estimados em 1% para sistemas fixos e 1,6% para sistemas com seguidor solar, valores estes considerados nos leilões de energia de reserva no Brasil (EPE, 2015a, 2015b). O tempo de vida útil estimado para os módulos fotovoltaicos foi de 25 anos, como descrito pela maioria dos fabricantes (PINHO; GALDINO, 2014). A degradação

dos módulos considerada foi de 0,5% ao ano, valor utilizado e discutido nos trabalhos de Viana *et al.* (2012) e de Jordan e Kurtz (2013).

Os valores de instalação dos sistemas fotovoltaicos foram obtidos de uma pesquisa realizada pela empresa Greener Tecnologias Sustentáveis com 552 empresas do setor de energia solar fotovoltaica. A pesquisa cita um valor médio de R\$ 4,45 por Wp instalado para sistemas entre 75 kWp e 150 kWp. Esses valores são para sistemas fixos. Para identificar valores para sistemas com seguidor, foram analisadas as diferenças dos preços apresentados nos leilões de energia de reserva para sistemas fotovoltaicos, e verificou-se que os preços dos sistemas com seguidor seriam, em média, 50% maiores que os preços de sistemas fixos. Em consequência, foi estimado um valor atual de R\$ 6,67 por Wp para sistemas com seguidor. Todo esse cálculo foi necessário para garantir acurácia dos resultados, já que não há uma pesquisa atual para valores dos sistemas com seguidor solar. Uma troca de inversores após dez anos de uso dos sistemas foi planejada. A taxa de desconto considerou a média dos últimos dez anos da taxa Selic no Brasil (10,7%), de acordo com informações do Banco Central.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

O Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB) é uma instituição autárquica de regime especial, de ensino, pesquisa e extensão, vinculada ao Ministério da Educação, e conta com diversos *campi* no estado da Paraíba. No entanto, este estudo está direcionado apenas ao *campus* localizado na cidade de Cajazeiras (Figura 1), o qual tem 24 anos de existência e oferta cinco cursos superiores, quatro cursos técnicos integrados ao ensino médio, dois cursos técnicos subsequentes ao ensino médio e um curso de pós-graduação *lato sensu* em matemática. De acordo com o controle acadêmico, o *campus* possuía, em 2018, 1.465 alunos, 108 docentes e 82 técnicos administrativos.

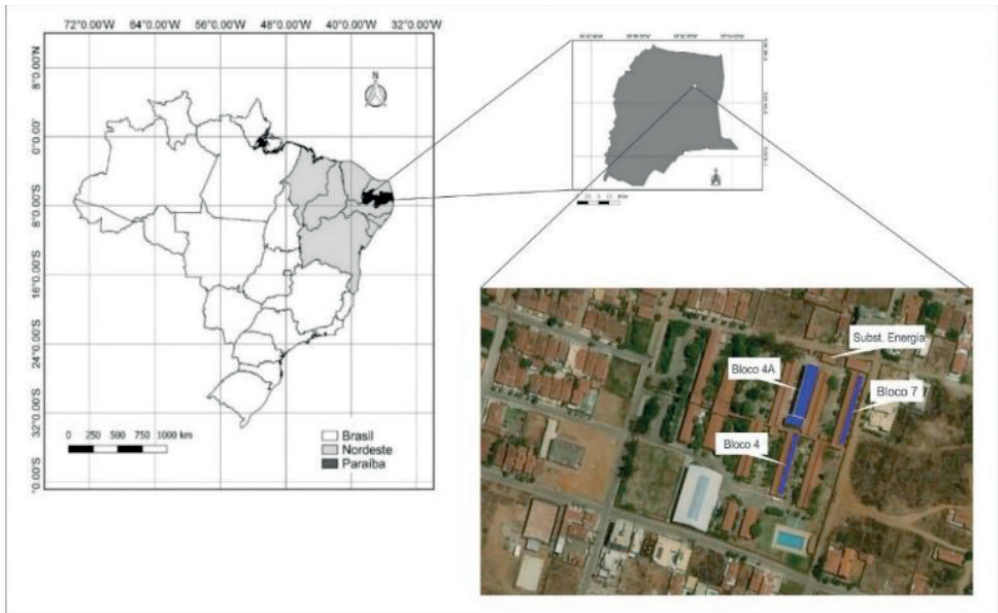


Figura 1 – Localização do município de Cajazeiras-PB e do respectivo *campus* do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba (IFPB)

Fonte: Adaptado dos *softwares* SAM e QGIS

Com base nos dados disponibilizados no *National Solar Radiation Database* (NSRDB), os valores médios de irradiação global horizontal para a cidade de Cajazeiras são de 6,65 kWh/m².dia. Os maiores níveis de irradiação ocorrem durante os meses de agosto a novembro e os menores, entre abril e julho (Figura 2). Quanto às demais características climáticas, a região tem clima semiárido, quente e seco, sendo definido em duas estações, seca e chuvosa. A cidade apresenta baixa nebulosidade, forte insolação e temperatura média diária de 27,08°C, que, no entanto, pode variar entre 21°C e 41°C.

