

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

FABIANO PEREIRA DOS SANTOS

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS DADOS AMBIENTAIS APLICÁVEIS NAS
PREVISÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
MANAUS**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2023

FABIANO PEREIRA DOS SANTOS

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS DADOS AMBIENTAIS APLICÁVEIS NAS
PREVISÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
MANAUS**

**Analysis of the influence of applicable environmental data on solar
photovoltaic generation forecasts for Manaus**

A presente dissertação é apresentada como requisito parcial à obtenção do título de mestre no Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica, do Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Eng. Eduardo Felix Ribeiro
Romaneli

Coorientador: Prof. Dr. Eng. Gerson Máximo
Tiepolo

CURITIBA

2023



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

Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais.



FABIANO PEREIRA DOS SANTOS

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DOS DADOS AMBIENTAIS APLICÁVEIS NAS PREVISÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA MANAUS

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Automação E Sistemas De Energia.

Data de aprovação: 07 de Março de 2023

Dr. Gerson Maximo Tiepolo, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Jair Urbanetz Junior, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Dr. Jose Josimar Soares, Doutorado - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (Ifam)

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 07/03/2023.

RESUMO

SANTOS, Fabiano Pereira dos. **Análise da influência dos dados ambientais aplicáveis nas previsões de geração de energia solar fotovoltaica para Manaus.** 118p. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2022.

A presente dissertação aborda a análise de desempenho de sistema fotovoltaico conectado à rede por meio do cálculo das energias previstas a partir de dados ambientais históricos, da energia esperada a partir dos dados ambientais locais do ano de 2021, da energia medida no próprio sistema no ano de 2021 e respectivos índices de mérito. Os índices de desempenho, ou índices de mérito, são parâmetros caracterizadores de sistemas expressando sua performance na conversão de energia. O estudo realizado foi aplicado ao sistema fotovoltaico em operação no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM), em Manaus. A problemática priorizou a avaliação do desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) do IFAM Campus Manaus Centro (CMC) estimado a partir da energia prevista, esperada e medida no ano de 2021 e a influência das variáveis ambientais aplicadas nas previsões. Objetivou-se avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico instalado em Manaus a partir das energias gerada e esperada para o ano de 2021, contrastando a influência das variáveis ambientais. Nos procedimentos metodológicos utilizou-se como referência a IEC-61724-3. Foram coletados os dados reais de geração de energia do ano de 2021 no SFVCR e simulado, por modelo implementado computacionalmente, calculando-se a geração de energia prevista e esperada do sistema. Os valores simulados e reais de energia, provenientes das simulações com base nos dados meteorológicos coletados e filtrados resultaram em gráficos e planilhas comparativas. Os dados de energia medidos e simulados resultaram no índice de desempenho energético de 100%, indisponibilidade de energia de 3,98%, taxa de desempenho ou *Performance Ratio* de 0,762, disponibilidade de energia de 96%, na energia gerada de 51,186 MWh e na energia esperada de 51,289 MWh em 2021. As produtividades anuais medida e esperada foram de 1099,31 e 1099,71 (kWh/kWp), respectivamente. Os dados ambientais horários coletados, filtrados e aplicados aos modelos, resultaram em 0,2% de imprecisão entre as energias gerada e esperada, indicando a precisão do método como avaliação básica do desempenho do sistema.

Palavras-chave: energia solar; Índices de mérito; Amazônia.

ABSTRACT

SANTOS, Fabiano Pereira dos. **Analysis of the influence of applicable environmental data on solar photovoltaic generation forecasts for Manaus.** 118p. 2023. Dissertation (Master in Electrical Engineering) – Federal Technological University of Paraná. Curitiba, 2022.

The present dissertation addresses the performance analysis of grid-connected photovoltaic systems by calculating the expected energy from historical environmental data, the expected energy from local environmental data of the year 2021, the measured energy in the system itself in the year 2021 and respective merit indices. The performance indexes, or merit indexes, are parameters that characterize systems and express their performance in energy conversion. The study was applied to the photovoltaic system in operation at the Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM), in Manaus. The problematic prioritized the evaluation of the performance of the Grid-Connected Photovoltaic System (SFVCR) of IFAM Campus Manaus Centro (CMC) estimated from the predicted, expected, and measured energy in the year 2021 and the influence of environmental variables applied in the predictions. The objective was to evaluate the performance of a photovoltaic system installed in Manaus from the generated and expected energy for the year 2021, contrasting the influence of environmental variables. In the methodological procedures the IEC-61724-3 was used as reference. The real data of energy generation for the year 2021 in the SFVCR was collected and simulated, by a computationally implemented model, calculating the predicted and expected energy generation of the system. The simulated and actual energy values from the simulations based on the collected and filtered meteorological data resulted in comparative graphs and spreadsheets. The measured and simulated energy data resulted in the energy performance index of 100%, energy unavailability of 3.98%, performance ratio of 0.762, energy availability of 96%, the generated energy of 51.186 MWh and the expected energy of 51.289 MWh in 2021. The measured and expected annual productivities were 1099.31 and 1099.71 (kWh/kWp), respectively. The hourly environmental data collected, filtered, and applied to the models resulted in 0.2% inaccuracy between the generated and expected energies, indicating the accuracy of the method as a basic assessment of system performance.

Keywords: solar energy; Performance; Amazônia.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Junção p-n e perfil do potencial $\mu(x)$ químico.....	26
Figura 2 - Resposta com e sem incidência de luz sobre a junção.....	27
Figura 3 - Ângulo de incidência dos raios solares	28
Figura 4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	31
Figura 5 - Curva I-V e curva P-V para o módulo (m-Si) em STC.....	32
Figura 6 - Movimento de translação e estações do ano	34
Figura 7 - Principais ângulos de incidência da radiação solar.....	35
Figura 8 - Ângulos de referência na incidência da radiação solar sobre a Terra.....	36
Figura 9 - Componentes da radiação solar.	37
Figura 10 - Piranômetro Termoelétrico.....	38
Figura 11 - Efeitos da irradiância sobre a corrente do módulo fotovoltaico.....	41
Figura 12 - Fluxo de dados no cálculo das componentes de irradiância.....	42
Figura 13 - Diagrama das energias prevista, esperada e medida	45
Figura 14 - Layout da modelagem por etapa de um SFVCR.....	49
Figura 15 - Atributos das ferramentas de modelagem de energias renováveis.....	52
Figura 16 - Vista panorâmica do SFVCR, lado Sul.	63
Figura 17 - Planta de localização do SFVCR.	64
Figura 18 - Kit de montagem Romagnole.....	65
Figura 19 - Diagrama do SFVC do CMC.....	66
Figura 20 - Biblioteca de recurso solar.....	68
Figura 21 - Modelo e especificações do módulo fotovoltaico.	69
Figura 22 - Curva I-V e parâmetros do modelo de diodo único.	69
Figura 23 - Configuração do inversor no SAM.	70
Figura 24 - Configuração do arranjo fotovoltaico.....	70
Figura 25 - Perdas consideradas para o sistema.	71
Figura 26 - Trajetória do Sol para a localidade.....	72
Figura 27 - Orientações dos painéis.....	73
Figura 28 - Dados do módulo e do inversor.	73
Figura 29 - Degradação e qualidade do módulo fotovoltaico	74
Figura 30 - Parâmetros de deterioração dos módulos.	75
Figura 31 - Checagem dos dados gerados com os medidos.	81
Figura 32 - Irradiação global LABREN e NSRDB.....	84

Figura 33 - Irradiação global LABREN, NSRDB e INMET 2021.....	85
Figura 34 - Cálculo da energia prevista pelo SAM e PVSyst.	87
Figura 35 - Energia prevista para o SFVCR, dados do LABREN e do NSRDB.....	87
Figura 36 - Energia gerada, prevista e esperada do SFVCR.	88
Figura 37 - Ocorrências de indisponibilidade do sistema por hora do dia.	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Variáveis do submodelo do módulo	54
Tabela 2 - Variáveis do modelo CEC	54
Tabela 3 - Especificações do módulo fotovoltaico.....	64
Tabela 4 - Critérios de filtragem das variáveis meteorológicas.	76
Tabela 5 - Variáveis ambientais médias mensais.	86
Tabela 6 - Índices de desempenho energético.....	90
Tabela 7 - Indisponibilidade do SFVCR no ano de 2021.....	91
Tabela 8 - Taxa de desempenho para o ano de 2021.....	91
Tabela 9 - Resultados previstos com dados de entrada da NSRDB.....	92
Tabela 10 - Resultados previstos com dados de entrada da LABREN.	93
Tabela 11 - Resultados esperados com dados de entrada do INMET.....	93
Tabela 12 - Produtividade real e esperada.....	94
Tabela 13 - Produtividades previstas.	95
Tabela 14 - Perdas previstas e esperada para o SFVCR.	96

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

CEC	California Energy Commission
FARMS-NIT	<i>Narrowband Irradiances on Tilted surfaces</i>
IFAM	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LABREN	Lab. de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
PPGSE	Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia
SAM	<i>System Advisor Model</i>
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

E_f	Energia do fóton é representada pelo símbolo;
\hbar	Constante de Planck;
ω	Frequência angular;
J	Densidade de corrente na junção;
J_s	Densidade de corrente da saturação reversa;
V_T	Potencial equivalente térmico;
J_L	Corrente fotogerada;
J_{sc}	Densidade de corrente de curto-circuito;
V_m	Tensão de máxima transferência de potência;
J_m	Corrente de máxima transferência de potência;
FF	Fator de preenchimento;
AM	Massa de ar;
θ_z	Ângulo zenital;
I_d	Corrente reversa de saturação;
V_t	Tensão em função da temperatura da célula;
T_c	Temperatura da célula;
K	Constante de Boltzmann;
q	Carga do elétron;
\emptyset	Declinações do eixo da Terra;
l_0	Unidade astronômica;
α	Altura ou elevação;
γ_s	Ângulo azimutal do Sol;
β	Inclinação da superfície de captação;
θ	Ângulo de incidência;
T_a	Temperatura ambiente;
RH	Umidade relativa;
W_s	Velocidade do vento;
G_b	Irradiância direta;
G_r	Albedo;
T_{dry}	Temperatura de bulbo seco;
H	Altitude;
B_s	Ângulo de inclinação do módulo;

Γ_s	Ângulo do azimute;
AOI	Ângulo de incidência;
H_r	Hora local;
$\alpha_{sc,ref}$	Coefficiente de temperatura de curto-circuito;
$\beta_{oc,ref}$	Coefficiente de temperatura em circuito aberto;
$I_{L,ref}$	Corrente de célula iluminada;
$I_{o,ref}$	Corrente de saturação do diodo;
$R_{s,ref}$	Resistência série;
a	Fator de idealidade;
$R_{sh,ref}$	Resistência paralela;
A_{adjust}	Fator de ajuste de temperatura
μ_{isc}	Coefficientes de temperatura da corrente de curto-circuito;
β_{voc}	Coefficientes de temperatura da corrente de circuito aberto;
θ_i	Ângulo de incidência em radianos;
θ_r	Ângulo de refração;
θ_d	Ângulo da radiação difusa;
θ_g	Ângulo do albedo;
$\tau\alpha$	Transmitância;
$K_{\tau\alpha,b}$	Modificador de ângulo de incidência;
I_d	Índice de desempenho energético;
E_m	Energia medida;
E_e	Energia esperada;
I_{nd}	Indisponibilidade de energia;
E_{ei}	Energia esperada para tempos de indisponibilidade;
E_{te}	Energia total esperada;
E_s	Energia gerada;
P_n	Potência nominal;
H_i	Irradiação do plano do painel;
G_i	Irradiância em condição de teste STC;
G_{lobHor}	Irradiação global horizontal;
D_{iffHor}	Irradiação difusa horizontal;
$T_{_Amb}$	Temperatura ambiente;
G_{lobInc}	Irradiação global inclinada;

