

CARACTERIZAÇÃO DO RECURSO SOLAR DE LONGO PRAZO PARA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REGIÃO AMAZÔNICA: UMA ANÁLISE DE TRÊS LOCALIDADES NO ESTADO DO ACRE

Stefania Gomes Relva^{1,2}
Vinicius Oliveira da Silva^{2,3}
Thiago Melo de Lima²
Lucas Matheus de Sousa Lima⁴
Rafael Meirelles David^{4,5}

¹*Instituto E+ Transição Energética*

²*Universidade de São Paulo*

³*Instituto de Energia e Meio Ambiente - IEMA*

⁴*eAmazônia – Energia Sustentável e Inovação*

⁵*Eletrobras*

DOI: 10.47168/rbe.v29i2.714

RESUMO

A energia solar fotovoltaica é uma das soluções para melhoria e barateamento do abastecimento elétrico nos sistemas isolados brasileiros. Mas, para que os projetos fotovoltaicos sejam dimensionados de maneira correta é importante conhecer o perfil da irradiação solar. Este trabalho discute a variabilidade temporal e regional do recurso solar no Estado do Acre, por meio do cálculo do ano típico meteorológico (TMY) para três localidades: nas cidades de Rio Branco (RB), Cruzeiro do Sul (CS) e Brasiléia (BR). Assim, este trabalho preenche uma lacuna na disponibilidade de dados de longo prazo de irradiação para a região Norte, fornecendo dados e discussões sobre as médias diárias mensais e anuais de irradiação e demais variáveis meteorológicas, e sobre a formatação de TMY para geração fotovoltaica. O TMY foi calculado a partir de séries sintéticas das três localidades em um período de 21 anos (1999–2019). A metodologia utilizada foi derivada do Método do *Sandia National Laboratories*, porém, com foco na geração fotovoltaica. As três localidades apresentaram formações diferentes do TMY, contudo a média anual de irradiação global horizontal (IGH) das três localidades foi bastante semelhante: 5,1 kWh/m²/dia em Rio Branco e 5,0 kWh/m²/dia em Cruzeiro do Sul e Brasiléia. A média desses valores é superior à estabelecida no Atlas de Energia Solar do Brasil para a região Norte em 0,37 kWh/m²/dia. Com relação a variação do recurso, a maior variação do P50 (valor da mediana de uma distribuição ordenada de dados, ou seja, o valor para o qual metade dos dados estão acima e a outra metade abaixo) de IGH

foi encontrada em janeiro (0,53 kWh/m²/dia) e a menor em setembro (0,11 kWh/m²/dia), mostrando baixa variabilidade mensal. A irradiação total em plano inclinado não reduziu a variabilidade interanual do recurso na região, dadas as baixas latitudes. Conclui-se que TMY é específico para cada localidade, ainda que as médias mensais do montante diário de irradiação tenham sido semelhantes.

Palavras-chave: Energia solar; Fotovoltaica (FV); Séries de dados; Análise de dados; Amazônia.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is one of the solutions for improving and make cheaper electricity supply in isolated Brazilian systems. However, for photovoltaic projects to be dimensioned correctly, it is important to know the profile of solar irradiation. This work discusses the temporal and regional variability of the solar resource in the State of Acre, through the calculation of the typical meteorological year (TMY) for three locations, in the cities of: Rio Branco (RB); Cruzeiro do Sul (CS); and Brasiléia (BR). Thus, this work fills a gap in the availability of long-term irradiation data for the North region, providing data and discussions on monthly and annual daily irradiance averages and other meteorological variables, besides on TMY formatting for photovoltaic generation. The TMY was calculated from synthetic series of the three locations in a period of 21 years (1999 – 2019). The methodology used was derived from the Sandia National Laboratories Method, however, with a focus on photovoltaic generation. The three locations presented different formations of the TMY, however the annual average of horizontal global irradiation (IGH) of the three locations was quite similar: 5.1 kWh/m²/day in Rio Branco and 5.0 kWh/m²/day in Cruzeiro do Sul and Brasiléia. The average of these values is higher than that established in the Solar Energy Atlas of Brazil for the North region by 0.37 kWh/m²/day. Regarding the variation of the resource, the highest variation of the P50 (the median of a sorted distribution of data, which means the value that equally divides the distribution in half) of IGH was found in January (0.53 kWh/m²/day) and the lowest in September (0.11 kWh/m²/day), showing low monthly variability. The total irradiation on an inclined plane did not reduce the interannual variability of the resource in the region, given the low latitudes. It is concluded that TMY is specific for each location, even though the monthly averages of the daily amount of irradiation were similar.

Keywords: Solar energy; Photovoltaic (PV); Data series; Data analysis; Amazon.

1. INTRODUÇÃO

A Amazônia brasileira tem sido foco de grandes investimentos estruturais, o que inclui o desenvolvimento de hidrelétricas (MORETTO et al., 2012; SILVA, 2022). Contudo, isso não tem sido acompanhado por melhorias nos níveis de desenvolvimento da região (CUNHA, SOARES and SILVA, 2018). Se, por um lado, a Amazônia configura um grande exportador de energia para o resto do país, por outro, o fornecimento de eletricidade para a sua população é precário, principalmente nos sistemas isolados (CUNHA, SOARES and SILVA, 2018; MARTINEZ-BOLAÑOS et al., 2021; FERREIRA et al., 2023). Segundo Ferreira e Silva (2021), há 990 mil pessoas sem acesso a serviço público de energia elétrica, das quais 32% residem em terras indígenas, territórios quilombolas homologados, unidades de conservação ou assentamentos rurais.

Hoje, os sistemas isolados representam um consumo inferior a 1% do de energia elétrica no Brasil, abastecendo cerca de 3 milhões de habitantes ($\approx 1,4\%$ do total da população brasileira), em 258 localidades, por meio de minirredes (EPE, 2021b). A maioria dessas minirredes está implantada nos estados do Amazonas (AM), Pará (PA), Rondônia (RO), Roraima (RR), Acre (AC) e Amapá (AP), que correspondem a cerca de 42% do Território Nacional (DE FREITAS MOSCARDINI JÚNIOR and RÜTHER, 2020).

O problema é que a energia produzida e consumida nesses sistemas representa um considerável impacto nas contas do setor elétrico (COSTA et al., 2022), dado que a geração é subsidiada pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) (EPE, 2021b). Cerca de 94% da energia dos sistemas isolados é produzida por usinas termelétricas a diesel (ONS, 2020). O fornecimento do diesel tem custo elevado e tem obstáculos logísticos, geográficos naturais (vegetação e hidrografia) e de uma infraestrutura de transporte precária (DE FREITAS MOSCARDINI JÚNIOR and RÜTHER, 2020; EPE, 2021b). O orçamento previsto da CCC para 2022 era em torno de R\$ 10,3 bilhões de reais (ONS, 2022).

No Estado do Acre existem sete sistemas isolados que atendem uma população de mais de 262.000 pessoas (EPE, 2021b). Alguns desses sistemas apresentam custos de produção de energia ainda mais elevados, principalmente quando comparados à sistemas semelhantes, e isso se deve às dificuldades de acesso às localidades, principalmente em Jordão e Santa Rosa do Purus (EPE, 2014). Assim, já em 2014 a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinha discutindo a necessidade de implantar sistemas ao menos híbridos (solar + diesel) na região, a fim de reduzir os custos com combustível e baratear a energia elétrica (EPE, 2014). Mas, para isso, é importante dimensionar corretamente esses sistemas híbridos, e isso depende da avaliação

precisa do recurso solar disponível (DE FREITAS MOSCARDINI JÚNIOR and RÜTHER, 2020).

A região Norte possui elevados índices de radiação solar, apesar de serem atenuados pelo alto índice pluviométrico decorrente da evapotranspiração da floresta tropical (MOSCARDINI JÚNIOR, 2020). O recurso solar disponível na região carece de investigações (LUIZ et al., 2018). Poucos estudos foram encontrados na bibliografia recente sobre essa temática. Haag e Krenzinger (2010), por exemplo, utilizaram dados fornecidos por satélites e radiossondas para estimar características espectrais típicas da irradiância solar na região amazônica. Neves et al., (2021) avaliaram a irradiação solar na região de Castanhal no Pará, utilizando 10 anos de dados horários de radiação. Moscardini Júnior e Rütther (2020) investigaram influência do banco de dados de radiação solar e do simulador fotovoltaico (FV) no dimensionamento e economia de geradores FV-diesel em diferentes regiões do Brasil, incluindo a região Norte.