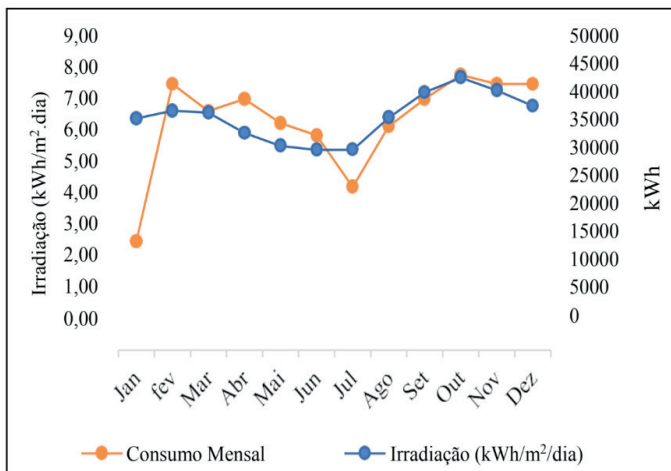


Figura 2 – Média diária de irradiação global horizontal *versus* consumo mensal de energia elétrica

Fonte: Banco de dados NSRDB e faturas de energia do IFPB *campus* Cajazeiras

3.1 Consumo de energia elétrica do IFPB Campus Cajazeiras

O consumo médio mensal de energia elétrica pelo *campus* em estudo no ano de 2017 foi de 43.680 kWh, com um máximo de 52.800 kWh ocorrido no mês de outubro e mínimos de 20.160 kWh e 31.200 kWh nos meses de janeiro e julho, respectivamente (Figura 2). Esses últimos valores justificam-se por terem ocorrido em período de férias docentes e discentes. Esses valores incluem o consumo no horário de ponta e no horário fora de ponta. No entanto, para este estudo, apenas o consumo mensal fora do horário de ponta foi considerado, visto que esses são os momentos que incluem a disponibilidade de irradiação solar. Dessa forma, o valor médio mensal passou a ser de 36.400 kWh, o máximo de 43.680 kWh e os mínimos de 17.280 kWh e 29.920 kWh, nos respectivos meses já citados.

É possível observar, na Figura 2, a coincidência temporal entre a disponibilidade de irradiação solar no plano horizontal e o consumo anual fora de ponta. Isso torna a aplicação fotovoltaica possivelmente mais atrativa para a instituição em estudo, visto que o aumento e a redução no consumo de energia elétrica ocorrem no mesmo período em que a irradiação solar aumenta e diminui, respectivamente. O consumo total de energia elétrica durante o ano de 2017 no horário fora de ponta foi de 436.800 kWh.

3.2 Estimativa de produção de energia para os sistemas fixo e com seguidor

Os valores estimados da produção anual de energia elétrica para o sistema fixo com inclinação de 10° e para o sistema com seguidor são, respectivamente, de 182.344,90 kWh e 240.265,50 kWh (Tabela 1), que significariam, uma redução de 41,7% e 55% do consumo

de energia elétrica convencional observado fora de ponta, respectivamente. A diferença na produção indicou que o sistema com seguidor solar produz 32% a mais que o fixo (Tabela 1).

| Métricas | Produção do sistema fixo (kWh) | Produção do sistema com seguidor (kWh) | Ganhos (%) |
|--------------------------|--------------------------------|--|------------|
| Máxima | 18.074,80 | 23.630,30 | 31 |
| Mínima | 13.020,70 | 17.870,90 | 37 |
| Média | 15.195,40 | 20.022,12 | 32 |
| Mediana | 15.411,65 | 20.175,05 | 31 |
| Desvio padrão | 1.526,18 | 1.861,66 | - |
| Coefficiente de variação | 0,10 | 0,09 | - |
| Curtose | -0,59 | -0,56 | - |
| Assimetria | 0,22 | 0,62 | - |
| Produção anual | 182.344,90 | 240.265,50 | 32 |

Tabela 1 – Análise descritiva da produção de energia pelos sistemas fotovoltaicos simulados

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM

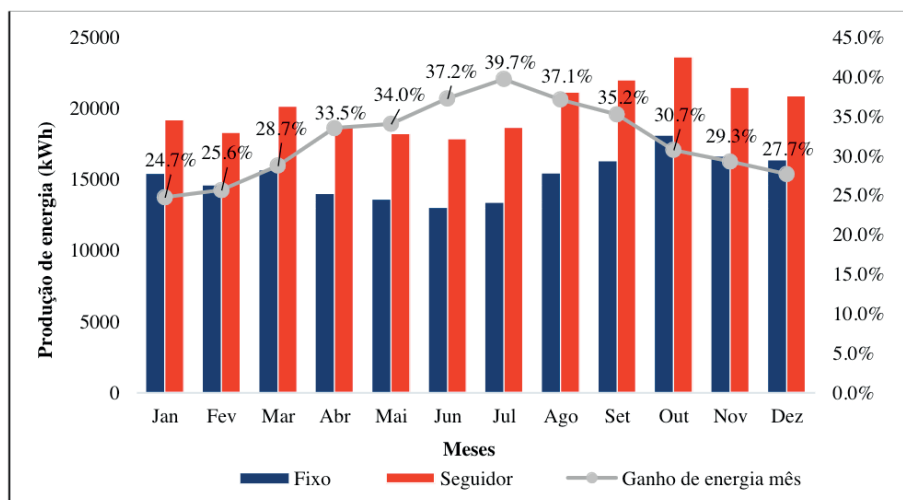


Figura 3 – Diferenças de produção mensal de energia elétrica e ganhos de produção do seguidor solar