G_{lobEff} Irradiação global efetiva corrigida;
 $E_{\text{.Painéis}}$ Energia efetiva na saída dos painéis;
 $E_{\text{_Rede}}$ Energia injetada na rede;

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	14
1.2	TEMA.....	17
1.2.1	Delimitação do tema.....	17
1.3	PROBLEMAS E PREMISSAS.....	18
1.4	OBJETIVOS.....	19
1.4.1	Objetivo geral.....	19
1.4.2	Objetivos específico.....	19
1.5	JUSTIFICATIVA.....	19
1.6	METODOLOGIA.....	20
1.7	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	23
2.	REVISÃO DA LITERATURA	24
2.1	CONVERSÃO, CÉLULAS E CIRCUITOS.....	24
2.1.1	Materiais e células fotovoltaicas.....	28
2.1.2	Circuito equivalente.....	30
2.2	O RECURSO SOLAR.....	33
2.2.1	Dinâmica entre Sol e Terra.....	33
2.2.2	Ângulos da dinâmica entre Sol e Terra.....	35
2.2.3	Radiação na superfície da Terra.....	36
2.2.4	Medição da radiação solar.....	37
2.2.5	Estações solarimétricas.....	39
2.2.6	Variáveis meteorológicas a partir de satélites.....	41
2.3	MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE ENERGIA.....	43
2.3.1	Índices de mérito.....	46
2.4	PREVISÕES, MODELOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	47
2.4.1	Modelos matemáticos.....	47
2.4.2	Modelos e sistemas fotovoltaicos.....	48
2.4.4	Modelos do <i>System Advisor Model</i>	52
2.4.5	Dados e modelos no <i>PVSyst</i>	59
3.	METODOLOGIA	61
3.1	O SISTEMA FOTOVOLTAICO DO IFAM CAMPUS MANAUS CENTRO.....	62
3.2	CONFIGURAÇÃO NO SAM, PERDAS E LIMITAÇÃO DE DADOS.....	68
3.3	CONFIGURAÇÃO DO SFVCR NO PVSYST.....	72
3.4	TRATAMENTO DE DADOS DE ENTRADA.....	75
3.5	TRATAMENTO DE DADOS DE SAÍDA.....	78
3.6	CÁLCULO DA ENERGIA ESPERADA EM INDISPONIBILIDADE.....	79
3.7	CÁLCULO DA ENERGIA TOTAL ESPERADA.....	79
3.8	A ENERGIA MEDIDA.....	80
3.9	MÉTRICAS A PARTIR DOS DADOS MEDIDOS.....	80
3.10	CHECAGEM FINAL DE DADOS.....	81
4.	RESULTADOS	83
4.1	DADOS METEOROLÓGICOS UTILIZADOS.....	83
4.3	INDISPONIBILIDADE E MÉTRICAS.....	89
4.4	SIMULAÇÕES, MÉTRICAS E PERDAS.....	92
4.4	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	96
5	CONCLUSÕES GERAIS	99
	REFERÊNCIAS	102

APÊNDICE A	107
APÊNDICE B	108
APÊNDICE C	109
APÊNDICE D	111
ANEXO A	112
ANEXO B	114
ANEXO C	115
ANEXO D	117

1 INTRODUÇÃO

As energias renováveis têm apresentado grande crescimento e recordes na capacidade global instalada. No ano de 2019, registrou-se recorde mundial no crescimento da capacidade instalada para geração de energia a partir de fontes renováveis, superando os 200 gigawatts (GW). Grande parte desse crescimento deve-se às tecnologias de geração de energia solar fotovoltaica. Mesmo com as dificuldades experimentadas no ano de 2020 devido à crise sanitária do COVID-19, as energias renováveis registraram aumento recorde da capacidade instalada globalmente alcançando um total de 760 GW. No ano seguinte, 2021, um ano de tentativas de recuperação econômica dos efeitos da crise sanitária, considerando apenas as tecnologias de energia solar fotovoltaica, registrou-se 175 GW adicionais na capacidade global de geração (REN21, 2020; REN21, 2021; REN21, 2022).

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

No ano de 2020, o Brasil ficou entre os quatro países com maior potencial de geração por sistemas fotovoltaicos instalados na América Latina. Atualmente, o país é o líder nessa região em termos de capacidade total instalada. Considerando o incremento relativo entre 2019 e 2020 de 68,6%, nota-se uma aptidão do mercado brasileiro para integrar as tecnologias de geração fotovoltaica (REN21, 2021). Dados de dezembro de 2022, publicados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), apontam a potência instalada no Brasil de aproximadamente 17.240 MW correspondente a geração fotovoltaica distribuída e 7.535 MW correspondentes a centrais fotovoltaicas de geração centralizada. Considerando a potência instalada na geração fotovoltaica concentrada e distribuída totaliza aproximadamente 24.775 MW (ANEEL, 2023a, 2023b).

As tecnologias de geração de energia solar fotovoltaicas são tipicamente modulares, permitindo sua aplicação próximo às cargas que devem alimentar e em locais onde o uso de outras fontes de energia pode não ser viável (PINHO e GAUDINO, 2014; ZHOU; LI; LIU, 2017). Embora seja essa uma grande virtude da fonte solar para a geração de eletricidade, existem fatores ambientais inerentes às localidades que podem gerar incertezas ou limitar a produção de energia (OLIVEIRA, 2017; PINHO e GAUDINO, 2014).

Há décadas pesquisas são dedicadas ao estudo dos fatores de incertezas existentes na produção de energia por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR). Controlar as incertezas no dimensionamento dos sistemas tornou-se um desafio técnico e científico para projetistas e pesquisadores. Desafio proporcionado pela singularidade resultante das peculiaridades ambientais específicas da localidade e da própria forma de instalação de cada planta fotovoltaica. As incertezas podem surgir da natureza estocástica dos parâmetros meteorológicos ou de peculiaridades dos equipamentos e sua interação com o ambiente, a exemplo dos módulos fotovoltaicos e sua forma de instalação (OLIVEIRA, 2017).

As perdas em SFVCR podem decorrer do arranjo fotovoltaico, do sistema de conversão ou da rede elétrica. O sistema de geração, principalmente os módulos, são afetados por diversos fatores ambientais. A localização geográfica, as condições atmosféricas, a composição do espectro solar, a irradiância, a temperatura ambiente, a umidade relativa, a velocidade do vento ou as formas de instalação são fatores que afetam a taxa de desempenho, produtividade e estabilidade dos sistemas. A radiação solar e a temperatura são os fatores que mais influenciam o desempenho de um SFVCR. O aumento de 1°C na temperatura do módulo, por exemplo, pode reduzir em 0,4% a energia fotovoltaica na saída dos painéis, já a correlação entre a irradiância no plano dos módulos e a potência gerada é unitária (KIM et al., 2019).

Em países como o Brasil, onde há grandes diferenças climáticas entre as regiões, significativas alterações no desempenho de sistemas fotovoltaicos podem ocorrer (PEREIRA; TIEPOLO; ROMANELI, 2021). O clima equatorial amazônico, por exemplo, apresenta intensas precipitações pluviométricas em determinados períodos do ano. Mesmo considerando apenas a bacia do rio Negro, onde se situa a Capital Manaus, nota-se grande variabilidade temporal e espacial nos índices de precipitação. Nessa localidade, tem-se precipitação média anual de 2.620 mm/ano dos quais 54% concentra-se entre abril e julho (quadrimestre chuvoso) e 26% entre novembro e fevereiro (quadrimestre seco) (MARINHO; RIVERA, 2021). A intensidade das precipitações da localidade acentua incertezas quanto a representatividade dos dados de radiação solar baseados em estatísticas. Fato, principalmente, ocasionado pela natureza estocástica resultante de variações climáticas aleatórias como nuvens, poeiras, etc. (OLIVEIRA, 2017).

No município de Manaus, estão localizados três Campi do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Amazonas (IFAM). Instituição pública federal de ensino com dezessete campi instalados em todo o Estado do Amazonas. As unidades da capital têm contratos de fornecimento de energia individuais, celebrados com a concessionária (Eletrobras - Distribuição Amazonas), cujas demandas contratadas são da ordem de 390 kW. A instituição tem promovido a implantação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) nos *Campi* de Manaus. Atualmente, existe um sistema já instalado de 44 kWp e dois em fase de instalação totalizando 900 kWp.

As fases de projeto, implantação e operação de SFVCR inclui etapas de prospecção de dados ambientais, projeto com aplicação de modelos computacionais, estimativas de geração de energia, instalação, comissionamento, monitoramento e manutenções, entre outras. Pesquisas científicas são aplicadas nessas diversas etapas buscando dirimir incertezas ou aprimorar resultados. Para o caso em curso, oportuniza-se o monitoramento e análises de desempenho de um SFVCR instalado na capital Manaus, podendo contrastar-se os resultados de energia gerada, prevista e esperada resultantes das condições meteorológicas locais.

No Brasil, os requisitos mínimos para documentação, ensaio, inspeção, comissionamento e avaliação de desempenho de SFVCR são regulamentados pela ABNT - NBR16274. Entre as referências internacionais no monitoramento da performance de sistemas fotovoltaicos, tem-se a *International Electrotechnical Commission* (IEC-61724). A norma brasileira divide os procedimentos de ensaios nas categorias 1 e 2. Na primeira, são verificados os parâmetros físicos das instalações e a presença das proteções. Na segunda categoria, há a medição da curva I-V dos painéis, determinação de seus parâmetros elétricos e verificação de defeitos. As avaliações de desempenho são divididas em tipos 1 e 2. Nos tipos 1 e 2 são adaptados os sensores de medição, detectados problemas, medidos parâmetros ambientais e elétricos, calculada a energia injetada na rede e a projeção do desempenho global anual (NBR, 2021).

Dividida em três volumes, a IEC-61724 descreve equipamentos, métodos e terminologias para o monitoramento de desempenho e análise de sistemas fotovoltaicos. Define procedimentos para verificação da qualidade e cálculo de

métricas de desempenho. Regulamenta procedimentos para medição e análise da produção de energia de sistemas específicos.

Entre os procedimentos apontados pelas normas, estão os testes dos sistemas fotovoltaicos através de traçadores de curvas I-V ou da aplicação do método do wattímetro com a definição de parâmetros de produtividade e desempenho (GREEN et al., 2012), (ALMEIDA, 2012). O desempenho de um SFVCR pode ser estudado através dos índices de mérito, a partir da energia gerada e da irradiação incidente, obtendo-se a produtividade (*yield*), a taxa de desempenho (*performance ratio*) e o fator de capacidade (CREMASCO et al., 2021), (IEC, 2017).

A abordagem da IEC-61724-3 propõe método de avaliação da energia gerada por um sistema fotovoltaico. Estabelece e conceitua uma metodologia de se avaliar um sistema por meio da energia prevista, esperada e medida em determinado período, as duas primeiras obtidas a partir de modelos paramétricos e dados das respectivas variáveis ambientais.

As energias prevista, esperada e gerada são definidas pela IEC-61724-3 como: Energia prevista – montante de energia de um sistema fotovoltaico que é calculado com um modelo de desempenho específico usando dados ambientais históricos que são considerados representativos do local onde está instalado o sistema fotovoltaico. Energia esperada - montante de energia de um sistema fotovoltaico que é calculada com o mesmo modelo utilizado na energia prevista, usando dados ambientais reais coletados no local durante o período de teste. Energia gerada - energia elétrica que se mede tendo sido gerada pelo sistema fotovoltaico durante o teste, no mesmo período aplicado na energia esperada.

1.2 TEMA

A presente pesquisa tem como tema a avaliação de SFVCR instalado no IFAM Manaus, através da análise dos índices de mérito calculados e das influências dos fatores meteorológicos no seu desempenho.