Mais especificamente sobre o Estado do Acre, Sousa (2020b) avaliou a variabilidade meteorológica do município Cruzeiro do Sul, utilizando 21 anos de série histórica. Com relação ao recurso solar, o autor utilizou dados de insolação (número de horas que o Sol se encontra descoberto) disponíveis nas bases de dados do INMET. O mesmo autor também avaliou, em Sousa (2020a), as características climáticas do município de Rio Branco, utilizando 30 anos de série histórica, também utilizando dados de insolação para o recurso solar. No entanto, não foram avaliados dados de irradiação, que está associada à energia emitida pelo Sol (ARRUDA et al., 2012). Por fim, Nascimento et al., (2021) analisaram os parâmetros para geração de energia solar FV no Estado do Acre e, para isso, os autores utilizaram um ano de série histórica de radiação (2017) para duas localidades do Estado. Esses são os dados disponibilizados pelo CRESCEB.

Verifica-se, portanto, que o acesso a longas séries históricas de radiação para a região é um desafio. A amplificação do acesso à tecnologia de medição de radiação é recente e, além disso, radiômetros são equipamentos caros e de difícil manutenção, o que dificulta a geração de longas séries históricas de diversas localidades (RELVA, 2017). Assim como na geração hidrelétrica, em que o histórico de vazões é essencial para o projeto e operação da usina, o conhecimento do comportamento temporal e espacial do fluxo de irradiação solar é essencial para o bom aproveitamento de parque solares (MOSCARDINI JÚNIOR, 2020). É por isso que, dentre os diversos dados e documentos pedidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na Nota Técnica N. EPE-DEE-RE-065/2013-R8 (de instruções para cadastramento de projetos FVs nos Leilões de Energia Elétrica) (EPE, 2021a), está incluso o cálculo do ano típico meteorológico TMY.

A construção do TMY é uma etapa importante para a estimativa de longo prazo da geração solar, pois ele resulta em quantidades médias mensais do recurso, admitindo diversos anos de série histórica, o que reduz a influência das variações interanuais nos valores estimados. De maneira geral, o objetivo da construção do TMY é encontrar, dentre todos os meses de uma longa série histórica, aqueles que melhor representam a condição climática do local.

Neste sentido, o objetivo desse artigo é apresentar os anos típicos meteorológicos para três localidades do Estado do Acre: Rio Branco, Cruzeiro do Sul e Brasiléia, calculados a partir de 21 anos de série sintética de irradiação da região. E, a partir disso, discutir a variabilidade temporal e regional do recurso solar no Estado. Desse modo, este estudo preenche uma lacuna que existe hoje no Brasil sobre a disponibilidade de dados de longo prazo de irradiação para a região Norte e, mais especificamente, para o Acre, fornecendo dados e discussões não apenas sobre a formatação de TMY para geração FV, como também apresentando as médias diárias mensais de irradiação e demais variáveis meteorológicas para a região. Assim, busca-se melhorar o conhecimento do recurso solar na região, a fim de facilitar o desenvolvimento FV, e contribuir com a redução do custo da energia e sustentabilidade na região. Os resultados deste trabalho são de interesse de profissionais do setor elétrico e de energia solar, bem como de especialistas em clima, meteorologia e energia.

Este trabalho é dividido em cinco seções. A seção 2 contextualiza o projeto no qual este trabalho foi desenvolvido e apresenta a importância e origem metodológica das séries sintéticas de irradiação utilizadas. A seção 3 apresenta a caracterização dos dados e a metodologia de construção dos anos típicos meteorológicos. A seção 4 mostra os resultados e discussões. E, finalmente, a seção 5 apresenta as conclusões.

2. DADOS DE IRRADIAÇÃO, SÉRIES SINTÉTICAS E FORMAÇÃO DE ANO TÍPICO METEOROLÓGICO

O conhecimento do comportamento de longo prazo do recurso solar é essencial para o bom aproveitamento de parque solares. O ciclo solar, cuja duração é em torno de 11 anos, afeta a atividade na superfície do Sol, e conseqüentemente altera a quantidade de radiação que alcança o topo da atmosfera terrestre (GUEYMARD and MYERS, 2008). Além disso, as condições climáticas locais variam de um ano para outro (nível de precipitação, umidade relativa, ventos, nebulosidade, etc). Por isso, a estimativa de geração de energia por uma planta solar deve contar com a análise de longas séries históricas de irradiação, de modo a prever e reduzir o impacto decorrente das variações

anuais do recurso.

Conforme já comentado na introdução deste trabalho, existe uma grande dificuldade em se obter essas longas séries históricas. Uma das principais soluções para esse problema é recorrer às séries sintéticas de dados, que normalmente são formuladas a partir de imagens obtidas por satélites geoestacionários para a estimativa da nebulosidade, em conjunto com modelos que estimam a irradiação em dias de céu claro, com base em outras variáveis climáticas e atmosféricas, para as quais possuímos históricos de medições ou melhores modelos de estimativa. O uso de modelos de satélite para estimar o potencial do recurso solar é muito útil especialmente em países com grandes extensões territoriais, podendo ser empregados no dimensionamento de usinas FVs, especialmente em locais sem estações de medição de radiação solar e histórico de medições de irradiação solar a longo prazo (MOSCARDINI JÚNIOR, 2020).

Contudo, é importante observar que as medições em solo trazem um melhor detalhamento dos dados, principalmente em relação a variabilidade do recurso no curtíssimo prazo, ou seja, aquela causada principalmente pela nebulosidade (RELVA, 2017). Assim, visando o melhor conhecimento do potencial de geração FV nos *campi* da Universidade Federal do Acre (UFAC) e, conseqüentemente no Estado do Acre, foi desenvolvido o Projeto de Eficiência Energética e Uso Racional de Energia Elétrica na UFAC, que é resultado de uma iniciativa da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, através da Chamada de Projetos de EE Prioritário e P&D Estratégico nº 01/2016 (COSTA et al., 2020). Dentre os desenvolvimentos do projeto, foram instaladas três estações solarimétricas em três diferentes localidades do Acre (municípios de Cruzeiro do Sul, Rio Branco e Brasiléia) (COSTA et al., 2020) e, para cada localidade de implantação das estações solarimétricas foi adquirida uma série sintética de dados de irradiação de longo prazo. Deste modo, é possível desenvolver o conhecimento científico tanto em relação ao comportamento do recurso no longo prazo, quanto em relação as variações de curto e curtíssimo prazo.

Assim, este trabalho é parte dos resultados desse projeto, e trata especificamente da construção de anos típicos das três localidades a partir da série sintética de dados. As séries sintéticas foram adquiridas do banco de dados da Solargis®. A Solargis® foi selecionada pelo Banco Mundial para fornecer dados de irradiação solar para o Atlas Solar Global (MOSCARDINI JÚNIOR, 2020).

2.1 Séries sintéticas da Solargis

A Solargis® utiliza um modelo semiempírico para a produção das séries sintéticas. Os modelos semiempíricos são aqueles que utili-

zam um modelo de transferência radiativa em conjunto com a validação dos valores obtidos com medições em solo.

Especificamente no modelo utilizado pela Solargis®, dados de satélites são usados para identificação do grau de nebulosidade e das propriedades das formações de nuvens. A maioria dos processos físicos de atenuação atmosférica da radiação solar também é considerada e alguns parâmetros físicos de entrada também são usados. A estimativa da radiação solar no modelo da Solargis® é basicamente dividida em três etapas (SOLARGIS, 2020). A Figura 1, adaptada de (SOLARGIS, 2020), mostra o esquema do modelo utilizado.