Fonte: Dados obtidos por meio do *software* SAM

O percentual de 32% de rendimento extra para sistemas com seguidor está de acordo com outros estudos, realizados no Brasil e em outros locais do mundo. Estudos experimentais realizados em cidades com latitudes e longitudes próximas e com climas

similares – Mossoró-RN (latitude 5° 11' S), Fortaleza-CE (latitude 3° 7' S) e Recife-PE (latitude 8° 3' S) – encontraram valores adicionais de 20% (VIEIRA *et al.*, 2016), 27,42% (BARBOSA, 2016) e 36,1% (OLIVEIRA, 2007), respectivamente, para seguidores de eixo único. Ao compará-lo com resultados de outros lugares do mundo, o valor de 32% está no intervalo entre 25% e 39% encontrado nos trabalhos de Eke e Senturk (2012), Baziyari *et al.* (2014), Eldin, Abd-Elhady e Kandil (2016), Hammad *et al.* (2017) e Sumathi *et al.* (2017).

A análise exploratória de dados da produção de energia elétrica mensal pelos dois sistemas é apresentada na Tabela 1. É possível observar que a produção máxima do sistema fixo atinge 18.074,80 kWh durante o mês de outubro (Figura 3), enquanto a mínima mensal para o sistema com seguidor é de 17.870,90 kWh e ocorre no mês de junho (Figura 3). Observa-se que a produção mínima do sistema com seguidor é bem próxima à máxima do sistema fixo. Isso comprova a maior eficiência do sistema que acompanha o caminho do sol no sentido leste-oeste. Os dois sistemas possuem baixos coeficientes de variação (Tabela 1), indicando que a média mensal tem boa representatividade e pouca variação anual, o que pode ser explicado pelo fato de regiões próximas à linha do Equador apresentarem menor variação na radiação solar ao longo do ano (PEREIRA *et al.*, 2017).

O sistema com seguidor solar apresenta ganhos adicionais de energia produzida em relação ao sistema fixo, mês a mês, como pode ser observado na Figura 3. Verifica-se que o período de menor produção para ambos os sistemas são os meses de abril a julho. Nos meses de junho e julho ocorrem os ganhos mais consideráveis com a instalação do seguidor solar: 37,2% e 39,7%, respectivamente. Durante esses meses, que integram a estação de inverno no hemisfério sul, há uma redução na disponibilidade de recurso solar explicada pelos movimentos da Terra, pois os dias são mais curtos e há menos radiação solar nessa época do ano (TOLMASQUIM, 2016). Isso implica melhor desempenho para sistemas que acompanham o movimento diário do sol durante o período de baixa disponibilidade de recurso solar. Observa-se também que, nos meses de agosto a março (Figura 3), ocorrem as maiores produções de energia, com ênfase para o período de outubro e novembro para sistemas fixos e de setembro e outubro para sistemas com seguidor.

3.3 Estatística inferencial

Para realizar a análise de estatística inferencial, primeiro aplicou-se o teste de Shapiro-Wilk, com a seguinte hipótese nula (H_0): os dados seguem uma distribuição normal. O resultado do teste (Tabela 2) obteve p -valor maior que 0,05, isto é, não se rejeita a hipótese nula. Logo, com uma confiabilidade de 95%, pode-se inferir que os conjuntos de dados tendem a seguir uma distribuição normal.

| Sistema | Base de dados | Médias (kWh) | Diferenças médias (kWh) | Teste <i>t</i> | Shapiro-Wilk |
|------------------------|---------------|--------------|-------------------------|----------------|--------------|
| Sistemas fotovoltaicos | Seguidor | 20.022,12 | 4.826,71 | 0,00* | 0,31 |
| | Fixo | 15.195,40 | | | 0,78 |

Tabela 2 – Teste *t* para os sistemas fotovoltaicos fixo e com seguidor

Fonte: Dados da pesquisa

*Significância de 5%

Quanto à verificação da hipótese de diferença entre médias dos sistemas, observou-se, por meio do teste *t*, que há evidências de que o sistema fotovoltaico com seguidor solar produz mais energia elétrica, de forma significativa, do que o instalado de modo fixo (Tabela 2). Isso comprova o argumento de que há diferença estatística entre as médias de produção dos sistemas e que, neste estudo, ao analisar apenas essa variável, o sistema com seguidor é mais efetivo que o sistema fixo. Alguns estudos na literatura (OLIVEIRA, 2007; EKE; SENTURK, 2012; BAZYARI *et al.*, 2014; ELDIN; ABD-ELHADY; KANDIL, 2016; VIEIRA *et al.*, 2016; BARBOSA, 2016; HAMMAD *et al.*, 2017; SUMATHI *et al.*, 2017) identificaram que há diferenças na produção de energia elétrica entre os sistemas, porém não avaliaram de forma estatística se essas eram significativas.

É importante ressaltar que os dados do clima considerados para simular a produção de energia e, em seguida, analisar as diferenças entre os sistemas foram obtidos a partir de um Ano Meteorológico Tipo, disponível no *software* SAM. O Ano Meteorológico Típico consiste na determinação estatística de meses individuais que melhor representam as condições meteorológicas da região e tomam como base climatológica um período de vários anos. Esse procedimento é bastante utilizado em projetos de exploração da energia solar.

