

# Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba

Baldoino Sonildo da Nóbrega <sup>[1]</sup>, Waleria Guerreiro Lima <sup>[2]</sup>, Raphael Henrique Falcão de Melo <sup>[3]</sup>, Maria Cassiana Pereira Gonçalves <sup>[4]</sup>, Austriclínio da Costa Wanderley Neto <sup>[5]</sup>

[1] baldoino.nobrega@ifpb.edu.br. IFPB/Campus Cajazeiras. [2] waleria.lima@faculdadeguararapes.edu.br. Faculdade Guararapes-UNIFG-PE. [3] raphael.melo@ifpb.edu.br. [4] maria.cassiana@academico.ifpb.edu.br. [5] austriclinio.wanderley@ifpb.edu.br. IFPB/Campus Cajazeiras.

## RESUMO

O Sol é a principal fonte de energia para a Terra. A conversão da energia solar para elétrica pode ser realizada por meio de sistemas fotovoltaicos, que têm seu desempenho dependente de diversas variáveis, inclusive do ângulo de inclinação e da orientação azimutal. O objetivo deste trabalho foi 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 da Paraíba. A análise foi realizada via simulação, no *System Advisor Model*, para um sistema com capacidade de 1500 Wp. A orientação ideal considerada neste estudo foi azimute 0° (voltado ao norte geográfico) e inclinação igual à latitude local, como discutido na literatura para um sistema ideal. A variação do ângulo de inclinação do módulo foi considerada nos intervalos entre 0° e 90° e o ângulo azimutal variou de 0° a 360°. A produção anual de energia gerada em cada posicionamento foi normalizada pelo rendimento de um sistema orientado de forma ideal, para, então, obter-se as perdas para cada orientação. Verificou-se que, em todas as cidades analisadas, da energia produzida pelo sistema na condição horizontal, independente do ângulo azimutal, as perdas não superaram 1% em relação ao sistema ideal. Observou-se também que há uma faixa ampla de inclinações e orientações para que um arranjo fotovoltaico seja aplicado com o mínimo de perdas de geração de energia elétrica em relação ao sistema ideal (azimute 0° e inclinação igual à latitude local).

**Palavras-chave:** Ângulo de orientação. Energia solar. Produção de energia anual. Perdas de rendimento.

## ABSTRACT

*The Sun is the main source of energy for the Earth. The conversion of solar to electric energy can be done through photovoltaic systems, whose performance depends on variables such as slope angle and azimuth orientation. The objective of this project was to evaluate the annual production of electric energy according to the function of the angles of inclination and azimuth orientation for a residential photovoltaic system connected to the grid in six municipalities of Paraíba. The analysis was performed via a System Advisor Model simulation for a system with a capacity of 1500 Wp. The reference system considered in this study was oriented to the geographic north and the slope was equal to the local latitude. The variation of the angle of inclination of the module was considered at intervals between 0 ° and 90 ° and the azimuthal angle ranged from 0 ° to 360 °. The annual production of energy in each system positioning was normalized by the yield of the reference system to obtain the losses for each orientation. Results indicated that concerning the energy produced by the system in the horizontal condition and regardless of the azimuthal angle, the losses did not exceed 1% in relation to the reference system. It was also observed that there is a wide range of slopes and orientations so that a photovoltaic arrangement can be applied with the minimum loss of electricity generation in relation to the reference system.*

**Keywords:** *Orientation angle. Solar energy. Annual energy production. Loss of income.*

## 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 (VARUN; 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 seja por meio de fontes poluentes, mas sempre com a finalidade de suprir a demanda crescente da sociedade.

A maior parte da energia elétrica consumida no mundo, 78,3% em 2014, é decorrente de fontes não renováveis (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. Entre 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 que 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 (2014), a importância de realizar estudos sobre a orientação de sistemas fotovoltaicos se justifica devido ao fato de 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, 2000; YANG; LU, 2005). De acordo com Zomer *et al.* (2013), a orientação ideal e a inclinação são facilmente alcançadas em sistemas fotovoltaicos montados no solo. Quando, porém, esses elementos 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 Florianópolis-SC, todas as edificações residenciais/comerciais apresentavam áreas de telhados adequadas para acomodar sistemas fotovoltaicos, com níveis de irradiância incidente com 90% de 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.

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, portanto, 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. Entre as regiões do Brasil, a que possui maior média de irradiação solar global horizontal (5,9 kWh/m<sup>2</sup>.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 de suprimento das 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 se compreender quais são as orientações que diferem da indicada como ideal (azimute 0° e inclinação igual à latitude local), mantendo-se, no entanto, 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 artigo está organizado da seguinte forma: na seção 2, é apresentada 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 serem consideradas polos econômicos das microrregiões, apresentarem dados climáticos disponíveis e 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.