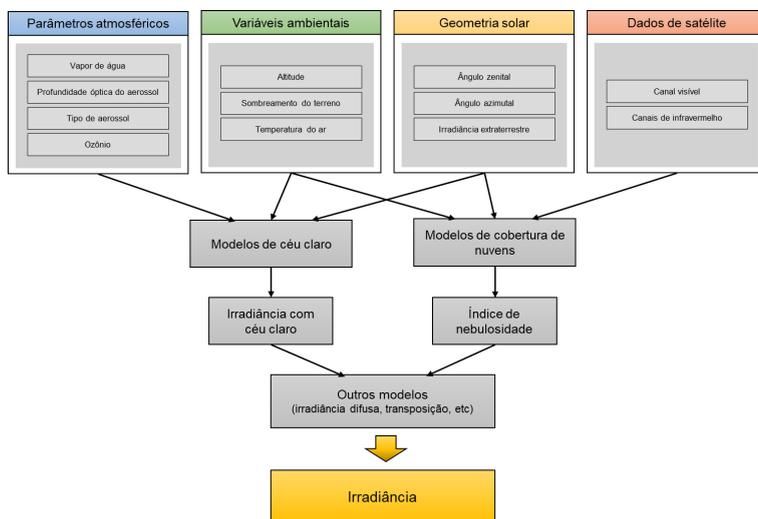


Figura 1 - Esquema do modelo de construção de série sintética de irradiação pela Solargis

Na primeira etapa a irradiância de céu claro - aquela que atinge o solo com suposição de ausência de nuvens - é calculada utilizando um modelo de céu claro. O modelo de céu claro considera as condições de transmitância atmosférica estimadas por meio: (i) da concentração de vapor d'água; (ii) da profundidade óptica de aerossol, que constitui um parâmetro adimensional utilizado para avaliar o quanto o feixe de radiação é atenuado pelos aerossóis à medida que o feixe se propaga em uma determinada camada da atmosfera (PRADO and DA COSTA COELHO, 2017); (iii) do tipo de aerossol distribuído na atmosfera, como neblina, poeira, poluentes particulados do ar, fumaça, dentre outros; e (iv) da concentração de ozônio. Além desses parâmetros também são considerados variáveis ambientais, principalmente a

altitude, já que esta influencia no percurso percorrido pela irradiação para alcançar o solo. Por fim, também são considerados os parâmetros da geometria solar para cálculo da irradiação extraterrestre, que é um dos principais dados de entrada de modelos de céu claro.

Na segunda etapa os dados de satélite - informações de vários satélites geoestacionários - são usados para quantificar o efeito de atenuação das nuvens por meio do cálculo do índice de nebulosidade. A irradiância do céu claro é combinada com o índice de nebulosidade para estimar a irradiância total. No modelo de nebulosidade são utilizados principalmente os dados obtidos via satélite de canais visíveis e de infravermelho. Os canais de infravermelho medem a energia de onda longa emitida pela Terra. Essas medições são obtidas no período noturno. Já os canais visíveis são aqueles que medem a energia solar refletida pelas nuvens (NOAA, 2020). Os resultados do procedimento são os valores de irradiância direta normal e global horizontal.

Na terceira etapa a irradiância direta normal e global horizontal são usadas para calcular a irradiância difusa e a irradiância total em plano inclinado.

2.2 Construção do ano típico meteorológico

As metodologias para cálculo de TMY são diversas. Uma análise comparativa entre as principais delas, inclusive as utilizadas pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos EUA, pode ser encontrada em (CEBECAUER and SURI, 2015). Um dos métodos mais utilizados foi desenvolvido em 1978, conhecido como Método de *Sandia National Laboratories* (LUIZ and SCHUCH, 2012). Diversas outras metodologias foram derivadas deste método (CEBECAUER and SURI, 2015; ALMEIDA and VASCONCELLOS, 2019).

O método Sandia envolve a escolha de um mês característico para a composição de um ano climatológico típico. Esses 12 meses devem ser selecionados a partir de 30 anos de dados coletados de forma consecutiva. Isto é feito comparando a Função de Distribuição Acumulada (FDA) de quatro variáveis meteorológicas para o mês de cada ano com a FDA do mesmo mês em todo o período de coleta dos dados. As variáveis meteorológicas utilizadas são a temperatura de bulbo seco, a temperatura de ponto de orvalho, a radiação global total diária e a velocidade do vento (LUIZ and SCHUCH, 2012).

A metodologia utilizada neste trabalho se baseia no método Sandia e utiliza premissas de ponderação da metodologia de construção de TMY desenvolvida pela Solargis® (CEBECAUER and SURI, 2015). Portanto, o objetivo do método é encontrar, dentre todos os meses da série histórica, aqueles que melhor representam a condição de deiação do local para fim específico de geração solar FV.

3. DADOS DE IRRADIAÇÃO, SÉRIES SINTÉTICAS E FORMAÇÃO DE ANO TÍPICO METEOROLÓGICO

3.1 Caracterização dos dados

Foram adquiridas três séries sintéticas, uma para cada localidade conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados de georreferenciamento das localidades das séries sintéticas

| | Brasília | Cruzeiro do Sul | Rio Branco |
|--------------------|-------------|-----------------|-------------|
| Latitude | -10,961262° | -7,558402° | -9,954298° |
| Longitude | -68.813346° | -72,717034° | -67.866816° |
| Fuso Horário (UTC) | -5 | -5 | -5 |

A Figura 2 apresenta as três localizações e a distância entre elas.

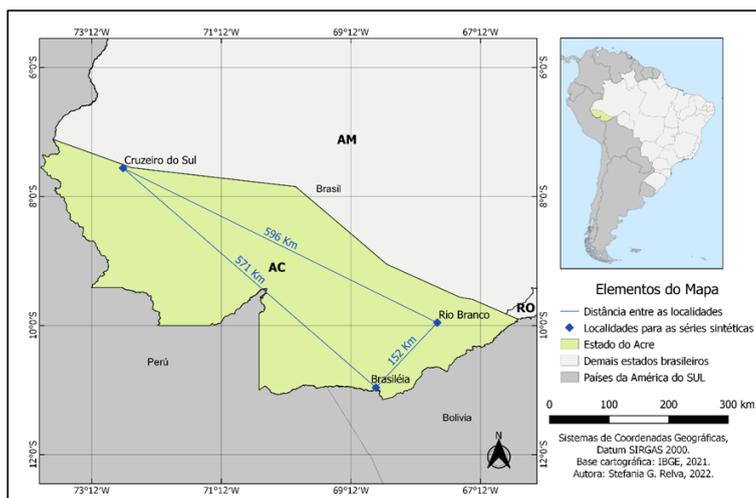


Figura 2 - Localização e distância entre as estações

As três séries sintéticas apresentam os mesmos formatos, dados e períodos, conforme detalhado na Tabela 2.

Tabela 2 – Caracterização das séries sintéticas

| Parâmetros | | Caracterização |
|--------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Variáveis Radiométricas | | <ul style="list-style-type: none"> • Irradiação Global Horizontal (IGH) [W/m²] • Irradiação Difusa Horizontal (IDH) [W/m²] • Irradiação Direta Normal (IDN) [W/m²] • Irradiação em plano inclinado (ITI) [W/m²] |
| Variáveis meteorológicas | | <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura do ar [°C] • Pressão atmosférica [hPa] • Umidade relativa [%] • Velocidade do vento à 10 m altura [m/s] • Direção do vento à 10 m de altura [°] • Água precipitável [kg/m²] |
| Período | | 01/01/1999 – 31/03/2020 |
| Integração | | 10 min |
| Resolução espacial | Dados de irradiação | 250 m |
| | Dados de temperatura | 1 km |
| | Demais dados meteorológicos | De 33 a 55 km |
| Inclinação de ITI | | 10° |
| Azimute de ITI | | 0° |

3.2 Cálculo do ano típico meteorológico

Inicialmente foram calculados os valores diários de cada variável. O período de dados utilizados foi de 1999 a 2019 e as variáveis utilizadas para o cálculo do TMY foram: temperatura do ar a 2 m; irradiação global horizontal (IGH); e irradiação direta normal (IDN). O valor diário dos dados de IGH e IDN e as médias diárias de temperatura foram calculadas para todos os dias da série histórica utilizando os dados de 10 em 10 minutos.

Na sequência foi realizado o cálculo das funções de distribuição acumulada (FDA) de longo prazo das médias diárias. A FDA de longo prazo é calculada com todos os valores das médias diárias de um mesmo mês, utilizando todos os anos da série histórica. Por exemplo, considerando o mês de janeiro, que possui 31 dias, e considerando a série histórica de 1999 a 2019, a FDA de longo prazo deste mês possuirá 651 valores (21 anos * 31 dias). O primeiro passo para o cál-

culo da FDA é organizar esses 651 valores das médias diárias de cada variável em ordem crescente. O FDA é calculado conforme a Equação 1.

$$FDA_j = \frac{(j-0,5)}{N}, \text{ com } j = 1, 2, 3 \dots N. \quad (1)$$

Onde FDA é o valor da função acumulada, N é o número total de elementos e j é o índice do elemento dentro do conjunto de elementos ordenados.