1.2.1 Delimitação do tema

O estudo foi limitado geograficamente à região de Manaus e cronologicamente entre 2021 e 2022. Quanto aos recursos, incluir simulações computacionais com aplicação de programas de dimensionamento e simulação de

sistemas fotovoltaicos. Fazer uso de bancos de dados de variáveis ambientais, suas respectivas manipulações ou processamentos e a medições de dados de geração em planta real.

1.3 PROBLEMAS E PREMISSAS

A tecnologia de geração de energia solar fotovoltaica, antes considerada pouco competitiva em função do custo inicial de implantação, experimenta novos cenários decorrentes da redução de custos de implantação e de altas nos preços da energia elétrica gerada por meios convencionais. Outro fator que ganha representatividade é a questão ambiental, principalmente no cenário amazônico, favorecendo as energias “limpas”, questão potencializada pela significativa composição de fontes fósseis na geração da energia comercializada na Amazônia.

Como fator econômico potencializador dos investimentos em autogeração, tem-se o sistema de bandeiras tarifárias. As bandeiras tarifárias sinalizam as alterações nos custos de produção de energia, como consequência das condições de geração de eletricidade. Em períodos em que há necessidade de maior participação da energia elétrica gerada a partir de termelétricas a combustíveis fósseis, em detrimento de fontes como a hidráulica, tem-se a elevação do custo total. A elevação do custo de geração é repassada ao consumidor através das tarifas de consumo (ANEEL, 2015).

Em contrapartida, incertezas ainda interferem nas previsões da geração de energia solar fotovoltaica. Entre os principais fatores de incertezas tem-se a precisão dos dados de recurso solar, a disponibilidade do sistema, a presença de sujidades ou sombreamento, a inclinação e a orientação dos módulos. Os fatores de incertezas do recurso solar podem ocorrer devido às interpolações dos dados; aos modelos matemáticos de transposição e decomposição entre radiação solar difusa e direta ou às medições realizadas em campo (OLIVEIRA, 2017).

Diante das questões supracitados, principalmente relacionados à imprecisão de dados de variáveis ambientais, considera-se que a estimativa de geração de SFVCR por previsões e dimensionamento computacional podem resultar em imprecisões, não refletindo a produtividade, desempenho e fator de capacidade reais de um sistema. Dessa forma, o estudo investiga o desempenho do SFVCR do IFAM CMC calculado a partir das energias esperada e medida no ano de 2021 evidenciando a influência das variáveis ambientais aplicadas nas previsões.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo geral

Avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico instalado em Manaus a partir das energias gerada e esperada para o ano de 2021, contrastando a influência das variáveis ambientais.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Identificar as variáveis ambientais com correlações na geração de energia solar fotovoltaica prevista e esperada;
2. Classificar, por atributos, as aplicações computacionais baseadas em modelos paramétricos de previsão de geração de energia em sistemas fotovoltaicos a partir da aplicação de variáveis ambientais;
3. Consolidar dados ambientais compatíveis com as previsões de geração de energia e período em estudo do SFVCR;
4. Sintetizar dados, representativos do sistema, de energia esperada e prevista a partir das respectivas variáveis ambientais, históricas e do ano de 2021;
5. Caracterizar o desempenho do SFVCR do IFAM CMC na conversão de energia no ano de 2021 a partir dos dados de energia esperada e gerada.

1.5 JUSTIFICATIVA

A pesquisa justifica-se na importância do tema para o desenvolvimento regional, posto haver relativa limitação de fontes de geração de energia na região em análise. A Amazônia brasileira é hoje a área do país com o maior número de cargas isoladas, não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). No Amazonas, apenas a capital Manaus e seu entorno são conectados ao SIN (BRASIL, 2021). Adiciona-se o fato de 60% do território brasileiro ser ocupado pela Amazônia Legal (BRASIL, 2018). Uma consequência das condições locais é o amplo uso de geradores a combustíveis fósseis, acarretando altos custos com a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC). As dimensões da região impactam na logística, requerida no transporte de combustíveis fósseis para geração de energia. No período de 2009 a 2016 registrou-se expressivo débito da Amazonas Distribuidora para com a (CCC) totalizando (R\$ 2.906.095.463,51) (CGU, 2018).

Outras questões relacionadas à condição geofísica da região limitam alternativas de geração de energia a partir de fontes hídricas e eólicas. Conforme o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, a Amazônia ocidental não tem potencial de energia eólica significativo (BARROS. *et al.*, 2017). O aproveitamento hidrelétrico da região encontra obstáculos no pouco potencial presente no Estado do Amazonas. Na bacia do Rio Negro, por exemplo, o potencial hidrelétrico está limitado a porção noroeste e com restrição quanto à viabilidade econômica (REGO; SCHMIDT; GOMES, 2020).

Dentro desse contexto a geração de energia solar fotovoltaica pode contribuir com o desenvolvimento local. O aprimoramento das técnicas de previsão da geração de energia solar aplicadas na região pode dirimir incertezas viabilizando investimentos. Justifica-se na importância social e econômica da energia elétrica demandando fontes de energia com potencial de aplicação em escala e competitividade. A proposta viabiliza-se diante do processo de implantação de usinas fotovoltaicas nas instituições públicas federais de ensino de Manaus, dos investimentos iniciais dessas instituições em laboratórios de ensino e pesquisa dotados de equipamentos de medição e análise.

Quanto à escolha da energia fotovoltaica, essa se dá devido às características de ser considerada limpa, renovável e silenciosa. Contribuem para essa escolha sua modularidade, flexibilidade quanto a local e modo de instalação e o potencial de redução de custos fixos para as instituições, proporcionando diminuição dos valores de faturas de energia elétrica.

1.6 METODOLOGIA

As fontes de dados ambientais disponíveis para aplicação em modelos de previsão de geração de energia solar fotovoltaica são variadas. Existem bases de dados constituídos a partir de valores medidos e interpolados ou estimados através de modelos matemáticos. Os dados de irradiação para o cálculo de energia prevista (dados históricos) podem ser obtidos de bancos de dados públicos a exemplo dos dados disponibilizados pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) por meio do Atlas Brasileiro de Energia Solar, cujos dados foram calculados pelo Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN). Outras fontes de dados para esta finalidade podem ser, por exemplo, a *National Aeronautics and Space Administration (NASA/SSE)* ou o *National Solar*

Radiation Database (NSRDB). Programas computacionais podem, também, acessar diretamente bases de dados, a exemplo do RETScreen, *System Advisor Model* (SAM) ou PVSyst. Dados meteorológicos de períodos específicos, destinados ao cálculo da energia esperada e à análise de desempenho de SFVCR, podem ser obtidos do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) que disponibiliza dados coletados e arquivados de estações meteorológicas instaladas em diversas localidades no País.

Utilizou-se no presente texto a sigla (INMET) como referência a dados provenientes de estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia. A sigla (NSRDB) é aplicada quando o texto se referir a dados dessa base de dados desenvolvida pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). A sigla do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) e do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) foram utilizadas quando no texto referir-se aos dados de irradiação do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2º edição.

As fontes dos dados disponíveis nessas bases podem ser provenientes de estações meteorológicas situadas em campo, modelos matemáticos ou satélites, imprimindo-lhes incertezas específicas. Para o cumprimento do primeiro objetivo específico procedeu-se com a prospecção das bases de dados acessíveis e com dados ambientais aplicáveis na previsão de geração de energia solar fotovoltaica, identificando e caracterizando-as e as respectivas variáveis ambientais de acordo com as formas de medição e tratamento dos dados.

O mercado atual conta com uma infinidade de recursos computacionais para aplicação às previsões de geração de energia por conversão fotovoltaica. Tem-se *softwares* comerciais como o PVsyst, Polysun, PV*SOL, PV F-Chart entre outros. Programas de uso público também são encontrados, como o SAM, PVWatts etc. Para o cumprimento do segundo objetivo específico, procedeu-se a classificação dos *softwares* de simulação e cálculo da energia solar fotovoltaica de um sistema de geração, conforme os atributos relacionados aos programas. Os critérios de seleção devem dar prioridade para programas de uso público com recursos que permitam manipular os dados de entrada das simulações a serem executadas na obtenção da energia de saída do SFVCR para diferentes fontes de dados meteorológicos.

Para o terceiro objetivo específico, buscou-se a consolidação dos dados ambientais compatíveis com as previsões de geração de energia no SFVCR do

Campus Manaus Centro (CMC) para o período em estudo, como base para a análise de performance.

A síntese de dados de energia esperada e prevista, dados representativos do sistema e obtidos a partir das respectivas variáveis ambientais históricas e do ano de 2021, foi consolidada ao longo do estudo como resultado relacionado ao objetivo quatro.

Por fim, objetivou-se obter uma caracterização de desempenho do SFVCR do IFAM CMC, a partir de dados de energia representativos do sistema, apontando o desempenho da planta na conversão de energia no ano de 2021.

O processamento foi realizado em um computador da marca Lenovo modelo Y720 com processador *Intel Core i7-7700HQ* CPU 2.80GHz, 4 Núcleos, 8 processadores lógicos, memória Física (RAM) Instalada de 24GB e armazenamento de 2TB. As simulações foram executadas em um SFVCR modelado no *software*, SAM e PVSyst, conforme detalhes técnicos do SFVCR real e já em operação, de modo que se possa gerar previsões das energias geradas por simulações com o uso das diferentes bases de dados. Os dados de produtividade, desempenho e de geração de energia do SFVCR, medida em campo, foram utilizados como referência para o estudo de desempenho do sistema.

Para a obtenção dos parâmetros e dados do SFVCR real, fez-se uso das instalações do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia do Amazonas Campus Manaus Centro (IFAM). O Sistema Fotovoltaico instalado no Campus Centro do IFAM é conectado à rede da concessionária local, Amazonas Energia (AmE), gerando energia em corrente contínua a partir de seus painéis fotovoltaicos compostos por 132 (cento e trinta e dois) módulos fotovoltaicos totalizando 44,9 kWp de potência instalada. O módulo utilizado é do fabricante CanadianSolar, tecnologia de silício policristalino *Half cell* e modelo CS3U 340P, detalhes técnicos são apresentados no anexo A. O sistema foi instalado sobre a cobertura de um dos prédios do Campus em duas águas, Norte e Sul, inclinação de 8° e azimutes de 0° e 180°. A energia em corrente contínua é convertida em corrente alternada por dois inversores de frequência da marca RENOVIGI de 20kW cada.

Os dados de geração do sistema em estudo foram coletados do sistema de monitoramento através da página de monitoramento alimentada com dados extraídos dos inversores por registradores de dados (*datalogger*) e exportados em

tempo real para a página de monitoramento. Os dados são arquivados por períodos específicos a depender do volume da informação escolhida.

1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação é composta por 5 seções. Na primeira seção, a Introdução, definiu-se o tema e fez-se sua delimitação, exposição do problema, objetivos e metodologia. A segunda seção, Revisão da Literatura, foi direcionada às bases e ao processamento de dados de variáveis ambientais aplicados nas previsões de geração de energia solar fotovoltaica e suas respectivas incertezas; aos *softwares* de dimensionamento e avaliação da energia gerada por sistemas fotovoltaicos e às metodologias de caracterização e quantificação do desempenho e produtividade de SFVCR. Na seção 3, foi apresentada a Metodologia de Estudo com a especificação do método de prospecção e cálculo das informações analisadas. Incluindo-se modelos, métodos, processo de dimensionamento e de análise de desempenho do sistema em estudo. Na seção 4, são apresentados os resultados provenientes da metodologia aplicada, incluindo resultados previstos, esperados e medidos. Os resultados são discutidos e analisados com a evidência dos desvios encontrados e escolhas metodológicas que possam contribuir com a percepção crítica das previsões de geração de energia por SFVCR. Na seção 5, as conclusões gerais são apresentadas com a revisão dos objetivos específicos, discriminando o que foi ou não atendido, juntamente com as sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

A previsão de rendimento energético de um projeto fotovoltaico é etapa essencial para estimar a produção de energia em um local específico, conforme Roberts; Zevallos; Cassula (2017). O desempenho de sistemas de geração de energia fotovoltaica pode ser estimado por modelos matemáticos. Utiliza-se modelos de irradiância no plano dos módulos, modelos de transposição, modelos dos módulos fotovoltaicos baseados em potência ou circuito equivalente, entre outros. As etapas de modelagem de sistemas fotovoltaicos resultam em modelos de desempenho com determinadas margens de erros. Estudos de avaliação de erros em modelos de previsão, em geral, concentram-se nos submodelos, estudando-os de forma isolada de modo que poucos estudos comparam o desempenho combinado dos submodelos ao desempenho real dos sistemas.