3.4 Análise financeira

Na Tabela 3, é apresentado um resumo das principais estimativas dos indicadores financeiros, avaliados neste trabalho, para os sistemas fotovoltaicos dimensionados no Campus Cajazeiras. Os resultados da análise financeira, para ambos os sistemas, indicam que os projetos são rentáveis, pois o VPL é positivo, a TIR é superior à taxa de desconto de 10,7%, o *payback* descontado é inferior ao tempo de vida útil do sistema e o LCOE é inferior à tarifa da distribuidora de energia elétrica. O custo estimado para o sistema fotovoltaico fixo foi de R\$ 502.350,00 e, para o sistema equipado com seguidor, R\$ 713.525,00. É importante informar que o custo da troca de inversores para o período de vida útil foi o mesmo para os dois sistemas e já está incluso nos valores apresentados.

| Indicadores financeiros | Sistema fotovoltaico | |
|---------------------------|----------------------|------------|
| | Fixo | Seguidor |
| VPL (R\$) | 305.117,00 | 315.360,00 |
| TIR (%) | 16,30% | 14,80% |
| Payback descontado (anos) | 7,2 | 8,0 |
| LCOE (R\$) | 0,21 | 0,23 |
| Custo do sistema (R\$) | 502.350,00 | 713.525,00 |

Tabela 3 – Estimativa dos parâmetros econômicos dos sistemas fotovoltaicos fixo e com seguidor

Fonte: Dados da pesquisa

Ao avaliar o VPL para os dois sistemas, observa-se que o do sistema equipado com seguidor é um pouco superior (R\$ 315.360,00) ao do fixo (R\$ 305.117,00), uma diferença de apenas 3% a mais, porém com um investimento inicial 42% superior. Dessa forma, nesse indicador, o sistema fixo é mais viável, pois, com um investimento inferior, o VPL é basicamente o mesmo do sistema com seguidor.

O tempo estimado de retorno do investimento para os sistemas fotovoltaicos foi de 7,2 para o sistema fixo e 8,0 anos para o sistema com seguidor (Tabela 3). Representando o período em meses, o sistema fixo precisaria de 86,4 meses e o seguidor, de 96 meses – uma diferença de 9,6 meses. Essa diferença em meses é próxima aos resultados encontrados por Hammad *et al.* (2017) quando compararam de forma experimental dois sistemas fotovoltaicos (fixo e com seguidor) instalados na Universidade Hashemite, Zarqa, na Jordânia. Os autores verificaram que o sistema com seguidor demorava 7 meses a mais que o sistema fixo para obter retorno financeiro. O período de retorno do investimento para sistemas fotovoltaicos fixos estimado para o Campus Cajazeiras também está próximo ao resultado estimado (5,4 anos) pela Nota Técnica nº 56/2017, da ANEEL, para distribuidora de energia local na Paraíba (ANEEL, 2017). Portanto, com um investimento menor e um retorno mais rápido, o sistema fixo tende a ser mais viável.

Ao comparar a Taxa Interna de Retorno (TIR), apresentada na Tabela 3, com a taxa de desconto de 10,7%, considerada neste trabalho, observou-se que os dois sistemas fotovoltaicos são projetos com investimentos viáveis. No entanto, o sistema fixo possui uma maior rentabilidade, com TIR de 16,3%, em detrimento do sistema com seguidor (14,8%), já que, quanto maior a diferença entre a taxa de desconto e a TIR, melhor será o investimento.

Os custos da energia elétrica (LCOE) produzida pelos sistemas fotovoltaicos simulados são inferiores ao valor da tarifa paga atualmente pelo instituto (R\$ 0,32). Verificou-se também que o custo de energia elétrica para o sistema fixo (R\$ 0,21) é mais baixo que o do sistema com seguidor (R\$ 0,23), aproximadamente 9% a menos, indicando

que instalar de forma fixa um sistema fotovoltaico é mais econômico para este estudo de caso. Vale lembrar que já estão inclusos, nos valores no LCOE, os custos da manutenção e a operação, o fator de degradação dos sistemas e a troca de inversores para vida útil do sistema.

Diante de todos os indicadores financeiros discutidos, verifica-se que o sistema com seguidor solar é menos viável financeiramente neste estudo de caso. Para esse sistema, a TIR é menor, o *payback* descontado é maior, o VPL é apenas 3% superior ao investido no sistema fixo, porém com investimento inicial 42% maior, e o custo da energia elétrica supera em 9% o custo para sistemas fixos. O estudo de viabilidade econômica de Hammad *et al.* (2017) também encontra resultados financeiros próximos aos apresentados neste trabalho, mesmo se tratando de tamanhos de sistema distintos. É importante lembrar que os resultados da Tabela 3 são conservadores, pois não consideraram a incidência da bandeira tarifária nos custos de energia elétrica, o que poderia reforçar a viabilidade dos sistemas. Evitou-se a inclusão desse fator por não ser possível prever quando ocorre incidência durante o ano. Desse modo, os resultados são consistentes e, em caso de erros com a aplicação dessa bandeira, isso favorecerá os indicadores financeiros.

Os resultados encontrados neste trabalho estão de acordo com os discutidos em Drury *et al.* (2014), que avaliam que os projetos de sistemas fotovoltaicos com seguidor ainda possuem custos mais altos do que os de sistemas fixos devido aos valores adicionais de manutenção e operação, mecanismos e controladores para rastreamento, entre outros fatores, pressupostos também discutidos em Hammad *et al.* (2017).