**Tabela 1** – Descrição das cidades em estudo

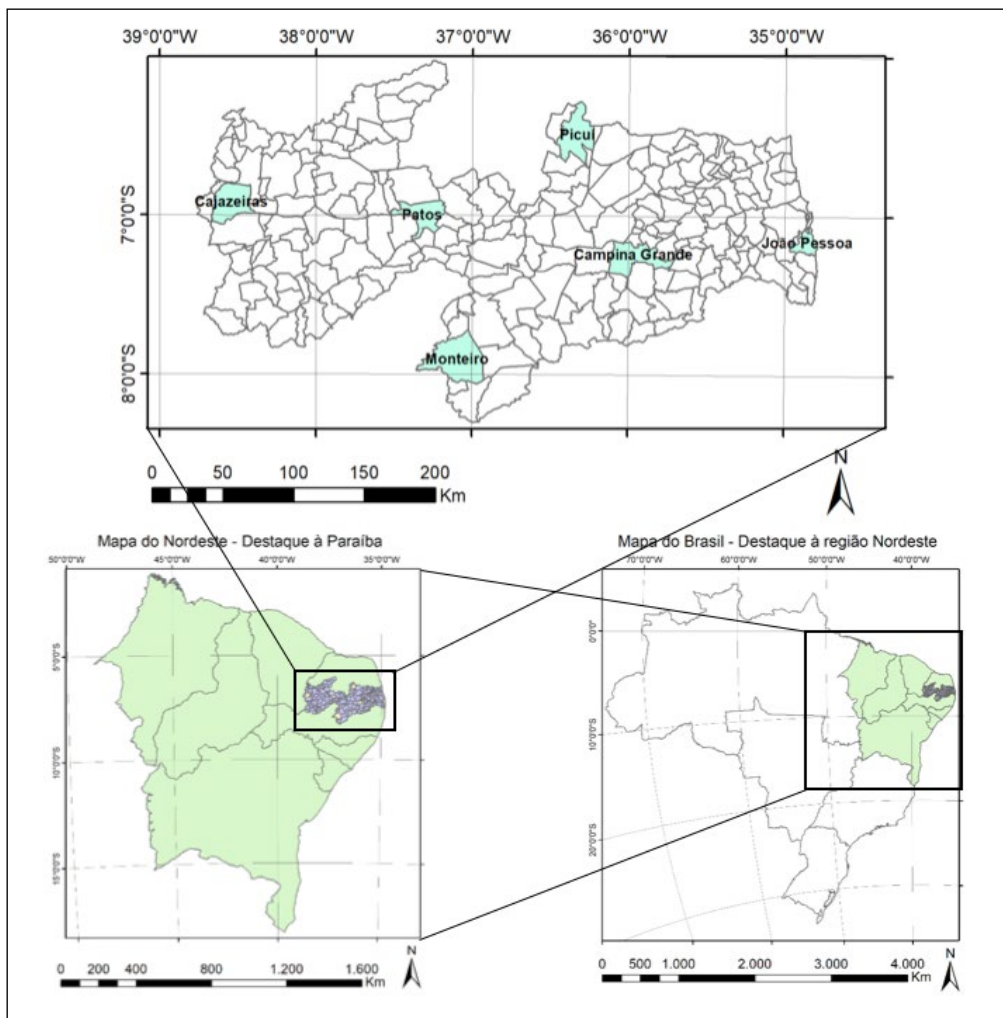
Cidade	Região da Paraíba	Latitude	Longitude	Altitude
Cajazeiras	Sertão	6,89° S	38,56° W	295 m
Patos	Sertão	7,02° S	37,25° W	242 m
Monteiro	Cariri	7,89° S	37,12° W	599 m
Picuí	Curimataú	6,46° S	36,31° W	426 m
Campina Grande	Agreste	7,23° S	35,88° W	551 m
João Pessoa	Litoral	7,12° S	34,85° W	40 m

Fonte: Dados obtidos do Google Earth 1.

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 uma, situadas em Malta, Sertão do Estado da Paraíba (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015a; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2015b). Além disso, a

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

Figura 1 – Localização espacial das cidades em estudo



Fonte: Imagens obtidas por meio do software Qgis (<https://www.qgis.org>).

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).

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)<sup>2</sup>. Esses dados consistem em 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 foram realizadas 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 o norte geográfico) e ângulo de inclinação dos módulos igual à latitude local, conforme indicado na literatura técnica como ideal.