Retomando o exemplo acima, que considera os 651 valores de médias diárias para janeiro, e agora assumindo os dados de temperatura do ar, após ordenar os 651 valores de médias diárias de temperatura do ar, do menor para o maior, a posição ocupada pela média diária do dia mais frio do período será a primeira (1) e a posição ocupada pela média diária do dia mais quente será a última (651).

Deste modo, a etapa de cálculo de FDA de longo prazo produz um conjunto de dados para cada mês, contendo os valores de FDA. Cada valor de FDA possuirá um valor respectivo de temperatura ambiente, IGH e IDN. A Figura 3 apresenta as cinco primeiras e últimas linhas da planilha de FDA de longo prazo para o mês de janeiro da série sintética de Rio Branco.

| | FDA | Global | Direct | Temperature |
|-----|--------------|--------|--------|-------------|
| 1 | 0.0007680492 | 8122 | 172 | 22.99653 |
| 2 | 0.0023041475 | 8204 | 232 | 23.17708 |
| 3 | 0.0038402458 | 8344 | 271 | 23.53194 |
| 4 | 0.0053763441 | 8393 | 280 | 23.57222 |
| 5 | 0.0069124424 | 8729 | 373 | 23.67083 |
| 647 | 0.9930876 | 44669 | 47184 | 28.30278 |
| 648 | 0.9946237 | 45403 | 50056 | 28.43264 |
| 649 | 0.9961598 | 45852 | 50394 | 28.85347 |
| 650 | 0.9976959 | 46082 | 50813 | 28.88750 |
| 651 | 0.9992320 | 46539 | 51783 | 29.03681 |

Figura 3 - FDA de longo prazo de janeiro para o período de 1999 a 2019

O próximo passo foi o cálculo das FDA de curto prazo das médias diárias. O cálculo das FDAs de curto prazo é bastante semelhante ao cálculo das FDAs de longo prazo; a diferença é que as FDAs de curto prazo são calculadas para cada mês de cada ano, e não para cada mês com todos os anos. Ou seja, enquanto o resultado do cálculo da FDA de longo prazo para o mês de janeiro, por exemplo, é uma única tabela com 651 valores de FDA, a FDA de curto prazo resulta em 21 tabelas (uma para cada janeiro de cada ano) com 31 valores de FDA em cada uma.

Finalizada a construção das FDAs de longo prazo e de curto prazo, o passo seguinte é o cálculo das diferenças absolutas das duas FDAs de cada mês para cada variável, por meio do método estatístico de Finkelsteir-Schafer (FS), conforme a Equação 2.

$$FS_x(y, m) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |FDA_m(x_i) - FDA_{y,m}(x_i)| \quad (2)$$

Onde: $FDA_m(x_i)$ é a função de distribuição acumulada de longo prazo (considerando todos os anos) do mês m e da variável x ; $FDA_{y,m}(x_i)$ é a função de distribuição acumulada de curto prazo do mês m , do ano y da mesma variável x ; e N é o número de pontos da $FDA_{y,m}$.

De maneira simplificada, para o cálculo da estatística de FS os valores das médias diárias das tabelas de FDA de curto prazo devem ser encontrados na planilha de FDA de longo prazo, e deve ser calculada a diferença entre os seus respectivos valores de FDA (ALMEIDA and VASCONCELLOS, 2019).

Esse cálculo deve ser realizado para todos os valores de cada variável. A média desses valores gerará o FS daquela variável para aquele mês daquele ano ($FS_x(y, m)$). O mesmo cálculo deve ser produzido para todas as variáveis consideradas na construção do ano típico – nesse caso, temperatura, IGH e IDN.

Portanto, a etapa de cálculo da estatística de FS resulta em três valores médios (um para cada variável) para cada mês de cada ano da série histórica. Os meses que possuírem a menor média ponderada de FS são os selecionados para constituição do TMY. Assim, para cada mês de cada ano é calculada a média ponderada de FS, conforme a Equação 3.

$$WS(y, m) = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M W_x * FS_x(y, m) \quad (3)$$

Onde: $WS(y,m)$ é a média ponderada de FS do mês m do ano y ; M é a quantidade de variáveis utilizadas (nesse caso 3); W_x é o peso de cada variável; e $FS_x(y,m)$ é o FS da variável x para aquele mês daquele ano.

Assim, farão parte do TMY os dados de janeiro do ano que apresentar o menor WS, os dados de fevereiro do ano que apresentar o menor WS e assim sucessivamente.

Os pesos de cada uma das três variáveis foram definidos conforme a metodologia de TMY da Solargis® para formatação de ano típico com foco em aproveitamentos FVs (CEBECAUER and SURI, 2015). O peso para a variável de temperatura (W_T) é 0,05, para a variável de IGH (W_{IGH}) é 0,75 e para a variável de IDN (W_{IDN}) é 0,20.

O TMY foi produzido para as três localidades por meio do uso da linguagem de programação R, a partir dos 21 anos de série histórica (1999-2019). Para o mês de fevereiro, os dias 29 dos anos bissextos foram descartados, já que um dia a mais na série histórica muda os intervalos de FDA, o que poderia gerar distorções nos cálculos das estatísticas de FS para esse mês. A nota técnica da EPE (EPE, 2021a) determina que o ano meteorológico típico deve ser construído a partir de uma série sintética calibrada com dados medidos em solo por um período mínimo de um ano. Neste trabalho a série sintética não foi calibrada com dados medidos em solo. A calibração com dados medidos em solo garante uma maior aderência da série sintética às condições climáticas específicas do local. Contudo, é importante observar que, ainda que essa calibração não tenha sido realizada, o modelo utilizado pela Solargis foi calibrado com dados medidos em solo, mas de outras regiões.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Comparações entre as três localidades

A Tabela 3 mostra os valores médios mensais para Brasília (BR), Cruzeiro do Sul (CS) e Rio Branco (RB) fornecidos no trabalho de entrega das séries sintéticas pela Solargis®, considerando os 21 anos de série histórica.

Tabela 3 – Valores médios anuais de longo prazo das séries sintéticas

| Variáveis | RB | CS | BR |
|------------------------------|---------|---------|---------|
| IGH [kWh/m ²] | 1.846,0 | 1.801,0 | 1.851,0 |
| IDN [kWh/m ²] | 1.404,0 | 1.292,0 | 1.448,0 |
| IDN [kWh/m ²] | 873,0 | 901,0 | 858,0 |
| ITI [kWh/m ²] | 1.885,0 | 1.828,0 | 1.895,0 |
| Temperatura do ar (2 m) [°C] | 25,8 | 25,7 | 25,3 |

A variação do parâmetro entre as três localidades, em termos médios anuais, é pouco significativa. O valor médio para as três localidades de IGH é de 1.832,67 kWh/m², com desvio padrão de apenas 22,48 kWh/m². Com relação à temperatura, o desvio padrão é de 0,2°C. Essa análise inicial mostra que, para estimativa média anual de longo prazo os valores de uma localidade podem ser utilizados para extrapolação dos valores das demais localidades.

Com relação à metodologia de formação de TMY, a metodologia mais comum (Método Sandia) utiliza como variáveis de análise a temperatura de bulbo seco, a temperatura de ponto de orvalho, a IGH total diária e a velocidade do vento. A metodologia considera não só as médias diárias desses valores, mas também os máximos e mínimos diários. Contudo, com o avanço e desenvolvimento das metodologias, hoje há novas metodologias que adaptam as variáveis de entrada conforme o objetivo de formação do TMY (CEBECAUER and SURI, 2015).

Por exemplo, a Solargis® utiliza os dados de IGH, IDN e temperatura do ar (de bulbo seco) para a formação de TMY com foco em aproveitamentos FVs. Em contraposição, se o foco da utilização do ano típico é para usinas termosolares, as variáveis utilizadas pela Solargis® são: temperatura do ar, IDN, IDH e IGH. Por isso, a utilização de metodologias diferentes gerará diferentes formatações de TMY para a mesma localidade. A Tabela 4 mostra os anos que compuseram o TMY das três localidades.