Nessa mesma perspectiva, Vergura e Lameira (2011) e Bianchini *et al.* (2016) chamam a atenção para o fato de a viabilidade dos sistemas com seguidor ser altamente dependente das políticas fiscais e tarifárias, além dos custos iniciais adicionais ao sistema. Para Mousazadeh *et al.* (2009), não é recomendado o uso de seguidores em sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, visto que, além de um investimento maior, há uma perda de energia no acionamento dos sistemas de rastreamento.

Como já discutido anteriormente, os dois sistemas fotovoltaicos possuem viabilidade financeira em relação à energia comprada da distribuidora, mas o sistema instalado de forma fixa é mais viável financeiramente. Sendo assim, ao avaliar de forma independente a instalação desse sistema fixo no IFPB Campus Cajazeiras, verifica-se uma redução anual de 41,7% no consumo fora de ponta, o que equivale a R\$ 58.286,59 para o custo de energia elétrica atual, de R\$ 0,32 por kWh. A redução dos gastos com energia elétrica seria de grande importância para o *campus* analisado, visto que, atualmente, a conta de energia é uma parte considerável das despesas – cerca de R\$ 470.000 anuais, aproximadamente 10% do orçamento total do *campus*.

Os trabalhos de Sahoo *et al.* (2015), Lee *et al.* (2016), Tan e Chow (2016) e Al-Najideen e Alwashdeh (2017) analisaram sistemas fotovoltaicos instalados em instituições de ensino e todos demonstraram viabilidade financeira, além de darem ênfase a outros aspectos positivos da instalação desses sistemas. Por exemplo, Lee *et al.* (2016) relatam que os sistemas fotovoltaicos instalados em *campi* universitários não só reduzem despesas com energia elétrica, mas também podem ser usados como uma ferramenta efetiva para elevar o nível de conscientização da maior parte da comunidade acadêmica em relação às energias renováveis e a esforços sustentáveis em geral. Os autores ainda afirmam que os alunos, ao concluírem os cursos, começarão a tomar decisões onde vivem e trabalham e que a exposição às energias renováveis durante o ensino pode alterar suas percepções e expectativas, gerando impactos futuros.

4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve por objetivo realizar um estudo comparativo de sistemas fotovoltaicos fixo e com seguidor solar por meio da avaliação da viabilidade técnico-financeira em uma instituição pública de ensino localizada no sertão do estado da Paraíba. O desenvolvimento deste estudo possibilitou a avaliação das diferenças financeiras, estatísticas e de produção de energia entre os sistemas. Constatou-se que o sistema equipado com seguidor solar produz 32% a mais de energia elétrica durante o ano do que o sistema fixo; logo, é mais efetivo na captação da energia solar. Além disso, comprovou-se por meio de teste estatístico (teste t) que a diferença de produção de energia elétrica pelos sistemas é estatisticamente significativa, ou seja, há evidências de que o sistema com seguidor produz mais energia do que o sistema fixo.

Verificou-se, na avaliação financeira, que todos os indicadores são mais atrativos para o sistema fixo em relação ao com seguidor, visto que aquele possui um retorno do investimento mais rápido, uma TIR maior, um VPL praticamente igual e um custo de energia elétrica menor. Outro fato é que o sistema fotovoltaico com seguidor tem um investimento inicial 42% superior ao sistema fixo. Dessa forma, apesar de o sistema equipado com seguidor solar ter melhor desempenho anual, isso não foi suficiente para gerar uma viabilidade financeira melhor, pois, com a tecnologia disponível atualmente, os custos de implementação, operação e manutenção ainda são elevados para utilização desse tipo de sistema. Talvez em um futuro próximo e com o desenvolvimento tecnológico, os sistemas com seguidores solares poderão ter custos menores de implementação e manutenção. Sendo assim, na análise de viabilidade dos sistemas fotovoltaicos, o sistema fixo mostrou-se mais viável do que o sistema com seguidor solar para instalação na instituição avaliada, pelo fato de requerer um investimento menor e possuir indicadores financeiros melhores.

O estudo traz como contribuição um melhor entendimento sobre as diferenças entre sistemas equipados com seguidores solares e com estruturas fixas, além de auxiliar na tomada de decisão acerca da instalação desses sistemas pela instituição analisada. Os resultados e a metodologia poderão também auxiliar outras instituições, residências e empresas da região que tenham interesse em instalar sistemas fotovoltaicos, visto que foi realizada análise de recurso solar e da viabilidade financeira, além de estimada a produção de energia elétrica desses sistemas na região.

Conclui-se, a partir dos resultados, que a instalação de sistemas fotovoltaicos no Campus Cajazeiras poderá gerar economia de gastos custos com energia elétrica. Os valores economizados podem ser revertidos pela instituição de ensino em investimentos em pesquisa, extensão e capacitação de alunos e professores. Além disso, o *campus* poderá contribuir para a preservação do meio ambiente, já que a geração de energia por meio desses sistemas não acarreta emissões de poluentes nem de gases do efeito estufa, algo que agrega benefícios em escala local e global.