Um dos propósitos da presente pesquisa é estudar as métricas de desempenho contrastando dados de saída reais (energia produzida) com resultados simulados (energia esperada) de um sistema fotovoltaico. Para tanto, iniciar-se-á nas próximas subseções com uma revisão do processo de conversão fotovoltaica, modelos e implementações computacionais para projeto e simulação de sistemas fotovoltaicos.

2.1 CONVERSÃO, CÉLULAS E CIRCUITOS

A radiação solar é, conforme Lima et al. (2020), o meio de maior obtenção de energia acessível no planeta Terra. O atual estágio de desenvolvimento tecnológico possibilita a conversão da energia proveniente do sol, em forma de radiação solar, diretamente em energia elétrica, especialmente os espectros radioativos nas faixas do infravermelho e luz visível que podem ser convertidos em calor ou eletricidade através do efeito fotovoltaico, ambas interações da luz com a matéria.

A compreensão do fenômeno de interação da luz com a matéria não é totalmente possível com a concepção clássica de que a luz é um fenômeno eletromagnético ondulatório, conforme descreve Lima et al. (2020). O aspecto corpuscular da luz, introduzido pelo conceito de fóton como representante do quantum de energia da radiação, é necessário para a compreensão do fenômeno. Os fótons têm energias diretamente associadas às frequências das radiações eletromagnéticas e associada à constante de Planck, conforme representado na Eq. 1:

$$E_f = \hbar\omega \quad (1)$$

Na equação, a energia do fóton é representada pelo símbolo E_f , a constante de Planck $\hbar = 1,054 \times 10^{-34} J.s$ e ω a frequência angular da luz em rad/s. Conforme a Eq. 1 a energia de um fóton é diretamente proporcional à frequência do espectro radioativo. Dessa forma, fótons de luz vermelha (comprimento de onda de 632nm) tem energia em torno de 2eV (dois Eletronvolts) ao passo que fotos de luz azul (comprimento de onda de 400nm) têm energia em torno de 3eV.

O efeito fotovoltaico descoberto em 1839 pelo francês Edmond Becquerel produzia uma diferença de potencial entre dois eletrodos ligados a uma célula eletroquímica, quando exposta à luz. O efeito fotovoltaico implica, essencialmente, na formação de uma diferença de potencial entre dois terminais de uma junção p-n, quando submetida à luz, gerando um par “elétron-lacuna” resultado da absorção de um fóton (CHIEL et al., 2021; LIMA et al., 2020).

Os primeiros painéis fotovoltaicos, associação de módulos compostos por células solares, a serem instalados datam de 1880 na cidade de Nova Iorque por Charles Fritts. Aplicações práticas tornaram-se viáveis apenas a partir da década de 1940, com os trabalhos de Russel Ohl e as células solares utilizando junções p-n. A partir de 1950 rendimentos superiores a 5% viabilizaram as aplicações em comunicações por satélites (LIMA et al., 2020).

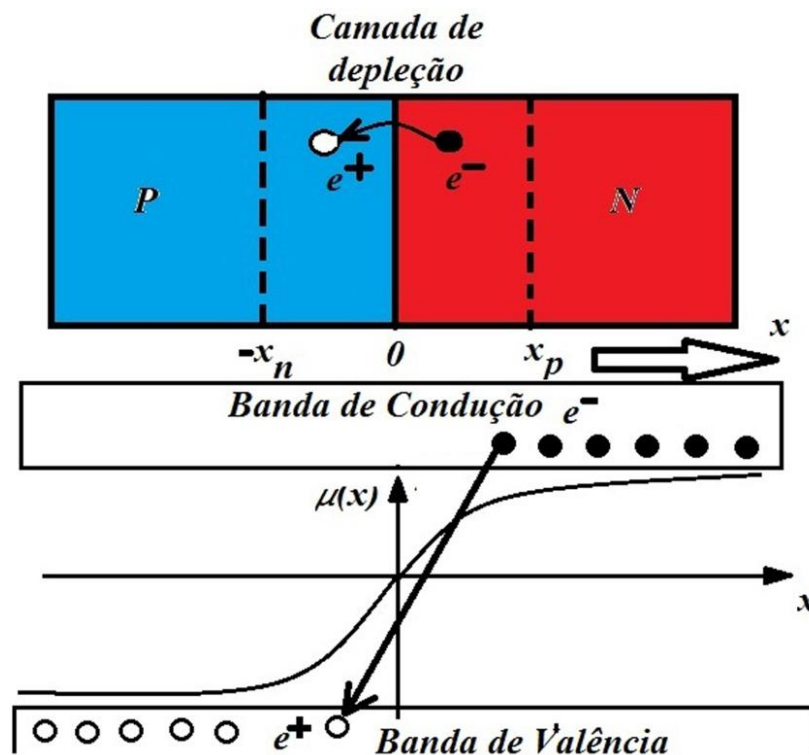
A célula fotovoltaica típica pode ser representada por um modelo equivalente. Uma junção p-n de uma representação de célula fotovoltaica é apresentada na Fig. 1. Conforme ilustração, existem dois tipos de materiais, tipo p e n, materiais semicondutores dopados cuja interface de contato gera uma camada de depleção. Na região de contato há troca de portadores de carga, elétrons migram para o lado p deixando o lado oposto com excesso de cargas positivas, produzindo um campo elétrico na região da camada de depleção. O campo elétrico é capaz de promover a dissociação dos portadores de carga gerados pela absorção do fóton. Dessa forma elétrons e lacunas são levados em direções opostas da junção, lacuna para o lado p e elétrons para o lado n. Em circuito aberto, a tensão entre os dois lados da junção depende essencialmente da diferença de potenciais químicos dos lados p e n (LIMA et al., 2020).

Em um diodo típico a relação entre tensão e corrente pode ser expressa pela Eq. 2.

$$J(A) = J_s \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) \quad (2)$$

Onde $J(A)$ corresponde à densidade de corrente na junção, V a diferença de potencial entre os terminais, J_s densidade de corrente da saturação reversa e V_T o potencial equivalente térmico.

Figura 1 - Junção p-n e perfil do potencial $\mu(x)$ químico.



Fonte - Lima et al., (2020).

Com a incidência de luz sobre a junção, surge uma corrente J_L , adicionada conforme Eq. 3.

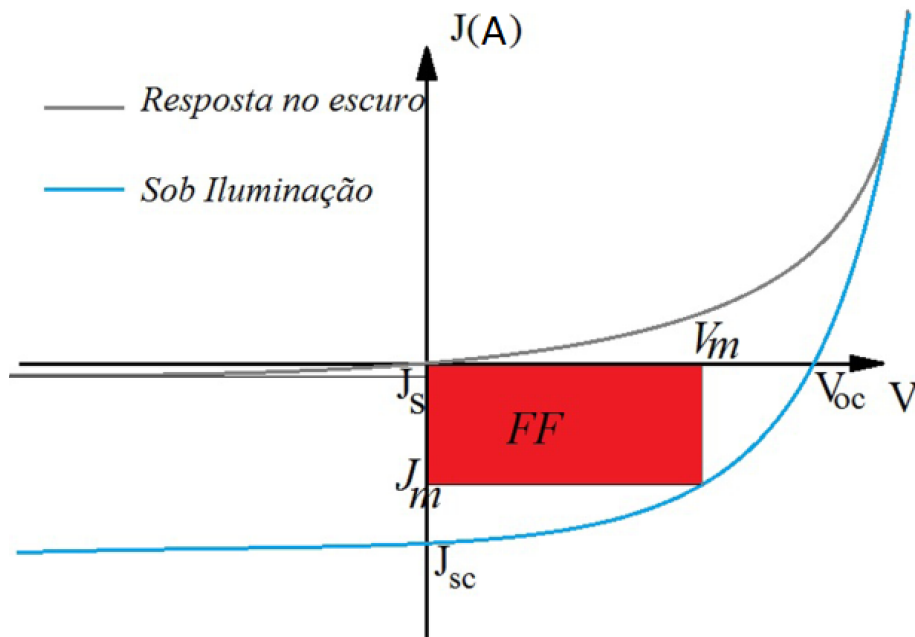
$$J(A) = J_s \left(e^{\frac{V}{V_T}} - 1 \right) - J_L \quad (3)$$

A resposta observável nos terminais de uma célula típica, em termos de tensão e corrente é apresentada na Fig. 2. Observa-se, na Fig. 2, a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a densidade de corrente de curto-circuito (J_{sc}), a tensão de máxima

transferência de potência (V_m), a corrente de máxima transferência de potência (J_m) e o Fator de preenchimento FF, expresso pela Eq. 4 (LIMA et al., 2020).

$$FF = \left(\frac{V_m \cdot J_m}{V_{oc} \cdot J_{sc}} \right) \quad (4)$$

Figura 2 – Resposta com e sem incidência de luz sobre a junção.



Fonte - Lima et al., (2020).

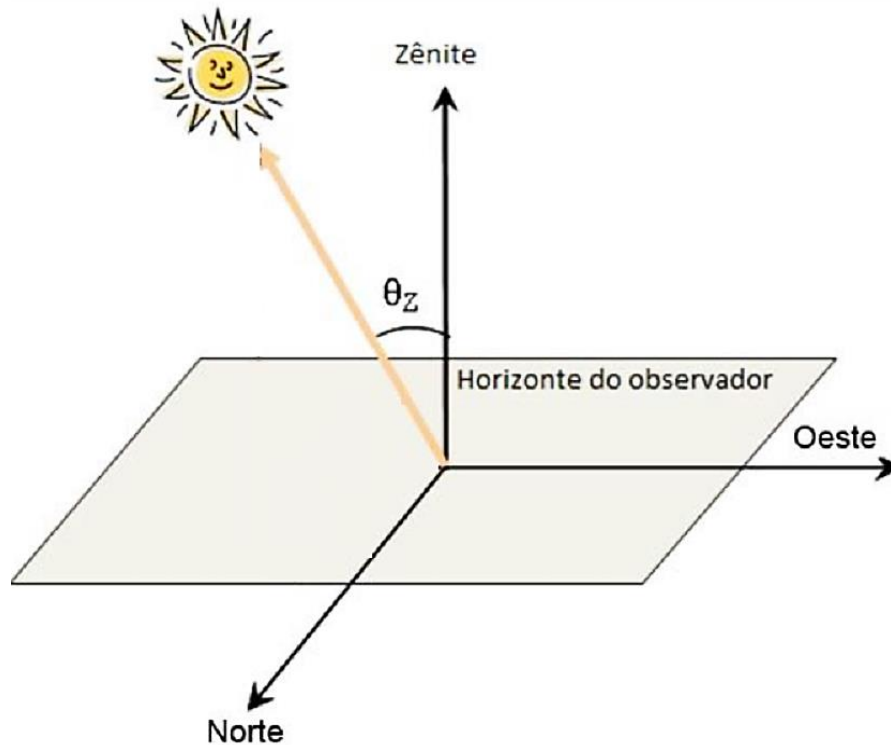
A caracterização elétrica de uma célula fotovoltaica é possível através de parâmetros elétricos fundamentais. Entre os principais parâmetros elétricos tem-se a tensão de circuito aberto (V_{oc}), medida com os terminais isolados e incidência de luz sobre a célula. A corrente de curto-circuito (I_{cc}), medida com os terminais curto-circuitados e exposição da célula à luz. A eficiência de conversão fotovoltaica e o fator de preenchimento. Todos esses fatores são medidos com incidência de luz sobre a junção. A padronização do espectro radioativo faz-se necessário. Para tanto, utiliza-se fonte de luz AM 1,5 (Air Mass 1,5). Esse padrão considera o caminho percorrido pela luz até chegar à superfície terrestre e seu valor pode ser calculado pela Eq. 5.