Tabela 4 – Ano típico meteorológico das três localidades

| Mês | RB | CS | BR |
|-----------|------|------|------|
| Janeiro | 2009 | 2013 | 2010 |
| Fevereiro | 2003 | 2014 | 2005 |
| Março | 2002 | 2003 | 2001 |
| Abril | 2001 | 2007 | 2012 |
| Mai | 2003 | 2000 | 2016 |
| Junho | 2012 | 2001 | 2002 |
| Julho | 2007 | 2009 | 2015 |
| Agosto | 2003 | 2006 | 2011 |
| Setembro | 2011 | 2002 | 2016 |
| Outubro | 2014 | 2001 | 2000 |
| Novembro | 2014 | 2005 | 2012 |
| Dezembro | 1999 | 2001 | 2005 |

Nenhum ano foi utilizado no mesmo mês para localidades diferentes. Portanto, ainda que se tenha afirmado que para estimativa média anual de longo prazo os valores de uma localidade podem ser

utilizados para extrapolação dos valores das demais localidades, a formação do TMY não deve ser extrapolada, já que ele é construído com base na variação mensal e não anual. A Tabela 5 mostra o P25¹, P50² e P75³ de IGH do TMY das três localidades.

Tabela 5 – IGH do ano típico para as três localidades

| Mês | RB | | | CS | | | BR | | |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | P25 | P50 | P75 | P25 | P50 | P75 | P25 | P50 | P75 |
| Janeiro | 4,89 | 4,95 | 5,04 | 4,74 | 4,88 | 4,96 | 5,38 | 5,41 | 5,48 |
| Fevereiro | 5,11 | 5,19 | 5,21 | 4,93 | 4,97 | 5,06 | 5,25 | 5,29 | 5,31 |
| Março | 5,08 | 5,14 | 5,19 | 4,89 | 4,95 | 4,99 | 4,88 | 4,99 | 5,11 |
| Abril | 5,05 | 5,11 | 5,26 | 4,90 | 5,01 | 5,07 | 4,85 | 4,94 | 5,11 |
| Mai | 5,18 | 5,22 | 5,35 | 5,01 | 5,05 | 5,11 | 4,78 | 4,87 | 5,02 |
| Junho | 4,95 | 5,01 | 5,11 | 4,63 | 4,72 | 4,81 | 4,71 | 4,82 | 4,93 |
| Julho | 5,31 | 5,38 | 5,46 | 4,93 | 5,05 | 5,14 | 4,92 | 5,00 | 5,05 |
| Agosto | 4,86 | 4,97 | 5,02 | 5,21 | 5,28 | 5,33 | 4,94 | 5,09 | 5,20 |
| Setembro | 4,71 | 4,94 | 4,98 | 4,79 | 4,83 | 4,96 | 4,88 | 4,94 | 5,00 |
| Outubro | 4,74 | 4,80 | 4,93 | 5,10 | 5,19 | 5,23 | 4,85 | 4,86 | 4,90 |
| Novembro | 5,08 | 5,12 | 5,13 | 4,74 | 4,89 | 5,03 | 4,59 | 4,78 | 4,85 |
| Dezembro | 5,17 | 5,23 | 5,28 | 4,96 | 5,02 | 5,10 | 4,89 | 5,03 | 5,15 |

A variação de cada mês das três localidades é bastante reduzida: a maior variação do P50 foi encontrada em janeiro (0,53 kWh/m²/dia) e a menor em setembro (0,11 kWh/m²/dia). Em termos de médias diárias mensais de longo prazo, a irradiação possui baixíssima variabilidade, tanto interanual quanto em relação às diferentes localidades analisadas.

A Tabela 6 mostra o valor médio anual do total diário de irradiação para as três localidades, calculado pelo TMY da série sintética.

1 P25, ou percentil 25, representa o quartil inferior de uma distribuição ordenada de dados; é a mediana da metade inferior da distribuição (WAGNER, 1998).

2 P50, ou percentil 50, é a mediana ou valor do meio de uma distribuição ordenada de dados (WAGNER, 1998).

3 P75, ou percentil 75, representa o quartil superior de uma distribuição ordenada de dados; é a mediana da metade superior da distribuição (WAGNER, 1998).

Tabela 6 – Montante anual médio em kWh/m².dia

| | | |
|-----------|-----|-----|
| RB | IGH | 5,1 |
| | ITI | 5,2 |
| | IDN | 3,9 |
| CS | IGH | 5,0 |
| | ITI | 5,0 |
| | IDN | 3,6 |
| BR | IGH | 5,0 |
| | ITI | 5,1 |
| | IDN | 3,8 |

Os valores calculados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al., 2017) para a região Norte do país foram: 4,46kWh/m²/dia (IGH); 4,66 kWh/m²/dia (ITI); e 3,26 kWh/m²/dia (IDN). As três regiões apresentaram, portanto, médias anuais do montante diário de irradiação superiores às definidas pelo Atlas de Energia Solar do Brasil. É importante observar que a metodologia do Atlas difere da estabelecida neste trabalho. O Atlas também trabalha com séries sintéticas de longo prazo a partir de imagens de satélite e validadas com dados em solo, mas não aplica a metodologia de TMY.

Além da análise comparativa entre as três localidades, foram calculadas as médias diárias dos dados dos meses que compõem o TMY e foram analisadas as variabilidades diárias e ao longo do ano dos dados de irradiação de cada localidade. As seções seguintes detalham essas análises.

4.2 Rio Branco

A Tabela 7, mostra o valor médio diário característico de cada mês de IGH, IDH, IDN e ITI em kWh/m². A tabela também mostra as médias de temperatura (T) em °C, pressão atmosférica (PA) em hPa, umidade relativa do ar (UR) em %, água precipitável (P) em kg/m², velocidade do vento (VV) em m/s e direção do vento (DV) em graus.

Tabela 7 – Médias mensais para o TMY de Rio Branco

| Mês | IGH | IDH | IDN | ITI | T | PA | UR | P | VV | DV |
|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|------|------|-----|-------|
| Jan | 5,0 | 2,3 | 3,8 | 5,1 | 25,7 | 992,6 | 85,5 | 49,1 | 1,6 | 210,4 |
| Fev | 5,2 | 2,5 | 4,0 | 5,3 | 25,7 | 992,7 | 86,1 | 49,1 | 1,6 | 210,9 |
| Mar | 5,1 | 2,4 | 4,0 | 5,2 | 25,7 | 992,7 | 86,0 | 48,9 | 1,6 | 211,9 |
| Abr | 5,1 | 2,4 | 4,0 | 5,3 | 25,8 | 992,6 | 85,3 | 48,8 | 1,6 | 209,8 |

Tabela 7 – Médias mensais para o TMY de Rio Branco (cont.)

| Mês | IGH | IDH | IDN | ITI | T | PA | UR | P | VV | DV |
|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|------|------|-----|-------|
| Mai | 5,2 | 2,4 | 4,1 | 5,4 | 25,8 | 992,6 | 84,9 | 48,9 | 1,5 | 220,1 |
| Jun | 5,1 | 2,5 | 3,7 | 5,1 | 25,8 | 992,6 | 84,5 | 48,9 | 1,6 | 202,7 |
| Jul | 5,4 | 2,4 | 4,4 | 5,5 | 25,8 | 992,7 | 84,5 | 49,0 | 1,6 | 207,1 |
| Ago | 5,0 | 2,3 | 3,8 | 5,1 | 25,7 | 992,6 | 84,8 | 49,0 | 1,5 | 200,6 |
| Set | 4,8 | 2,4 | 3,6 | 5,0 | 25,6 | 992,5 | 85,4 | 49,0 | 1,4 | 207,8 |
| Out | 4,8 | 2,4 | 3,6 | 4,9 | 25,6 | 992,5 | 85,7 | 48,9 | 1,5 | 205,9 |
| Nov | 5,1 | 2,3 | 4,0 | 5,2 | 25,7 | 992,6 | 85,3 | 49,0 | 1,5 | 210,1 |
| Dez | 5,2 | 2,4 | 4,1 | 5,3 | 25,8 | 992,6 | 85,2 | 49,1 | 1,5 | 221,0 |

Verifica-se baixa variabilidade interanual em todas as variáveis. A IDN apresentou a maior média de montante diário em julho (4,4 kWh/m²) e mínima de 3,6 kWh/m² em setembro e outubro. Não se verifica relação desses valores com umidade relativa e água precipitável, que costumam ser variáveis que mais impactam no índice de transmissão atmosférica, reduzindo a parcela de radiação direta. A Figura 4 mostra as médias mensais do montante diário de IGH e ITI.