Como sugestão para estudos futuros, deve-se realizar um estudo experimental no sertão do estado da Paraíba, com a finalidade de comparar um sistema fotovoltaico fixo com outro equipado com seguidor solar por um período de um ano, analisando os aspectos técnicos, financeiros e estatísticos dos sistemas. Além deste, estudos interessados em analisar as diferenças entre os resultados gerados em *softwares* de simulação e resultados reais obtidos de sistemas fotovoltaicos em funcionamento são igualmente recomendados.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF: ANEEL, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 56, de 24 de maio de 2017**. Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Brasília, DF: ANEEL, 2017. 26 p.

AL-NAJIDEEN, M. I.; ALRWASHDEH, S. S. Design of a solar photovoltaic system to cover the electricity demand for the faculty of Engineering- Mu'tah University in Jordan. **Resource-Efficient Technologies**, v. 3, n. 4, p. 440-45, 2017. DOI. 10.1016/j.refit.2017.04.005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405653717300350?via%3Dihub>. Acesso: 10 de outubro 2018.

BAKHSHI, R.; SADEH, J. A comprehensive economic analysis method for selecting the PV array structure in grid-connected photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 94, p. 524-536, 2016. DOI 10.1016/j.apenergy.2016.05.103. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916307085>. Acesso em: 06/05/2018.

BAKHSHI, R.; SADEH, J. A comprehensive economic analysis method for selecting the PV array structure in grid-connected photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 94, p. 524-536, 2016. DOI 10.1016/j.renene.2016.03.091. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116302750>. Acesso em: 09 de junho de 2018.

BARBOSA, D. A. **Análise energética e financeira de um dispositivo de seguimento para geração fotovoltaica**. 2016. 110 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2016.

BAZYARI, S. *et al.* A study on the effects of solar tracking systems on the performance of photovoltaic power plants. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 2, n. 4, p. 718-728, 2014. DOI 10.4236/jpee.2014.24096. Disponível em: http://file.scirp.org/pdf/JPEE_2014050814004447.pdf. Acesso em: 05 dezembro 2017.

BIANCHINI, A. *et al.* Performance analysis and economic assessment of different photovoltaic technologies based on experimental measurements. **Renewable Energy**, v. 85, p. 1-11, 2016. DOI 10.1016/j.renene.2015.06.017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115300392>. Acesso em: 05 dezembro de 2017.

BRASIL. Ministério da Educação. **Anuário da eficiência do gasto público com água e energia elétrica nas instituições federais de ensino**: ano de 2015. Desafio da Sustentabilidade. Brasília, DF: MEC, 2015a.

BRASIL. **Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000**. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2000.

BRASIL. **Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001**. Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências. Brasília, DF: Presidência da República, 2001.

BRASIL. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. **Portaria Nº 23, de 12 de fevereiro de 2015**. Estabelece boas práticas de gestão e uso de energia elétrica e de água nos órgãos e entidades da Administração Pública Federal direta, autárquica e fundacional e dispõe sobre o monitoramento de consumo desses bens e serviços. Brasília, DF: MPOG, 2015b.

BRASIL. Ministério da Economia. **Boletins de despesas de custeio administrativo**. Brasília, DF, 2016. Disponível em: <http://www.planejamento.gov.br/servicos/central-de-conteudos/boletim-de-custeio-administrativo>. Acesso em: 18 de março de 2017.

COGEN – ASSOCIAÇÃO DA INDÚSTRIA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA. **Inserção da Energia Solar no Brasil**: Relatório Final GT COGEN SOLAR. São Paulo: COGEN, 2012. Disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Biblioteca_Virtual/Relatorio_Final_GT_COGEN_SOLAR.pdf. Acesso em: 05 de junho de 2018.

DRURY, E. *et al.* Relative performance of tracking versus fixed tilt photovoltaic systems in the USA. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 12, p. 1302-1315, 2014. DOI [10.1002/pip.2373](https://doi.org/10.1002/pip.2373). Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.2373>. Acesso em: 10 de junho de 2018.

EKE, R.; SENTURK, A. Performance comparison of a double-axis sun tracking versus fixed PV system. **Solar Energy**, v. 86, n. 9, p. 2665-2672, 2012. DOI [10.1016/j.solener.2012.06.006](https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.06.006). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X12002174>. Acesso em: 10 de maio de 2018.

ELDIN, S. A. S.; ABD-ELHADY, M. S.; KANDIL, H. A. Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions. **Renewable Energy**, v. 85, p. 228-233, 2016. DOI [10.1016/j.renene.2015.06.051](https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.051). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148115300744>. Acesso em: 22 de abril de 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Expansão da Geração: 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral.** Brasília, DF: EPE, 2015a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Expansão da Geração: 2º Leilão de Energia Reserva de 2015. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral.** Brasília, DF: EPE, 2015b.

GREENER TECNOLOGIAS SUSTENTÁVEIS. **Análise estratégica: mercado fotovoltaico de geração distribuída – 1º semestre/2018.** Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester2018/>. Acesso em: 28 fevereiro. 2018.

HAMMAD, B. *et al.* Performance and economic comparison of fixed and tracking photovoltaic systems in Jordan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, p. 827-839, 2017. DOI [10.1016/j.rser.2017.05.241](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.241). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117308936>. Acesso em: 14 de maio de 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Technology roadmap: solar photovoltaic energy.** Paris: International Energy Agency, 2014. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf. Acesso em: 10 de abril de 2017.