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (5)$$

O ângulo (θ_z - zênite) é formado entre a vertical local e os raios do Sol com $48,2^\circ$ correspondendo ao valor de $AM = 1,5$. O espectro da luz correspondente ao ângulo

θ_z de $48,2^\circ$ é frequentemente utilizado como padrão na caracterização do espectro radioativo e teste de células fotovoltaicas.

Figura 3 - Ângulo de incidência dos raios solares



Fonte – Adaptado de Pinho e Gaudino, (2014).

2.1.1 Materiais e células fotovoltaicas

A performance de uma célula fotovoltaica é condicionada pelo seu material, constituição ou tipo de célula. Os materiais utilizados na construção das células fotovoltaicas têm sido uma referência para fundamentar suas classificações. Pode-se citar três gerações conforme seus materiais, forma de processamento e maturidade da tecnologia (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017).

A primeira geração das células solares, compondo em torno de 90% do mercado, são baseadas em *wafers* de silício. Esses dispositivos apresentando bom desempenho, eficiência e durabilidade. Células desse tipo são divididas em monocristalinas e policristalinas, conforme processo de fabricação, apresentando melhor eficiência de conversão as monocristalinas, entre 17% e 27%. Para essa tecnologia a pureza requerida dos materiais pode significar altos custos de fabricação. Para as células policristalinas a eficiência pode variar entre 12% e 20% (SHARMA; JAIN; SHARMA, 2015).

A segunda geração de células fotovoltaicas possibilitou maior economia de materiais com a tecnologia de filmes finos. Com vida estimada em 25 anos essa tecnologia é mais flexível e facilita as instalações. Apresenta menor eficiência quando comparada às anteriores e menor custo de produção. Podem ser constituídas com Si amorfo, CdTe ou a base de Cobre, Índio, Gálio e Selênio (CIGS). As células da segunda geração de Si amorfo estão presentes comercialmente a mais de 15 anos. Pode ser composta por materiais flexíveis como polímeros, mas apresentam baixas eficiências, em torno de 4% e 8%. A baixa eficiência é atribuída a defeitos do material amorfo, limitando o fluxo de portadores com maiores proporções de recombinações (SAMPAIO; GONZÁLEZ, 2017; SHARMA; JAIN; SHARMA, 2015). As células de CdTe apresentam baixos custos de fabricação e eficiência em torno de 9% e 22,1%. Um ponto desfavorável da tecnologia é a toxicidade do Cádmio, dificultando inclusive a sua reciclagem. Já os compostos de CIGS apresentam alta absorção de luz e as células apresentam eficiência de 10% a 22,6%. O processo de deposição pode ocorrer por feixe de elétrons, *sputtering*, evaporação ou impressão. Tem vantagens de alta durabilidade, reduzida degradação, possível flexibilidade e leveza (SHARMA; JAIN; SHARMA, 2015).

A terceira geração de células fotovoltaicas inclui dispositivos de nanocristais, polímeros, *perovskitas* e corantes. Apresentam como vantagens baixos custos, processamentos mais simples e flexibilidade mecânica. Essas estão, em sua maioria, em fase de desenvolvimento tecnológico com materiais e técnicas de fabricação alternativas, exibem eficiências mais baixas.

As células de nanocristais ou pontos quânticos podem ser constituídas por silício ou dióxido de titânio (TiO_2) porosos. São formadas por semicondutores em escala de nanocristais. Eficiências de 10% pode ser obtida através de filmes finos de semicondutores orgânicos nas células solares orgânicas. Essas podem ser constituídas por moléculas de Ftalocianina de Cobre (CuPc), Pentaceno, como semicondutores, ou polímeros como o Poli(3-hexiltiafeno), (P3HT) e o PEDOT:PSS (COAKLEY; MCGEHEE, 2004). Heterojunções inorgânicas/orgânicas, integrando propriedades dos dois tipos de semicondutores são encontradas em células solares híbridas. Nesse tipo de célula a camada doadora de elétrons e transportadora de lacunas é formada por materiais orgânicos e a camada aceitadora de elétrons por

materiais inorgânicos. Esse tipo de célula tem potencial de baixar custos por escala no processo de produção (MOHAMMAD BAGHER, 2015).

Também da geração três, as células sensibilizadas por corantes têm como estrutura convencional vidro condutivo, dióxidos metálicos sensibilizados por corante como eletrodo semiconductor, eletrodo condutor e solução eletrolítica envolvente. Esse tipo apresenta eficiências de 7% a 13%. Apresenta capacidade de converter diferentes espectros, provenientes de ambientes internos ou externos e tem como material comumente utilizado o dióxido de titânio ou fluoreno e cumarina (MOHAMMAD BAGHER, 2015). Derivada das células a corante, as células de Perovskita utilizam como elemento sensibilizador a Perovskita. A perovskita tem estrutura do tipo ABX_3 onde os halogênios, ânions de iodo, bromo ou cloro, são o elemento X, A e B são cátions. A eficiência desse tipo de célula pode chegar a 22,1%, porém apresentam baixa estabilidade, durabilidade, significativo custo de produção e toxicidade dos elementos empregados, a exemplo do chumbo (SNAITH, 2018). As células podem ser compostas por várias camadas inclusive de diferentes materiais. É o caso dos dispositivos a Múltiplas Junções, que reduzem a degradação mantendo a eficiência, mantêm a absorção de luz com múltiplas e finas camadas. A eficiência desse tipo de células pode chegar a 40%, tem a sua utilização limitada pelos custos de produção, relação entre performance e custo de produção (MOHAMMAD BAGHER, 2015).

O real desempenho das células depende, em geral, da forma, tamanho, largura de banda do material ou morfologia. Óxidos metálicos semicondutores como TiO_2 , Nb_2O_5 , ZnO , SnO_2 , $SrTiO_3$, WO_3 apresentam baixa corrosão e interessantes propriedades elétricas. Um dos semicondutores considerado como o melhor para eletrodos foto anódicos para células é o TiO_2 . Esse semiconductor tem baixo custo, alta disponibilidade e baixa toxicidade. O ZnO tem propriedades semelhantes às do TiO_2 , com maior mobilidade de elétrons (IQBAL; ALI; KHAN, 2019; LIMA et al., 2020).

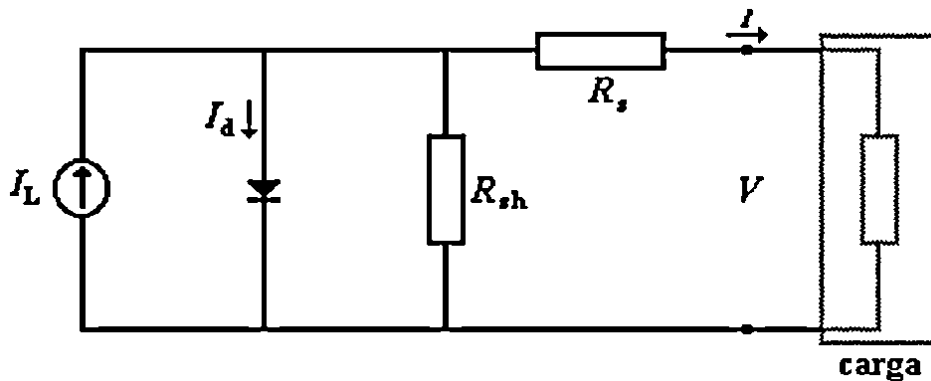
2.1.2 Circuito Equivalente

Modelos analíticos e empíricos, numéricos/algébricos, possibilitam a previsão do comportamento de módulos fotovoltaicos durante a incidência de luz, em um intervalo de tempo. Os modelos numéricos oferecem aos projetistas duas dificuldades relacionadas aos dados de entrada para os cálculos. A primeira está

relacionada às incertezas dos dados de temperatura e irradiação de um local quando consultados em fontes bibliográficas distintas. A segunda está relacionada à carência da caracterização, nas condições de (*Standard Test Conditions* - STC), de módulos fotovoltaicos. Esses fatos adicionam incertezas às previsões mesmo por modelos mais complexos. Assim, o uso de métodos algébricos mais simples permanece muito presente na engenharia de sistemas fotovoltaicos. O circuito equivalente de um diodo é um desses modelos matemáticos, ainda muito utilizado pela eficácia da estimativa dos parâmetros do circuito equivalente, resistências série R_s , paralela R_{sh} , corrente fotogerada, corrente de saturação reversa e fator de idealidade do diodo (DE SOTO; KLEIN; BECKMAN, 2006; DOBOS, 2014; OLIVEIRA, 2017).

O efeito fotovoltaico produz uma diferença de potencial e uma corrente nos terminais de uma célula fotovoltaica, quando exposta a radiação solar e conectada a uma carga. A variação da corrente (I) e da tensão (V) nos terminais da célula podem ser modeladas através do circuito equivalente da célula fotovoltaica. Para descrever o funcionamento de um módulo fotovoltaico pode-se recorrer ao modelo simples de "um diodo". A Fig. 4 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

Figura 4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte - Oliveira, (2017)

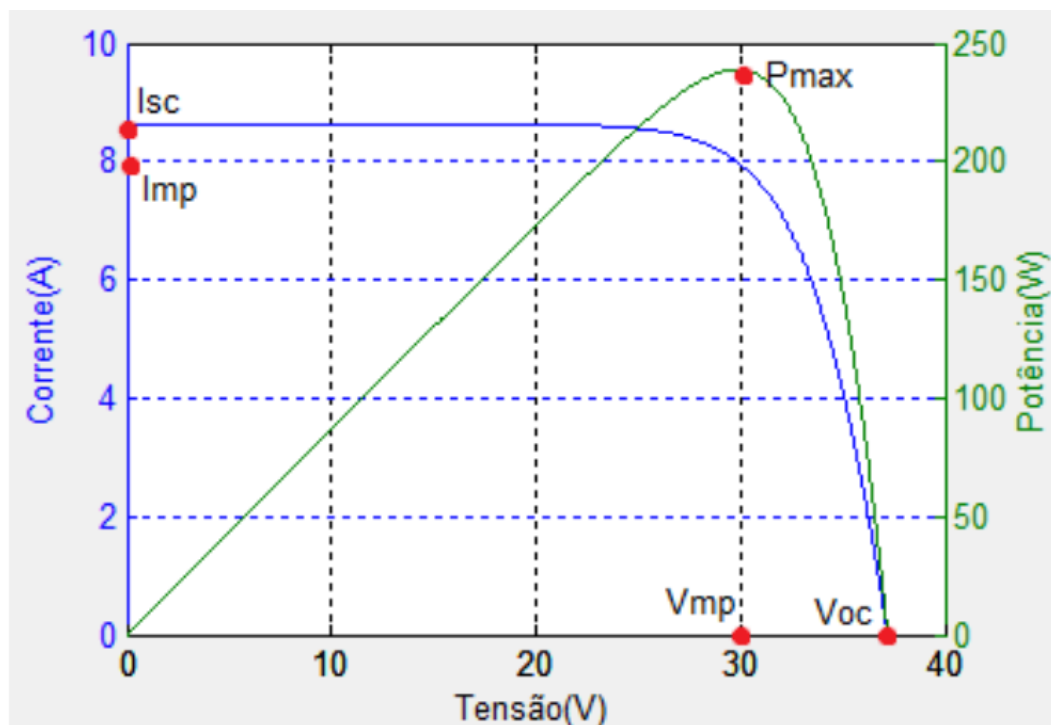
A partir do circuito equivalente da célula fotovoltaica Fig. 4, chega-se ao equacionamento do comportamento elétrico da célula, Eq. 6.

$$I = I_L - I_d \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{m \cdot V_t}\right) - 1 \right] - \frac{(V + I R_s)}{R_{sh}} \quad (6)$$

Na equação, $I_L(A)$ corresponde à corrente fotogerada em uma irradiância medida; $I_d(A)$ é a corrente reversa de saturação e varia exponencialmente com a temperatura; $V(V)$ corresponde a tensão no terminais da célula ou módulo; V_t equivale a tensão em função da temperatura da célula (T_c), calculada com a constante de Boltzmann ($K = 1,381 \times 10^{-23}$ J/K) e carga do elétron ($q = 1,602 \times 10^{-19}$ Coulomb). A tensão em função da temperatura, $V_t = K.T_c/q$. E m é o fator de idealidade do diodo, o qual depende da quantidade de células em série (N_s) e do fator (n) de idealidade do diodo: $m = N_s.n$ (entre 1 e 2 por junção); R_s é a resistência série variando de 0 a $R_{smáx}$ e R_{sh} a resistência em paralelo da célula.