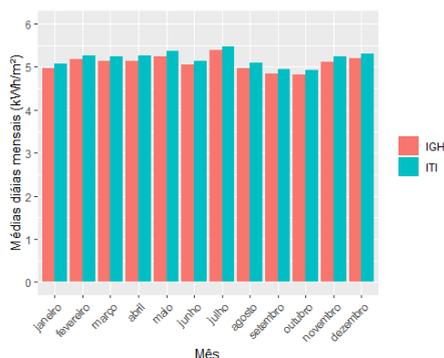


Figura 4 - Médias mensais do montante diário de IGH e ITI para o TMY de Rio Branco

Para latitudes maiores, a ITI (orientada a norte e com inclinação próxima a latitude) tende a apresentar uma variabilidade interanual menor do que a IGH, já que a disponibilidade do recurso é otimizada durante o inverno no plano inclinado. Para latitudes muito pequenas, como o caso do Estado do Acre, a diferença entre o recurso disponível ao longo do ano é muito pequena e, deste modo, a ITI é pouco relevante para a diminuição da variabilidade interanual do recurso.

O menor valor de ITI foi de 4,9 kWh/m² em outubro e o maior valor foi de 5,5 em julho, o que representa uma variação de 0,6 kWh/m² na média mensal do montante diário de irradiação. O menor valor de IGH foi de 4,8 kWh/m² em setembro e o maior foi de 5,4 kWh/m² em julho, o que gera também uma variação interanual de 0,6 kWh/m². Portanto, para baixas latitudes a principal vantagem da instalação de módulos em plano inclinado está na diminuição do acúmulo de sujeira no módulo FV, e não na redução da variabilidade interanual do recurso.

Os valores máximos e mínimos de ITI e IDN acontecem nos mesmos meses. A IDN é uma parcela bastante importante no cálculo da ITI. Essas duas variáveis possuem perfis semelhantes ao longo do ano.

A Figura 5 mostra os diagramas de bloco de IGH e ITI considerando os montantes diários de irradiação disponível.

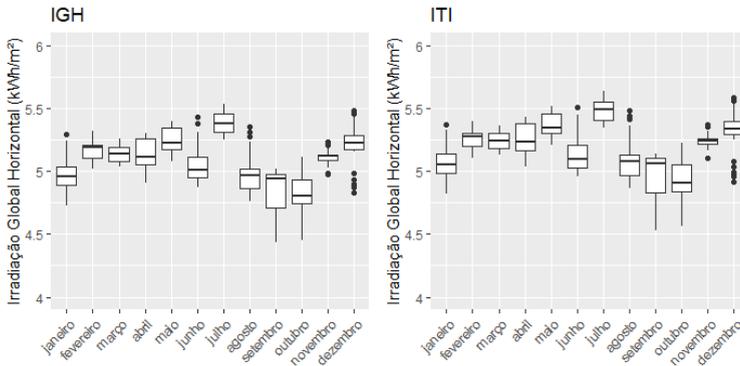


Figura 5 - Boxplot de IGH e ITI para a TMY de Rio Branco

Verificou-se a variação máxima em setembro e a mínima em março, com os demais meses apresentando variações bastante semelhantes e muito pequenas, o que mostra a baixa variabilidade em um mesmo mês do recurso.

4.3 Cruzeiro do Sul

A Tabela 8 mostra o montante médio diário característico de cada mês de IGH, IDH, IDN e ITI, em kWh/m², as médias de T em °C, PA em hPa, UR em %, P em kg/m², VV em m/s e DV em graus.

Tabela 8 – Médias mensais para o TMY de Cruzeiro do Sul

| Mês | IGH | IDH | IDN | ITI | T | PA | UR | P | VV | DV |
|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|------|------|-----|-------|
| Jan | 4,8 | 2,4 | 3,4 | 4,9 | 25,6 | 987,5 | 86,5 | 49,6 | 1,2 | 188,5 |
| Fev | 5,0 | 2,5 | 3,5 | 5,1 | 25,6 | 987,5 | 86,5 | 49,8 | 1,2 | 189,3 |
| Mar | 4,9 | 2,5 | 3,5 | 5,0 | 25,7 | 987,5 | 86,3 | 50,0 | 1,2 | 190,2 |
| Abr | 5,0 | 2,6 | 3,5 | 5,0 | 25,6 | 987,5 | 86,5 | 50,0 | 1,2 | 185,7 |
| Mai | 5,1 | 2,6 | 3,6 | 5,1 | 25,6 | 987,5 | 87,0 | 49,8 | 1,2 | 185,2 |
| Jun | 4,7 | 2,4 | 3,4 | 4,8 | 25,5 | 987,5 | 87,1 | 49,6 | 1,3 | 188,0 |
| Jul | 5,1 | 2,5 | 3,7 | 5,1 | 25,5 | 987,5 | 86,9 | 49,6 | 1,3 | 191,6 |
| Ago | 5,3 | 2,4 | 4,1 | 5,3 | 25,7 | 987,5 | 85,7 | 49,5 | 1,2 | 190,4 |
| Set | 4,9 | 2,4 | 3,5 | 4,9 | 25,6 | 987,5 | 86,3 | 49,6 | 1,2 | 191,6 |
| Out | 5,1 | 2,6 | 3,7 | 5,2 | 25,7 | 987,5 | 86,4 | 49,5 | 1,2 | 186,1 |
| Nov | 4,9 | 2,5 | 3,4 | 5,0 | 25,7 | 987,5 | 86,4 | 49,7 | 1,2 | 189,8 |
| Dez | 5,0 | 2,5 | 3,7 | 5,1 | 25,6 | 987,5 | 86,4 | 49,5 | 1,2 | 188,1 |

Verifica-se baixa variabilidade interanual em todos parâmetros. Assim como na série histórica de Rio Branco, não foram encontradas altas variações nos dados de IDN ou correlação dessas variações com os dados de umidade relativa e água precipitável. A maior média do montante diário de IDN foi encontrada em agosto (4,1 kWh/m²) e a mínima em janeiro, junho e novembro (3,4 kWh/m²).

A Figura 6 mostra as médias mensais do montante diário de IGH e ITI.

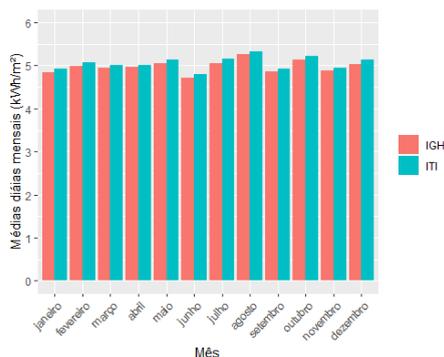


Figura 6 - Médias mensais do montante diário de IGH e ITI para o TMY de Cruzeiro do Sul

O menor valor de ITI foi de 4,9 kWh/m² em janeiro e setembro,

e o maior valor foi de 5,3 kWh/m² em agosto, o que representa uma variação de 0,4 kWh/m² na média mensal do montante diário de irradiação. O menor valor de IGH foi de 4,7 kWh/m² em junho, e maior foi de 5,3 kWh/m² em agosto, o que gera uma variação interanual de 0,6 kWh/m². Portanto, percebe-se que a ITI para Cruzeiro do Sul reduziu a variabilidade interanual do recurso, ainda que essa redução seja pouco significativa, já que os valores de IGH já possuem um perfil muito uniforme ao longo de todo ano.

A Figura 7 mostra os diagramas de bloco de IGH e ITI considerando os montantes diários de irradiação disponível.

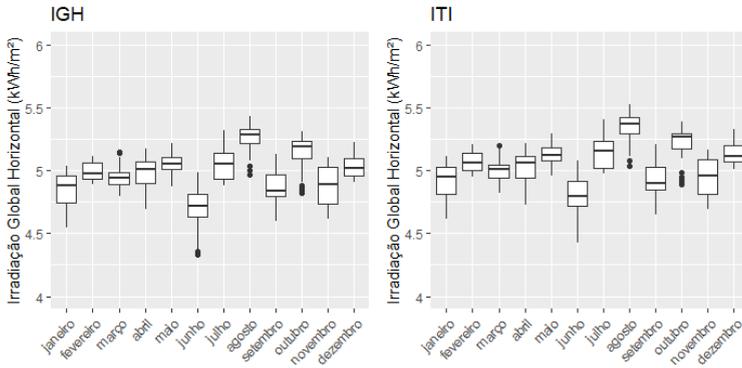


Figura 7 - Boxplot de IGH e ITI para a TMY de Cruzeiro do Sul

Verificou-se a variação máxima em junho e a mínima em fevereiro. Porém, todos os meses apresentam variações muito pequenas, reafirmando mais uma vez a uniformidade do recurso ao longo de todos os dias do ano.