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic degradation rates: an analytical review. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 21, n. 1, p. 12-29, 2013. DOI

[10.1002/pip.1182](https://doi.org/10.1002/pip.1182). Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/pip.1182>. Acesso em: 15 de março de 2017.

KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering: processes and systems.** Wyman St Waltham, EUA. 2. ed. Academic Press, 2013.

KEBEDE, K. Y. Viability study of grid-connected solar PV system in Ethiopia. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 10, p. 63-70, 2015. DOI [10.1016/j.seta.2015.02.003](https://doi.org/10.1016/j.seta.2015.02.003). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S221313881500017X>. Acesso em: 25 de abril de 2017.

LEE, J. *et al.* Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, v. 99, p. 452-464, 2016. DOI 10.1016/j.renene.2016.07.009. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811630605X>. Acesso em: 21 de setembro de 2017.

LIMA, B. W. F. **Geração distribuída aplicada à edificações**: edifícios de energia zero e o caso do laboratório de ensino da FEC-Unicamp. 2012. 170 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade de Estadual de Campinas, Campinas, 2012.

MAYER, J. N. *et al.* **Current and future cost of photovoltaics**: long-term scenarios for market development, system prices and LCOE of utility-scale PV systems. Freiburg (Germany): Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015.

MOUSAZADEH, H. *et al.* A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 8, p. 1800-1818, 2009. DOI 10.1016/j.rser.2009.01.022. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032109000318>. Acesso em: 10 de maio 2017.

NAKABAYASHI, R. K. **Microgeração fotovoltaica no Brasil**: condições atuais e perspectivas futuras. 2014. 107 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NÓBREGA, B. S. *et al.* Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba. **Revista Principia – Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB**, n. 43, p. 175-188, 2018. DOI 10.18265/1517-03062015v1n43p175-188. Disponível em: <http://periodicos.ifpb.edu.br/index.php/principia/article/view/1950>. Acesso em: 17 de fevereiro de 2019.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. System Advisor Model (SAM). Disponível em: <https://sam.nrel.gov/> Acesso em: 02 de fevereiro de 2017

OLIVEIRA, C. A. A. **Desenvolvimento de um protótipo de rastreador solar de baixo custo e sem baterias**. 2007. 64 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologias Energéticas e Nucleares) – Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2007.

PEREIRA, E. B. *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 88 p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (orgs.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014. 530 p.

SAHOO, A. K. *et al.* Feasibility study of microgrid installation in an educational institution with Grid Uncertainty. **Procedia Computer Science**, v. 70, p. 550-557, 2015. DOI 10.1016/j.procs.2015.10.099. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050915032639>. Acesso em: 10 de maio de 2017.

SAWIN, J. L. *et al.* Renewable Energy Policy Network for the 21st Century: **Renewables 2018 Global Status Report**. Paris, France: REN21 Secretariat, 2018.

SCHMALENSEE, R. *et al.* **The future of solar energy**: an interdisciplinary MIT study. Cambridge Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2015. (MIT Future of Series). ISBN 978-0-928008-9-8.

SUMATHI, V. *et al.* Solar tracking methods to maximize PV system output: a review of the methods adopted in recent decade. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, p. 130-138, 2017. DOI 10.1016/j.rser.2017.02.013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117302162>. Acesso em: 25 de janeiro de 2018.

TAN, R. H. G.; CHOW, T. L. A Comparative study of feed in tariff and net metering for UCSI University North Wing campus with 100 kW solar photovoltaic system. **Energy Procedia**, v. 100, p. 86-91, 2016. DOI 10.1016/j.egypro.2016.10.136. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216310979>. Acesso em: 25 15 de maio de 2017.

TOLMASQUIM, M. T. (coord.). **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016. 452 p.

TORMAN, V. B. L.; COSTER, R.; RIBOLDI, J. Normalidade de variáveis: métodos de verificação e comparação de alguns testes não-paramétricos por simulação. **Revista HCPA**, Porto Alegre, v. 32, n. 2, p. 227-234, 2012 Disponível em: <http://hdl.handle.net/10183/158102>. Acesso em 10 de maio de 2017.

VERGURA, S.; LAMEIRA, V. J. Technical-financial comparison between a PV plant and a CSP plant. **Revista Eletrônica Sistemas & Gestão**, v. 6, n. 2, p. 210-220, 2011. DOI 10.7177/sg.2011. Disponível em: <file:///C:/Users/Sonildo/Downloads/SSRN-id2050351.pdf>. Acesso em: 12 de junho de 2017.

VIANA, T. S. *et al.* Sistema fotovoltaico de 2kWp integrado a edificação: análise do desempenho de 14 anos de operação. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR (CBENS), 4.; CONFERÊNCIA LATINO AMERICANA DA INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY (ISES), 5., 2012, São Paulo. **Anais [...]** São Paulo: Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS), 2012.

VIEIRA, R. G. *et al.* Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 672-681, 2016. DOI 10.1016/j.rser.2016.06.089. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116303148>. Acesso em: 08 de dezembro de 2017.