Em condições ambientais padrão de testes (STC), irradiância em (1000 W/m²), temperatura em (25 °C) e AM (1,5), pode-se calcular os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico, encontrando a relação ($I \times V$), e a curva de potência em função da tensão ($P \times V$). A Fig. 5 apresenta essas curvas.

Figura 5 – Curva I-V em (azul) e curva P-V em (verde) para o módulo (m-Si) em STC.



Fonte - Oliveira, (2017)

Como descrito no modelo de diodo único o comportamento elétrico de uma célula fotovoltaica tem relação direta com uma corrente fotogerada e com a temperatura da célula. Dessa forma, o estudo da radiação e temperatura são

fundamentais para previsões e estimativas dos efeitos dessas variáveis nos resultados obtidos por simulações baseadas no circuito de uma célula ou grupo de células sob irradiação.

2.2 O RECURSO SOLAR

A principal fonte de energia da Terra é o Sol. Há grande potencial de conversão da energia proveniente da radiação solar em outras formas de energia, a exemplo da energia solar fotovoltaica ou da térmica.

A radiação incidente na superfície das células fotovoltaicas tipicamente é composta por irradiância direta, difusa e o albedo, quando expostas ao tempo. O recurso solar a ser explorado em processos de conversão fotovoltaica, por sua vez, sofre interferências ambientais. O recurso solar em uma região é avaliado basicamente pela distribuição espacial, a variabilidade temporal e as incertezas associadas. Trazendo à centralidade das previsões, a importância da avaliação do recurso na elaboração de cenários de aplicação fotovoltaica ou estudos do aproveitamento do recurso solar (PEREIRA et al., 2017).

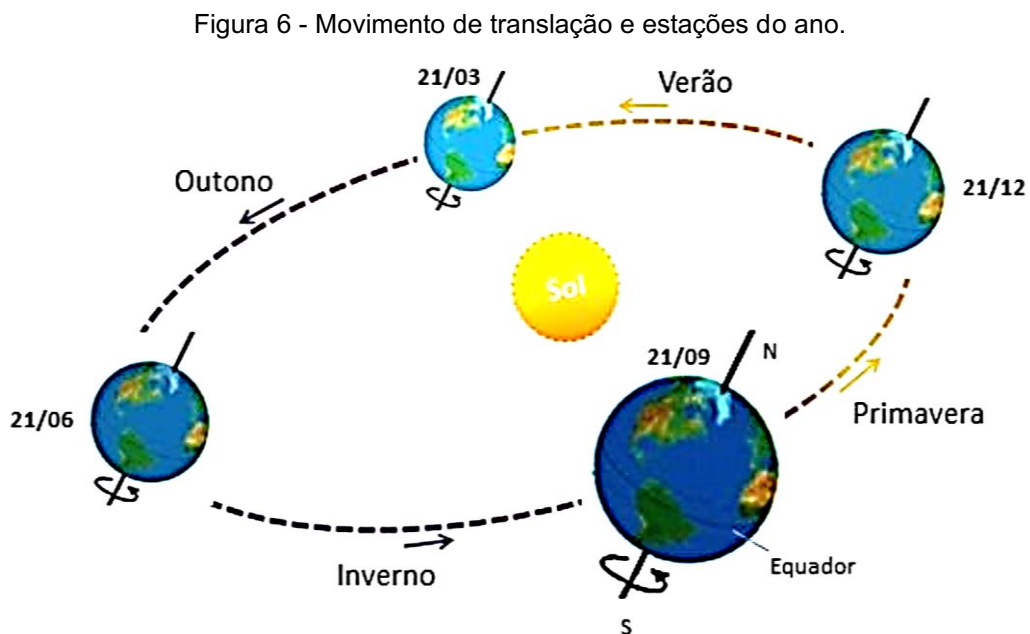
A energia recebida do Sol é resultado de intensas reações nucleares que ocorrem no núcleo solar, essas são responsáveis pela geração da energia no astro, energia essa perceptível na Terra em virtude da radiação solar. A energia proveniente da radiação solar que incide sobre a superfície terrestre transpassa a atmosfera sendo atenuada e pela dinâmica entre Sol e Terra.

2.2.1 Dinâmica entre Sol e Terra

A Terra tem aproximadamente onze movimentos distintos, sendo os mais conhecidos sua rotação, a translação em torno do sol e a nutação, oscilação periódica devido a força gravitacional da lua sobre a terra, alterando o eixo de rotação da terra em ciclos de 18,6 anos. Esse último ocorre em períodos de um ano. A trajetória descrita pela Terra em torno do Sol é elíptica, com excentricidade próxima a ($e = 0,017$). O eixo da Terra tem inclinação de $23,45^\circ$ com relação à normal da elipse descrita anualmente. Essa inclinação somada ao movimento de translação é responsável pela formação das estações do ano. Os efeitos dessas estações se apresentam na Amazônia em forma de duas estações bem definidas, sendo uma chuvosa e outra de estiagem. Observando-se a posição do Sol ao longo

do ano, no meio-dia solar, nota-se uma variação angular entre $+23,45^\circ$ em 21 de junho, conhecido como solstício de inverno no hemisfério Sul, e $-23,45^\circ$ por volta de 21 de dezembro, conhecido como solstício de verão no hemisfério Sul. Esse ângulo é positivo ao norte do equador e negativo ao sul, sendo chamado de declinação solar ($\delta = 23,45$).

Nos dias 21 de setembro e 21 de março tem-se respectivamente os equinócios de primavera e outono, declinação solar ($\delta = 0$). A Fig. 6 apresenta o movimento de translação da Terra em torno do Sol e a formação das estações ao longo do ano e as declinações (δ) do eixo da Terra em relação a normal da elipse formada pelo movimento de translação.



Fonte – Pinho, (2014).

A configuração apresentada evidencia dias mais longos no hemisfério Sul no verão e dias mais curtos no inverno, maximizados nos seus solstícios, enquanto nas proximidades do equador tal variação é menor, a exemplo de Manaus (PEREIRA; TIEPOLO; ROMANELI, 2021).

Pode-se calcular a declinação solar pela Eq. 7:

$$\text{sen}(\delta) = -\text{sen}(23,45) \cos\left[\left(\frac{360}{365,25}\right)(n + 10)\right] \quad (7)$$

Onde (n) corresponde ao dia do ano contado de 1 a 365.

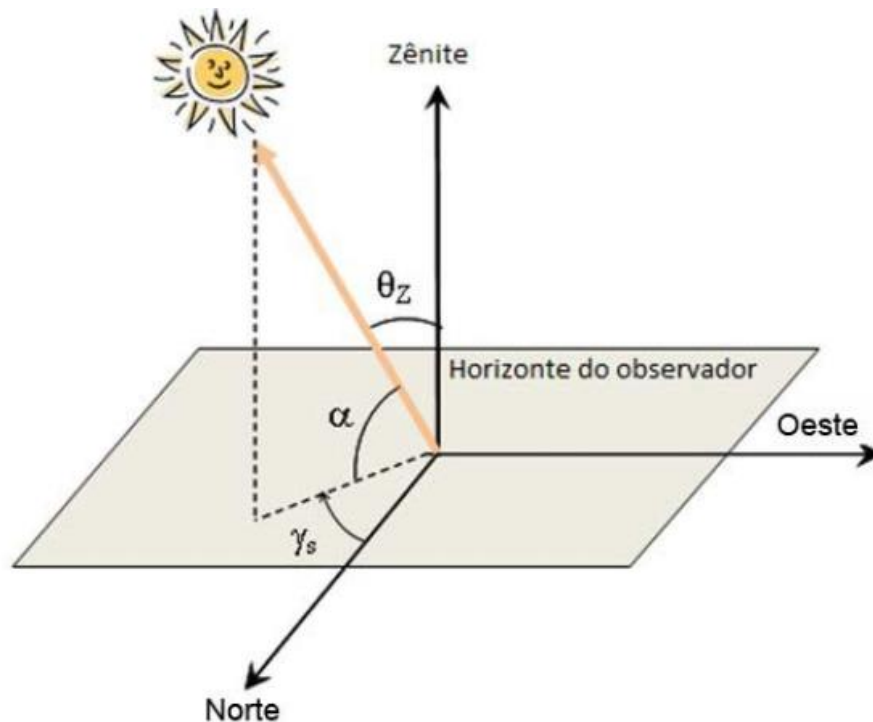
Denomina-se de irradiância extraterrestre a radiação que atinge o topo da camada atmosférica, tendo sua unidade definida em (W/m^2). A distância entre a Terra e o Sol (unidade astronômica l_0) varia devido à excentricidade da trajetória elíptica descrita pela Terra em torno do sol, exercendo efeitos sobre a irradiância extraterrestre.

Define-se a densidade de fluxo incidente sobre a superfície terrestre perpendicular aos raios solares como a irradiância. Na distância média dos eixos da elipse entre Terra e sol, com valor de ($l_0 = 1.367 W/m^2$), tem-se a constante solar (PINHO, 2014).

2.2.2 Ângulos da dinâmica entre Sol e Terra

Alguns dos principais ângulos de incidência dos raios solares sobre a superfície da Terra são apresentados na Fig. 7:

Figura 7 - Principais ângulos de incidência da radiação solar.



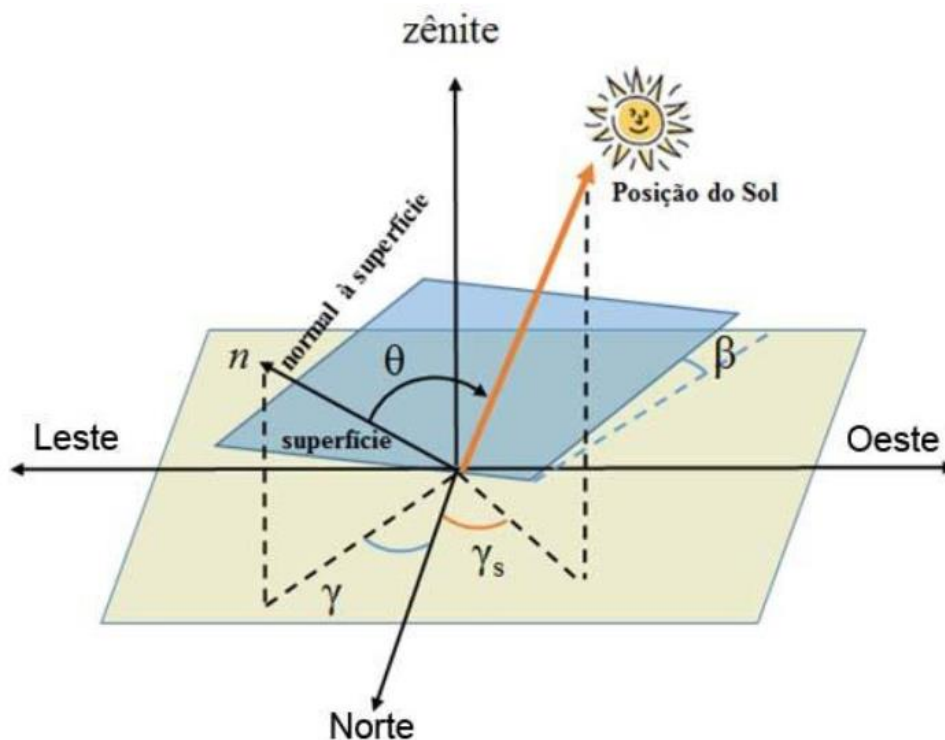
Fonte - Pinho e Gaudino, (2014).