O software de simulação utilizado neste trabalho foi o *System Advisor Model* (SAM) desenvolvido pelo NREL<sup>3</sup>, o qual dispõe de diversos modelos para estimar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, seja residencial ou comercial,

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

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

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 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*) (PINHO; GALDINO, 2014). Nas condições NOCT, foram considerados os seguintes valores: irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente 20 °C e velocidade do vento 1 m/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° a 360°, porém foi dado menor refinamento na orientação sul, por não haver, para esta pesquisa, maior interesse 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.* (2016).

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. Tais índices

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 (2014) 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/m<sup>2</sup> incidentes no painel fotovoltaico, normalmente vinculada a um ano de operação (PINHO; GALDINO, 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 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 irradiância de referência (ALMEIDA, 2012). Pode ser calculado por meio da equação 4.

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

Com  $H$  representando a irradiância no plano do arranjo, em kWh/m<sup>2</sup>, e  $G_{STD}$ , a irradiância de referência na condição padrão de testes, sendo igual a 1000 W/m<sup>2</sup>.

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).

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

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

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, onde, embora se veja 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, podem-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, nos quais poderá ser analisada a variação de temperatura dos módulos fotovoltaicos, visto que tais módulos têm características definidas para condições padrão de ensaio as quais muitas vezes diferem da realidade. As cidades com menor produtividade foram Monteiro, João Pessoa e Campina Grande. Os resultados de produtividade do sistema ilustrados na Tabela 2 aproximam-se dos apresentados em Kormann *et al.* (2014), Monteiro Júnior *et al.* (2016) 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.

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

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	97	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

Fonte: Dados obtidos por meio do software SAM

A Tabela 3 apresenta os resultados para a cidade Cajazeiras. Daí, 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. Essa variação de 0,6% não aparece, contudo, detalhadamente nos resultados da Tabela 3, por conta da necessidade

de arredondamentos, devido ao fato de os valores da Tabela estarem restritos a 100%, sendo números fracionários 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. Ao 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.

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 sombreamentos.

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.

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

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	

Fonte: Dados obtidos por meio do software SAM

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.



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

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

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%.

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

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

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°.

Nenhuma orientação atingiu a produção de energia anual de forma total, e os resultados que apareceram 100% assim se apresentaram 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 essa localidade.

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

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	

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.

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

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	96	95	95	95	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	

Fonte: Dados obtidos por meio do software SAM

## 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 de o módulo na posição horizontal poder receber irradiação solar de forma igual em todos os sentidos (MONTEIRO JÚNIOR *et al.*, 2016). Essa perda de apenas 1% também foi identificada nos trabalhos de Monteiro Júnior *et al.* (2016) e Gasparin e Krenzinger (2017) quando analisaram cidades brasileiras de baixa latitude como Palmas-TO, Fortaleza-CE e Manaus-AM. De acordo com Burger e Rütther (2006), os locais de baixa latitude são menos sensíveis aos desvios de azimute para pequenos ângulos de inclinação em geradores fotovoltaicos montados em telhado.

É importante lembrar que a instalação física do arranjo fotovoltaico, em algumas ocasiões, na posição horizontal, por mais simples que seja, não é 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 é considerado o terceiro fator ambiental que influencia negativamente na geração 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 redução de até 20% na energia gerada mensal, devido ao acúmulo de sujeira na superfície do painel, corroborando a afirmação anterior de que não é indicada a instalação de módulos na posição horizontal.

Villalva (2015) indica uma inclinação 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 inclinação de 10° foi uma das inclinações que apresentaram melhor desempenho, comum em todas as cidades avaliadas.

A inclinação de 10° é bem próxima à latitude das cidades em estudo, uma vez que todas estão entre 6,46° S e 7,88° S. Essa inclinação permite várias orientações azimutais atingindo 100% da energia anual relativa ao sistema orientado de forma ideal. As orientações azimutais que não alcançaram os 100% de

rendimento têm perdas mínimas de até 3%, inclusive com orientação voltada para o sul.

Ao avaliar um ângulo de inclinação de até 15° em todas as cidades em estudo, a perda de geração de energia em qualquer azimute não supera 6%. Com perdas de aproximadamente 8%, as inclinações 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 com módulos posicionados ao leste em detrimento ao oeste. Nesses casos, os sistemas orientados a leste, entre 10° e 50° a partir do norte e uma inclinação 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 irradiação solar no Brasil.

Burger e Rütther (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 operação mais elevadas à tarde (orientação oeste) poderão levar a um desempenho mais baixo. Outra hipótese aventada é que pode ter ocorrido maior disponibilidade de irradiação solar pela manhã do que à tarde para o ano em que foi analisado os dados climáticos.