CONSIDERAÇÕES

Esta pesquisa teve por objetivo analisar a viabilidade técnica-financeira da instalação de sistemas fotovoltaicos no Sertão da Paraíba. Observou-se que as informações de radiação solar estimadas pelo satélite estão de acordo com os dados das estações meteorológicas instaladas no solo pelo INMET no Sertão da Paraíba, com pequenos desvios devido principalmente a área de avaliação do piranômetro ou a resolução espacial do satélite. Já para a estação meteorológica da AESA, as dispersões entre as curvas horárias foram maiores. No entanto, as bases de dados de radiação solar não diferiram estatisticamente entre si em nenhuma situação. Na avaliação da variabilidade da radiação solar anual na região, observou-se que o banco de dados NSRDB tem boa representação e poderia ser utilizado como parâmetro para dimensionar sistemas fotovoltaicos nessa localidade.

Para obter rendimento próximo ao ideal (98%), constatou-se que não há orientação azimutal preferencial, com inclinação dos sistemas inferior a 10°, para instalação dos sistemas fotovoltaicos em seis cidades da Paraíba, entre elas as principais cidades do Sertão (Patos, Sousa e Cajazeiras). Observou-se também que para algumas cidades, sistemas posicionados mais a leste tendem a ter rendimento igual ou até superior ao posicionado com inclinação igual a latitude local e orientado para o norte geográfico (indicação de orientação ideal).

Nas análises de sistemas fotovoltaicos fixo e equipado com seguidor, observou-se que há diferenças estatisticamente significativas entre esses sistemas, constatando que o seguidor possui um desempenho anual superior ao fixo. No entanto, em relação aos indicadores financeiros o sistema fotovoltaico fixo é mais atrativo, visto que possui um retorno do investimento mais rápido, uma TIR maior, um VPL praticamente igual e um custo de energia elétrica 9% menor. Outro fato é que o sistema fotovoltaico fixo tem um investimento inicial de 29,6% menor que o sistema com seguidor e reduz 41,7% do consumo anual fora de ponta (seguidor reduz 55%). Dessa forma, mesmo o sistema equipado com seguidor solar tendo melhor desempenho anual, não foi suficiente para gerar uma viabilidade financeira melhor, pois os custos de implementação, operação e manutenção ainda são elevados para utilização desses sistemas. Sendo assim, na análise de viabilidade sobre os sistemas fotovoltaicos, o fixo foi mais viável que o seguidor, para instalação na instituição avaliada, uma vez que apresenta um investimento menor e indicadores financeiros melhores.

Toda essa pesquisa contribui para o melhor entendimento dos sistemas fotovoltaicos na região do Sertão da Paraíba e demais locais que dispõem de variáveis similares. A importância da implementação desses sistemas não está apenas na redução de custos com

energia elétrica, mas também na complementação da diversificação da matriz energética local e na contribuição com o meio ambiente. Observar a questão ambiental é relevante, visto que o Brasil é membro do Acordo de Paris e comprometeu-se em reduzir emissões de gases poluentes em 37%, até 2025 e em 43%, até 2030. Um dos setores que pode auxiliar para atingir essa meta é o de energia elétrica, o qual tem como diretriz elevar a participação de bioenergia em 18% e energias renováveis em 45% na composição da matriz energética até 2030.

A completude desse trabalho possibilitou analisar desde os fatos iniciais de informações de radiação solar, perpassando os estudos de melhores orientações até as diferenças técnico- financeiras entre sistemas fotovoltaicos fixo ou equipado com seguidor. Para atingir os resultados, elaborou-se uma metodologia na qual fez-se uso de *software* de simulação, métodos estatísticos, indicadores financeiros e índices de mérito técnico. Essa metodologia pode ser utilizada para avaliar a viabilidade desses sistemas em outras localidades que compartilhem de características similares.

A partir de agora, a região do Sertão da Paraíba possui um estudo detalhado sobre sistemas fotovoltaicos e isso auxiliará a tomada de decisão por pessoas/instituições interessadas na aplicação desses sistemas. É importante lembrar que essa região encontra-se em amplo desenvolvimento no que refere-se a sistemas fotovoltaicos, visto que estão em construção várias usinas de energia solar fotovoltaica, além de já possuir algumas empresas de instalação desses sistemas, o que por consequência gera emprego, renda e impacto na economia local. Dessa forma, estudos sobre esses sistemas tendem a agregar mais informações e consequentemente auxilia no aumento de conhecimento e geração de ciência para o desenvolvimento regional, uma vez que a implementação dessas instalações vem aumentando a cada dia.

Como sugestão para estudos futuros, deve-se realizar um estudo experimental no Sertão da Paraíba, com a finalidade de comparar um sistema fotovoltaico fixo com outro equipado com seguidor solar para um período de um ano, analisando os aspectos técnicos, financeiros e estatísticos dos sistemas. Além deste, estudos interessados em analisar as diferenças dos resultados gerados em softwares de simulação e resultados reais obtidos de sistemas fotovoltaicos em funcionamento são igualmente recomendados.

BALDOINO SONILDO DA NÓBREGA é graduado em Licenciatura em Matemática pela UFCG (2010), Especialista em Matemática Pura e Aplicada pela UEPB (2012), Mestre em Inovação e Desenvolvimento pela UNIFG (2018) e Doutorando em Engenharia de Processos pela UFCG (2023). É professor do Instituto Federal da Paraíba (IFPB). Desenvolve atividades de pesquisa na área de Engenharia Solar, Matemática Aplicada e Análise de Dados. Leciona nos cursos de Licenciatura em Matemática, Engenharia de Computação, Telemática, Construção de Edifícios e Licenciatura em Física.