4.4 Brasília

A Tabela 9 mostra o montante médio diário característico de cada mês de IGH, IDH, IDN e ITI, em kWh/m², as médias de T em °C, PA em hPa, UR em %, P em kg/m², VV em m/s e DV em graus.

Tabela 9 – Médias mensais para o TMY de Brasília

| Mês | IGH | IDH | IDN | ITI | T | PA | UR | P | VV | DV |
|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|------|------|-----|-------|
| Jan | 5,4 | 2,4 | 4,3 | 5,6 | 25,4 | 982,0 | 83,8 | 47,1 | 1,7 | 229,9 |
| Fev | 5,3 | 2,4 | 4,2 | 5,4 | 25,4 | 982,0 | 83,9 | 47,2 | 1,7 | 225,9 |
| Mar | 5,0 | 2,3 | 3,9 | 5,1 | 25,2 | 982,0 | 84,5 | 47,2 | 1,8 | 215,3 |
| Abr | 5,0 | 2,5 | 3,6 | 5,1 | 25,2 | 981,9 | 84,5 | 47,2 | 1,8 | 210,5 |

Tabela 9 – Médias mensais para o TMY de Brasília (cont.)

| Mês | IGH | IDH | IDN | ITI | T | PA | UR | P | VV | DV |
|-----|-----|-----|-----|-----|------|-------|------|------|-----|-------|
| Mai | 4,9 | 2,4 | 3,6 | 5,0 | 25,2 | 982,0 | 84,6 | 47,2 | 1,8 | 220,6 |
| Jun | 4,8 | 2,3 | 3,7 | 5,0 | 25,3 | 982,0 | 84,3 | 47,2 | 1,7 | 225,5 |
| Jul | 5,0 | 2,3 | 3,8 | 5,1 | 25,2 | 982,1 | 84,7 | 47,2 | 1,7 | 217,9 |
| Ago | 5,1 | 2,3 | 4,0 | 5,2 | 25,2 | 982,1 | 84,6 | 47,4 | 1,7 | 216,6 |
| Set | 4,9 | 2,4 | 3,6 | 5,1 | 25,3 | 982,0 | 84,7 | 47,4 | 1,7 | 216,2 |
| Out | 4,9 | 2,4 | 3,5 | 5,0 | 25,2 | 982,0 | 85,0 | 47,4 | 1,8 | 215,9 |
| Nov | 4,7 | 2,4 | 3,6 | 4,8 | 25,0 | 982,1 | 85,3 | 47,2 | 1,8 | 225,7 |
| Dez | 5,0 | 2,4 | 3,8 | 5,1 | 25,1 | 982,0 | 84,7 | 47,0 | 1,7 | 227,4 |

Em Brasília verifica-se também baixa variabilidade interanual em todas as variáveis. Assim como nas demais séries sintéticas, não foram encontradas altas variações nos dados de IDN ou correlação das variações com os dados de umidade relativa e água precipitável. A maior média do montante diário de IDN foi encontrada em janeiro (4,3 kWh/m²) e a mínima em outubro (3,5 kWh/m²). A Figura 8 mostra as médias mensais do montante diário de IGH e ITI.

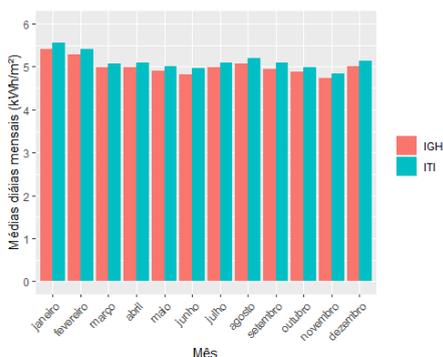


Figura 8 - Médias mensais do montante diário de IGH e ITI para o TMY de Brasília

O menor valor de ITI foi de 4,8 kWh/m² em novembro, e o maior valor foi de 5,6 em janeiro, o que representa uma variação de 0,7 kWh/m² na média mensal do montante diário de irradiação. O menor valor de IGH foi de 4,7 kWh/m² em novembro, e maior foi de 5,4 kWh/m² em janeiro, o que gera também uma variação interanual de 0,7 kWh/m². Portanto, percebe-se que a ITI em Brasília não afetou a variabilidade interanual do recurso, que já possui um perfil bastante uniforme ao longo do ano.

A Figura 9 mostra os diagramas de bloco de IGH e ITI considerando os montantes diários de irradiação disponível.

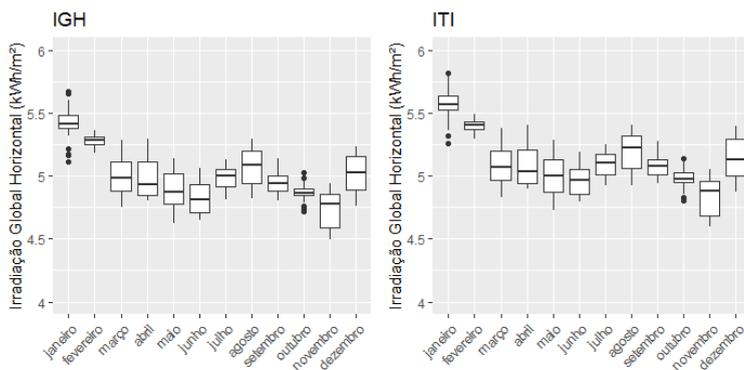


Figura 9 - Boxplot de IGH e ITI para a TMY de Brasília

Verificou-se a variação máxima em novembro e a mínima em fevereiro, porém, todos os meses apresentam variações muito pequenas, reafirmando mais uma vez a uniformidade do recurso ao longo de todos os dias do ano.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho o TMY foi calculado para três cidades do Estado do Acre. Com isso, foi possível avaliar e discutir as metodologias de formação de TMY e a variabilidade temporal mensal e espacial do recurso solar na região. As principais conclusões desse trabalho são:

- a) Mesmo que as três localidades analisadas possuam montantes anuais e mensais semelhantes de IGH - não só em termos de média diária, mas também em termos dos percentis P25, P50 e P75 -, cada uma possui uma formação de TMY própria.
- b) Assim, o ano típico utilizado em uma região não deve ser adotado em outra, principalmente se forem consideradas variações de curto prazo do recurso.
- c) A média anual (IGH) diária das três localidades foi superior à estabelecida no Atlas de Energia Solar do Brasil para a região Norte, em $0,37 \text{ kWh/m}^2$, e foi semelhante ao encontrado nas regiões Centro-Oeste e Sudeste, porém com a vantagem da baixa variabilidade interanual em função, principalmente, da baixa latitude do Estado do Acre.

d) A baixa latitude faz com que não existam ganhos de redução de variabilidade interanual do recurso com a ITI. Nesse sentido, o grande ganho da instalação dos módulos em plano inclinado é com a redução do acúmulo de poeira e orvalho nos módulos FVs.

e) Em termos médios mensais e anuais, a região possui um bom potencial de geração solar. Contudo, é importante observar que, dado o alto nível de umidade da região, o recurso apresenta maiores variações de curto prazo (de 10 em 10 minutos, ou de hora em hora) do que em regiões mais secas e com baixos níveis de nebulosidade. Essa variação maior em curto prazo pode prejudicar a geração FV. A eficiência das usinas nesse caso vai depender das configurações de *strings* e *arrays*, e dos algoritmos de busca do ponto de máxima potência (MPPT) dos inversores.

Com relação ao manuseio dos dados sintéticos, diversos cuidados devem ser tomados. É necessário observar o fuso horário no qual os dados são entregues. No caso das séries analisadas neste trabalho, elas foram entregues no fuso horário UTC+0, que não corresponde ao fuso horário local (UTC -5), o que dificulta a análise dos valores. Por isso é conveniente colocar os dados no fuso horário local. Contudo, é necessário observar a função matemática utilizada para tal e verificar se é desejável ou não considerar os horários de verão, comuns em diversas regiões, nas análises realizadas. Além disso, ao lidar com séries de longo prazo é necessário registrar quais são os anos bissextos, pois a configuração de um dia a mais no ano pode interferir nos cálculos.