Na Fig. 7, tem-se os ângulos altura ou elevação (α), azimutal do Sol (γ_s) e zenital (θ_z). O ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local é chamado de zenital (θ_z); o ângulo formado entre os raios do Sol e o horizonte do observador é chamado altura ou elevação (α); e o ângulo entre as projeções dos raios do Sol no

plano horizontal e a direção norte é chamado de ângulo azimutal do Sol (γ_s), variando entre -180° e $+180^\circ$.

Na Fig. 8, são apresentados os ângulos, azimutal da superfície (γ), de inclinação da superfície de captação (β) e ângulo de incidência (θ). O ângulo entre a projeção da normal na superfície horizontal e a direção norte é chamado de ângulo azimutal da superfície (γ). O ângulo entre a superfície em questão e o plano horizontal, chamado de Inclinação da superfície de captação (β) tem valores entre $[0^\circ, 90^\circ]$. O ângulo entre os raios do Sol e a reta perpendicular à superfície de captação é chamado ângulo de incidência (θ).

Figura 8 - Ângulos de referência na incidência da radiação solar sobre a Terra.

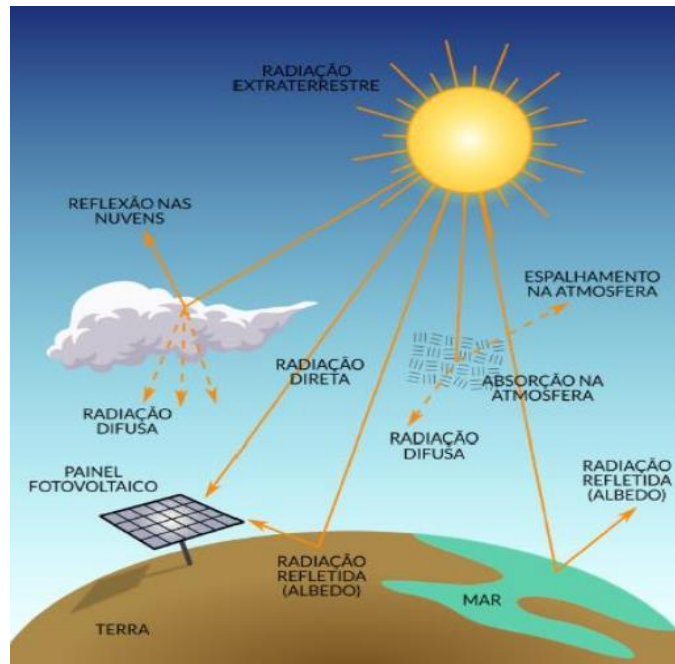


Fonte - Pinho e Gaudino, (2014).

2.2.3 Radiação na superfície da Terra

A potência da radiação incidente sobre a superfície terrestre sofre diversas interferências desde o topo da atmosfera até a superfície do planeta. Estudos estimam que dos 54 % da irradiância incidente no topo da atmosfera são refletidos 7% e chega 47% à superfície. O restante é absorvido ou refletido pela atmosfera (PINHO, 2014). A Fig. 9 ilustra as componentes de radiação distribuídas na atmosfera e incidentes sobre uma superfície, painel fotovoltaico.

Figura 9 - Componentes da radiação solar.



Fonte - Tiepolo et al. (2017).

As componentes de radiação que chegam à superfície terrestres, através da atmosfera, podem ser divididas em componente direta e difusa. A componente direta é a proveniente direto do sol, a difusa corresponde à radiação que sofreu espalhamento pela atmosfera. Em um dia de céu limpo, sem nuvens, estima-se 20% de radiação difusa incidente na superfície, podendo chegar a 100% em dias nublados. Ou seja, em dias nublados não há radiação direta. Uma terceira componente pode ser observada, em casos de superfície inclinada, resultante da reflexão das superfícies vizinhas que formam a componente chamada albedo (PEREIRA et al., 2017; PINHO, 2014).

A variabilidade e incertezas dos recursos ambientais tornam as previsões e estimativas da geração de energia solar fotovoltaica um campo sensível. As metodologias de estimativa da energia gerada são objeto de normas como o conjunto de normas IEC-61724.

2.2.4 Medição da radiação solar

Medições das componentes de radiação global quanto das suas componentes difusa e direta podem ser realizadas em estações meteorológicas instaladas em solo ou gerados a partir de modelos aplicados a registros gerados por satélites. Os dados de medição são necessários para estimativas de valores históricos capazes de

propiciar previsões de geração de energia solar e dimensionamento de sistemas de geração.

As medições possibilitam a obtenção do valor instantâneo do fluxo de energia incidente sobre uma área, o que denomina-se de irradiância, quando integra-se essa irradiância ao longo de um período passa-se a ter o valor da energia gerada no período de integração, denomina-se essa energia de irradiação (OLIVEIRA, 2017).

Os instrumentos mais utilizados na medição da irradiação são o pireliômetro e o piranômetro, o primeiro para medidas da irradiação direta e o segundo para medidas da irradiação global. O piranômetro pode ser do tipo fotovoltaico ou do tipo termoeletrico. O piranômetro termoeletrico faz uso de uma termopilha como sensor, essa fica concêntrica a duas semiesferas de vidro. Esse aparelho é utilizado para medir a irradiância solar global, direta mais difusa, no plano horizontal.

Quanto ao princípio de funcionamento, o aparelho faz a medida da energia radiante que é absorvida por um disco pintado de preto e branco, sob redomas de vidro protetoras. A superfície de detecção reside em cima de uma estrutura de termopilha e quando o calor gerado pela radiação solar circula por essa termopilha um sinal de voltagem é gerado através da pilha. Essa pequena voltagem é diretamente proporcional à radiação do Sol absorvida. A Fig. 10 exibe um Piranômetro com termopilha.

Figura 10 - Piranômetro Termoeletrico.



Fonte: Pinho e Gaudino, (2014).

O processo de amostragem pode ser feito, por exemplo, a cada 5 segundos, calculando-se a cada 60 segundos uma média (de 12 valores de amostragem) e ao

final de cada hora (3600 s) realizar o somatório destas médias, a qual é lançada como o total de radiação solar global daquela hora. Os registros horários das medições em solo do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), os valores de radiação são apresentados em kJ/m^2 (INMET, 2021).

A norma ISO 9060 classifica os instrumentos em três categorias de precisão denominados padrão secundário, primeira classe e segunda classe. A World Meteorological Organization (WMO) classifica os instrumentos como de alta qualidade tendo erro máximo de 2%; boa qualidade com erro máximo de 5% e qualidade razoável, com 10% de erro.

2.2.5 Estações Solarimétricas

Um amplo conjunto de instrumentos de medição compõe uma Estação Solarimétrica. Esses instrumentos medem as variáveis ambientais de interesse como a temperatura ambiente, umidade e velocidade do vento. Um dos principais parâmetros a se medir, relacionado à geração de energia solar, é a radiação global e suas componentes direta e difusa.

É possível identificar modelos e padrões de estações solarimétricas adotadas em projetos como o Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) coordenado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) a partir de 2004. O projeto foi desenvolvido para implementar uma rede física e de pessoal em parceria com universidades brasileiras para melhorar as bases de dados dos recursos de energia renovável, eólica e solar (PEREIRA et al., 2017).

A Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) configura um padrão próprio, padrão EPE. O padrão EPE está voltado para habilitação da participação de empreendimentos de usinas solares fotovoltaicas (UFV) nos leilões de energia (EPE, 2021).

O Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), vinculado ao Ministério da Agricultura, possui banco de dados meteorológicos próprio em forma digital, com informações diárias coletadas desde 1961. O sistema de informação do INMET permite acesso a esses dados. Os dados são coletados de estações em solo a exemplo da estação automática A101 Manaus, instalada nas coordenadas geográficas (-3.103° sul e -60.015° oeste).

A estação A101 mensura e registra variáveis como temperatura (T_a) ($^\circ\text{C}$), umidade relativa (RH) (%) e velocidade do vento (W_s) (m/s). A temperatura, média

horária, é coletada através de termômetro da marca Vaisala, modelo QMT102. As medições realizadas seguiram o seguinte princípio de funcionamento:

[...] a medição de uma resistência de platina usando uma corrente de excitação de 1 mA e medições da tensão sobre um elemento Pt100 e um resistor de referência de 100 ohms. A linearização do Pt100 é realizada pelo software. Ocorre uma amostragem a cada 5 segundos e a cada 60 segundo é calculada uma média (de 12 valores de amostragem), ao final de cada hora (3600 s) é calculada outra média, a qual é lançada como valor instantâneo. O software também lança valores máximos e mínimos de cada hora.” (INMET, 2021, p 1).

O equipamento usado para medir a Umidade Relativa do Ar é um Higrômetro da marca Vaisala, modelo QMH101, que segue o seguinte princípio de funcionamento:

[...] a medida da capacitância de uma fina película de polímero capacitiva, o sensor HUMICAP180. Ocorre uma amostragem a cada 5 segundos e a cada 60 segundo é calculada uma média (de 12 valores de amostragem), ao final de cada hora (3600 s) é calculada outra média, a qual é lançada como valor instantâneo (INMET, 2021, p. 1).

O aparelho usado nas medições da velocidade do vento é um Anemômetro da marca Vaisala, modelo WAA15. O equipamento seguiu o seguinte princípio de funcionamento:

[...] o anemômetro de concha rotativa que usa um circuito *chopper* (interruptor) optoeletrônico para determinar a velocidade de rotação do eixo da concha. Quando girado pelo vento, o disco *chopper* fixado ao eixo da concha interrompe um raio de luz infravermelha 14 vezes por revolução. Isso é detectado por um fototransistor que gera uma saída de frequência de pulso. A frequência de saída gerada é cerca de 1 Hz por 0,1 m/s (= resolução para este sensor). Portanto, para um vento de 10 m/s a saída é de cerca 100 Hz (100 pulsos por segundo). Ocorre uma amostragem uma vez por segundo, e ao final de cada hora é lançado um valor médio dos últimos 10 minutos. (Medida efetuada a 10 metros de altura) (INMET, 2021, p. 2).