Outro fator que se comportou semelhante em todas as localidades foram as perdas nas inclinações 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 *et al.* (2014) e Gasparin e Krenzinger (2017), quando avaliaram cidades com baixas latitudes. Para Burger e Rütther (2006), locais de baixa latitude e módulos em posições mais verticais terão perdas de produção de energia maiores que locais de alta latitude, visto que, em latitudes mais altas, o Sol geralmente é mais baixo no céu.

É 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 simulações são locais.

## 5 Considerações 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. Entre esses parâmetros, estão o ângulo de inclinação e orientação do arranjo fotovoltaico. Nessa investigação foram analisadas seis cidades do Estado da Paraíba, do litoral ao sertão, com o objetivo de avaliar as principais inclinações e orientações de um arranjo fotovoltaico que diferem da considerada como ideal, no entanto mantêm praticamente o mesmo rendimento anual.

Os resultados deste estudo indicam que há uma faixa ampla de inclinações e orientações para um arranjo fotovoltaico ser aplicado com o mínimo de perdas de geração de energia elétrica, em relação ao sistema com orientação ideal, nas localidades analisadas. Em alguns locais avaliados neste estudo, verificou-se que inclinações e orientações diferentes da ideal possuem um rendimento levemente superior.

Com a indicação de que há várias combinações entre inclinações e orientações azimutais com rendimento anual bem próximo da orientação ideal, pode-se inferir que, nessas localidades, um sistema fotovoltaico não precisa, necessariamente, ser instalado em telhados orientados para o norte geográfico. Isso pode contribuir para a redução dos custos de instalação desses sistemas, uma vez que não necessitaria de modificações 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° possibilitam 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: a) perdas de geração de energia, b) em que medida a mudança de orientação e inclinação podem

ser aceitáveis e c) 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. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 9 abr. 2012. Seção 1, p. 53.
- 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. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 2 dez. 2015. Seção 1, p. 45.
- 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: ANEEL, 2017.
- ALMEIDA, M. P. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 171 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- 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, 2009.
- BLAIR, N.; DOBOS, A.; SATHER, N. **System Advisor Model (SAM) Case Studies Comparing To Real Performance Results**. In: WORLD RENEWABLE ENERGY FORUM, 2012, Denver, EUA. **Proceedings...** Boulder, CO, EUA: American Solar Energy Society, 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.

DOBOS, A.; GILMAN, P.; KASBERG, M. P50/P90 analysis for solar energy systems using the system advisor model. In: WORLD RENEWABLE ENERGY FORUM, 2012, Denver (EUA). **Proceedings...** Boulder, CO, EUA: American Solar Energy Society, 2012.

DUNN, L. et al. PV module soiling measurement uncertainty analysis. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 39th., 2013, Tampa (EUA), **Proceedings...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013. p. 658-663.

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

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da geração - 1º leilão de energia de reserva de 2015**. Participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: visão geral. Rio de Janeiro: EPE, 2015a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Expansão da geração - 2º leilão de energia de reserva de 2015**. Participação dos empreendimentos solares fotovoltaicos: visão geral. Rio de Janeiro: EPE, 2015b.

FUSANO, R. H. **Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR**. 2013. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 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: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 40th., 2014, Denver (EUA). **Proceedings...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014. p. 885-890.

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: Elsevier, 2016. 843 p.

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: IEEE WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 4th., 2006, Waikoloa (EUA). **Conference Record of...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2006. p. 2391-2395.

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, 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**, v. 18, p.04.01-04.08, 2014.-

MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected PV systems. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 31st., 2005, Lake Buena Vista (EUA). **Conference Record on...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 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: CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 14., 2016, Uberlândia (Brasil). Uberlândia: UFU. **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, 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: Estudo indica áreas favoráveis para explorar a energia solar no Brasil. **Pesquisa Fapesp**, São Paulo, n. 258, ago. 2017. Disponível em: <<http://revistapesquisa.fapesp.br/2017/08/18/para-aproveitar-o-sol/>>. Acesso em: 1 fev. 2018.

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

REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21<sup>ST</sup> CENTURY. **Renewables 2016 global status report**. 2016. Disponível em: <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR\\_2016\\_Full\\_Report\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/05/GSR_2016_Full_Report_lowres.pdf)>. Acesso em: 9 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. (Coord.). **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 452 p.

URBANETZ, J. et al. Acompanhamento do desempenho do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da UTFPR – Sede Neoville. In: INTERNATIONAL SODEBRAS CONGRESS, 37., 2017, Fortaleza. **Anais...** Fortaleza (Brasil). Sodebras, 2017.

VARUN, R. P.; BHAT, I. K. Energy, economics and environmental impacts of renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 9, p. 2716-2721, dez. 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, 2005.

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...** Linköping (Sweden): Linköping University Electronic Press, 2011. p. 2985-2992.