Por fim, este trabalho buscou contribuir com dados meteorológicos e de irradiação e com informações mais detalhadas e de longo prazo do Estado do Acre, visando facilitar o desenvolvimento de projetos FVs da região. Como estudos futuros pretende-se o detalhamento dos valores de 10 em 10 minutos das séries sintéticas, bem como a calibração e comparação dessas com os dados que vêm sendo medidos pelas estações solarimétricas instaladas nas três localidades.

6. AGRADECIMENTOS

Ao CNPQ (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), pela bolsa concedida, e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES), por meio de acesso aos portais de periódicos. Ao Projeto estratégico ANEEL APLPED0026_PROJETOPED_2017, que fomentou o desenvolvimento dessa pesquisa.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, M. A. M. DE AND VASCONCELLOS, V. M. N. de (2019). Desenvolvimento Do Ano Meteorológico Típico Para a Estação Meteorológica Do Inmet De Copacabana Na Cidade Do Rio De Janeiro, in Xv Encac - Xi Elacac, pp. 538–546.

ARRUDA, A. A. et al. (2012). Radiação Global e Insolação na Região de Ilha Solteira - SP, in XXII Congresso Nacional de Irrigação e Drenagem. Cascavel, pp. 1-6. http://www2.feis.unesp.br/irrigacao/pdf/Connird_2012/ARRUDA.pdf

CEBECAUER, T. AND SURI, M. (2015). Typical Meteorological Year Data: SolarGIS Approach, Energy Procedia. Elsevier B.V., 69, pp. 1958–1969. doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.195.

COSTA, C. L. V. et al., (2022). Análise das Bases de dados do Sistema Elétrico Brasileiro: Estudo de caso dos sistemas isolados. In: II Seminário Interdisciplinar de Energia - SINERG, 2023, São Paulo. Anais do II Seminário Interdisciplinar de Energia. São Paulo: IEE, 2022. p. 32-38.

COSTA, P. H. M. et al. (2020). Eficiência Energética, Pesquisa E Desenvolvimento E Geração Fotovoltaica Na Ufac (Universidade Federal Do Acre), in VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza: Associação Brasileira de Energia Solar, pp. 30–43. doi: 10.22533/at.ed.1382113053.

CUNHA, K. B. DA, SOARES, M. AND SILVA, A. F. DA (2018) Acesso aos serviços de energia elétrica nas comunidades isoladas da Amazônia: mapeamento jurídico-institucional. Instituto de Energia e Meio Ambiente.

EPE (2014). Sistemas Isolados - avaliação de alternativa de suprimento em sistemas isolados do Acre. Rio de Janeiro: EPE/MME.

EPE (2021a). Expansão da geração - Empreendimentos fotovoltaicos - Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à Participação nos Leilões de Energia Elétrica. Rio de Janeiro: EPE/MME.

EPE (2021b). Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados Horizonte 2024 - Ciclo 2019. Rio de Janeiro: EPE/MME.

FERREIRA, A. L., SANTOS, F. G., DINIZ, I. N., BAITELO, R. L., SILVA, V. O. DA. (2023). Sistemas Fotovoltaicos na Amazônia Legal: avaliação e proposição de políticas públicas de universalização de energia elétrica e logística reversa. pp.79, http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/04/IEMA_Energia2023-Folheto-WEB0427.pdf.

FERREIRA, A. L. AND SILVA, F. B. E (2021). Universalização do acesso ao serviço público de energia elétrica no Brasil: evolução recente e desafios para a Amazônia Legal, *Revista Brasileira de Energia*, 27(3), pp. 135–154. doi: 10.47168/rbe.v27i3.645.

DE FREITAS MOSCARDINI JÚNIOR, E. AND RÜTHER, R. (2020). The influence of the solar radiation database and the photovoltaic simulator on the sizing and economics of photovoltaic-diesel generators, *Energy Conversion and Management*. Elsevier, 210(March), p. 112737. doi: 10.1016/j.enconman.2020.112737.

GUEYMARD, C. A. AND MYERS, D. R. (2008). Solar Radiation Measurement: Progress in Radiometry for Improved Modeling, in Badescu, V. (ed.) *Modeling Solar Radiation at the Earth's Surface*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, pp. 1–28.

HAAG, R. AND KREZINGER, A. (2010). Typical Solar Irradiance in the Amazonian Region and His Impact, in IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES CLA) y XVII Simpósio Peruano de Energía Solar (XVII – SPES). Cusco.

LUIZ, E. W. ET AL. (2018). Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones, *Solar Energy*. Elsevier, 167(April), pp. 210–219. doi: 10.1016/j.solener.2018.04.005.

LUIZ, E. W. AND SCHUCH, N. J. (2012). Determinação de um ano meteorológico típico para Florianópolis – SC, in IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferencia Latino-Americana da ISES. São Paulo, pp. 1–7.

MARTINEZ-BOLAÑOS, J. ET AL. (2021). Performance Analysis of Topologies for Autonomous Hybrid Microgrids in Remote Non-Interconnected Communities in the Amazon Region, *Sustainability*, 13, p. 44. doi: 10.3390/su13010044.

Moretto, E. M. et al. (2012) 'Histórico, tendências e perspectivas no planejamento espacial de usinas hidrelétricas brasileiras: A antiga e atual fronteira amazônica', *Ambiente e Sociedade*, 15(3), pp. 141-164. doi: 10.1590/S1414-753X2012000300009.

MOSCARDINI JÚNIOR, E. DE F. (2020). A influência do banco de dados solarimétricos e do simulador fotovoltaico no dimensionamento e na economia de combustível em usinas fotovoltaico-diesel. Universidade Federal de Santa Catarina.

NASCIMENTO, V. A. M. A. DO, TRINDADE, T. B. AND CARVALHO, C. M. (2021). Análise Dos Parâmetros Para Geração De Energia Solar Fotovoltaica No Acre, Brasil, *InterEspaço: Revista de Geografia e Interdisciplinaridade*, 7(20), p. 202129. doi: 10.18764/2446-6549.e202129.

NEVES, M. E. N. DAS, PINHEIRO, D. P. AND ALMEIDA, A. C. (2021). Estudo sobre a disponibilidade de radiação ao solar na região de Castanhal, PA, Proceeding Series of the Brazilian Society of Computational and Applied Mathematics, (XI), pp. 3–4.

NOAA (2020). Satellite Channels Overview.

ONS (2020). Plano anual da operação energética dos Sistemas Isolados Para 2021 - Pen Sisol 2021. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico Rua.

ONS (2022). Orçamento 2022 - info contas setoriais. Brasília: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PEREIRA, E. B. et al. (2017). Atlas brasileiro de energia solar. 2. ed. 2nd edn. São José dos Campos: INPE. doi: 978-85-17-00030-0.

PRADO, N. V.; DA COSTA COELHO, S. M. S. (2017). Estudo da variabilidade temporal da profundidade óptica do aerossol utilizando dados de sensoriamento remoto sobre a região de transição entre a floresta amazônica e o cerrado, Revista Brasileira de Meteorologia, 32(4), pp. 649–658. doi: 10.1590/0102-7786324012.

RELVA, S. G. (2017). Método de Caracterização da Irradiação para Geração Fotovoltaica: uma análise sistêmica da modelagem da energia primária. Universidade de São Paulo. doi: 10.11606/D.3.2017.tde-17032017-141345.

SILVA, V. O. DA. (2022). Como inserir recursos energéticos importados no planejamento energético nacional? Modelo de determinação de recursos energéticos para a integração energética transnacional. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo. doi:10.11606/T.3.2022.tde-19012023-091237.

SOLARGIS (2020). Documentation.

SOUSA, J. W. DE (2020a). Características climáticas do município de Rio Branco , Acre , período de 1990-2019 Climatic characteristics of the municipality of Rio Branco , Acre , period 1990-2019, (29 mm), pp. 723–740.

SOUSA, J. W. DE (2020b). Variabilidade de elementos meteorológicos no município de Cruzeiro do Sul, Acre, intervalo 1993-2014 Variability of meteorological elements in the municipality of Cruzeiro do Sul, Acre, 1993-2014 interval, (71 mm), pp. 708–722.

WAGNER, M. B. (1998). Aspectos básicos da descrição e sumarização de informações em medicina, *Jornal de Pediatria*, 74, pp. 71-74. <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/56211/000437471.pdf?sequence=1#:~:text=O%20quartil%20inferior%2C%20também%20conhecido,a%20mediana%20da%20metade%20superior.>