O sensor utilizado para medição da radiação solar piranômetro com termopilha faz, conforme manual fornecido pelo INMET, as medições conforme descrito:

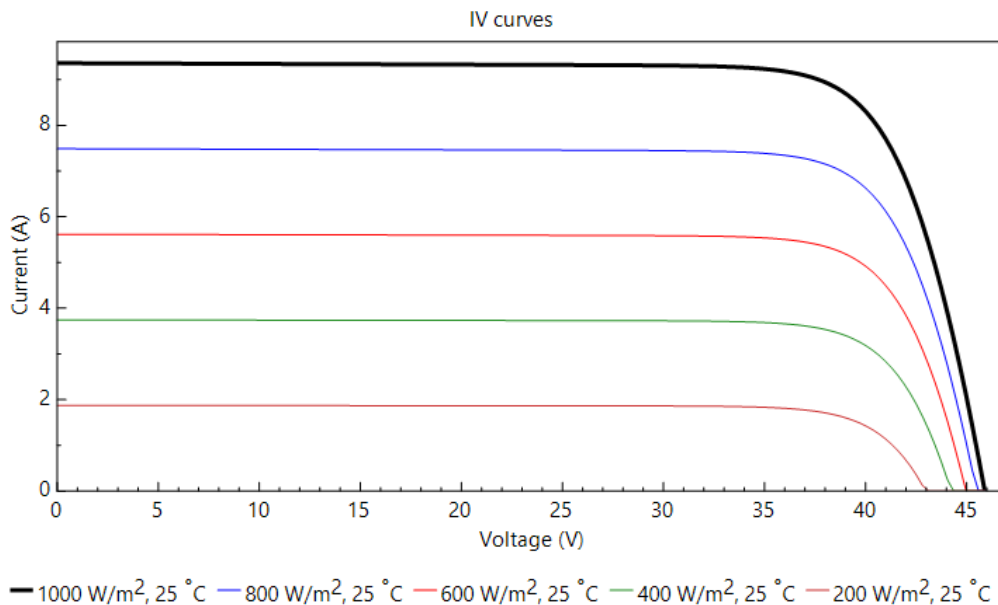
[...] uma amostragem em períodos de unidades de segundos, a cada 60 segundo é calculada uma média (de 12 valores de amostragem), ao final de cada hora (3600 s) é feito um somatório destas médias, a qual é lançada como o total de radiação solar global daquela hora (INMET, 2021, p. 2).

Dessa forma, a irradiação global de céu claro, para um determinado intervalo de tempo, é calculada como uma soma cumulativa da irradiância instantânea no tempo (PEREIRA; TIEPOLO; ROMANELI, 2021).

2.2.6 Variáveis meteorológicas a partir de satélites

A compreensão dos processos físicos envolvidos nas células fotovoltaicas e sua interação com a luz conduz a atenção de parte das pesquisas para o recurso solar. Uma das variáveis ambientais de maior impacto na conversão fotovoltaica é a radiação solar. A corrente gerada pela célula fotovoltaica é muito sensível às variações na intensidade da irradiância. A Fig. 11 apresenta a variação de corrente simulada para cada intensidade de irradiância utilizando-se modelo computacional com os parâmetros do módulo fotovoltaico utilizado no SFVCR do IFAM CMC.

Figura 11 - Efeitos da irradiância sobre a corrente do módulo fotovoltaico.



Fonte - Elaborado pelo autor no SAM a partir dos dados do módulo (2022).

Dessa forma, as técnicas e precisão das medições de dados de irradiação são fundamentais para os processos de previsão da geração de energia solar fotovoltaica. Processo de geração de dados ambientais em locais remotos, onde não há estação meteorológica em solo, podem ser realizados por aplicação de modelos baseados em dados de satélites.

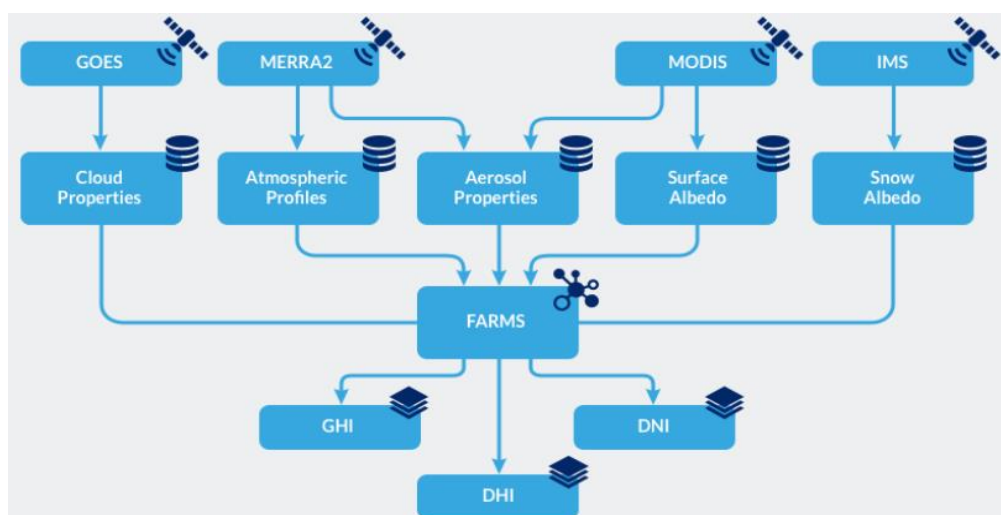
Bases de dados como o *National Solar Radiation Database* (NSRDB) do National Renewable Energy Laboratory (NREL), atualmente, fazem uso de

modelagem usando medições multicanais de satélites geoestacionários. O NSRDB é uma coleção com séries de valores de dados arquivados a cada hora ou em meia hora das três medições mais comuns de radiação solar (global horizontal, direta normal e irradiação horizontal difusa) incluindo outros dados meteorológicos (NREL, 2022).

Os dados do NSRDB são usados para estimar a quantidade de energia solar que esteve historicamente disponível em um determinado momento e local, com dados já disponíveis para diversas localidades do mundo. A aplicação de modelos com dados de longo prazo do NSRDB possibilita prever a potencial disponibilidade de energia solar em um local com base em informações passadas. Os dados históricos possibilitam o cálculo dos dados do ano meteorológico típico (TMY), esses dados podem ser derivados dos conjuntos de dados das séries de dados do NSRDB. Os conjuntos de dados do NSRDB podem incluir dados espectrais, calculados sob demanda com base nas especificações do usuário de inclinação e orientação (NREL, 2022).

Utilizando conjuntos de satélites para coleta de dados específicos e aplicação de modelos, a exemplo do modelo de irradiância com bandas curtas em superfície inclinada *Fast All-sky Radiation Model for solar applications with Narrowband Irradiances on Tilted surfaces* (FARMS-NIT), são gerados dados de irradiação global horizontal, direta normal e difusa (NREL, 2022). A Fig. 12 apresenta o fluxo de dados do processo de produção das componentes de irradiação.

Figura 12 - Fluxo de dados no cálculo das componentes de irradiância.



Fonte - NREL, (2022).

As iniciativas em torno da questão dos dados de radiação solar em localidades sem disponibilidade de estações meteorológicas em solo encontraram esforços no Brasil representado pelos trabalhos realizados no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), viabilizando acesso a dados de radiação no território nacional.

O Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) publicou o Atlas Brasileiro de Energia Solar, já em sua segunda edição, resultando do trabalho de cooperação entre diversas instituições brasileiras. O conjunto de dados contam com mais de 17 anos de informações parametrizadas por modelo de transferência radiativa, a exemplo do BRASIL-SR. O modelo BRASIL-SR foi desenvolvido considerando a climatologia e condições atmosféricas sazonais típicas observadas no Brasil. O esforço visou a melhoria da confiabilidade e acurácia da base de dados, de acesso público, incluindo cenários de emprego de tecnologias solares diversas (PEREIRA et al., 2017).

O modelo desenvolvido pelo LABREN faz uso de dados de satélite, dados de cobertura de nuvens a partir de imagens digitais provenientes do satélite geoestacionário GOES. O modelo faz uso de dados topográficos, do albedo, da temperatura, umidade relativa e visibilidade atmosférica. A validação dos resultados produzidos foi realizada por comparação estatística com dados de estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) (PEREIRA et al., 2017).

O LABREN disponibiliza, por meio do Atlas Brasileiro de Energia Solar, os dados do ano meteorológico típico de irradiação global horizontal, irradiação no plano inclinado, irradiação direta normal e irradiação difusa, para todo o território nacional e acessíveis na página eletrônica do LABREN.

2.3 MÉTODOS DE AVALIAÇÃO DE ENERGIA

Uma das variáveis de saída de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica é a energia produzida. Diversos parâmetros de um sistema fotovoltaico podem ser aferidos, mas, por ser um insumo comercializável, a energia produzida ganha importância como resultado de um investimento em sistema de geração fotovoltaica, indicando também a condição de operação do sistema.

Diversas metodologias são aplicáveis no processo de avaliação de um sistema de geração fotovoltaico, a exemplo de técnicas de medição e geração de

curvas I-V como forma de diagnóstico da condição de operação de uma planta. Existem também técnicas de comparação da energia medida com a energia esperada de uma planta fotovoltaica.

As diversas metodologias apresentam particularidades que podem depender da percepção crítica do avaliador sobre a melhor técnica a se aplicar em cada caso. No processo de geração da curva I-V, por exemplo, a tecnologia instrumentada possibilita a medição da temperatura de uma célula e da irradiação global horizontal no plano dos painéis em algum ponto da planta. A exatidão proporcionada pela medição *in loco* é um fator de confiabilidade, considerando a suposição de que a célula da qual se mede a temperatura esteja com a temperatura próxima da média das demais. Questionamento que pode ser feito também sobre a medição pontual da irradiação, para grandes plantas.

Outras formas de se estudar a condição operativa de uma planta fotovoltaica são descritos na literatura e fazem uso de técnicas diferentes para se obter a temperatura de operação das células e da irradiação incidente sobre os painéis. Neste trabalho, pretende-se fazer uso de método de avaliação baseado na energia gerada em uma planta, SFVCR do IFAM CMC, comparando-se a energia produzida com a energia esperada do sistema.

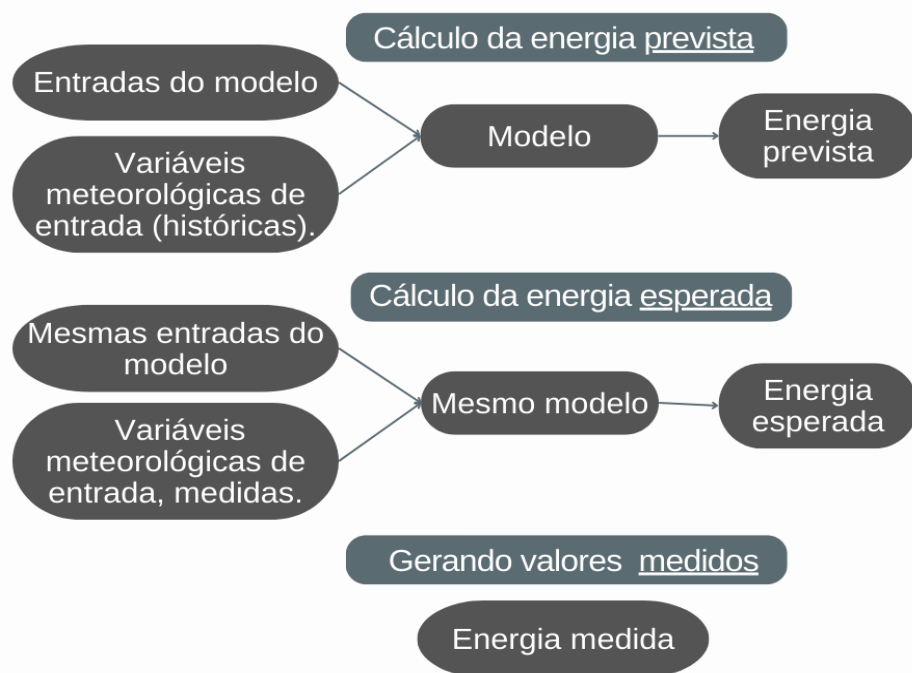
Os dados históricos de irradiação possibilitam a previsão da geração de energia em um dado sistema de geração de energia solar fotovoltaica, propiciando previsões da energia gerada para sistemas instalados em localidades específicas. Haja vista a variabilidade temporal dos valores de irradiação entre os diferentes anos, uma avaliação da condição de operação de uma planta fotovoltaica, comparação do que foi gerado com o que se espera que a planta esteja gerando, traz à luz a importância de dados de irradiação para os períodos específicos de coleta dos dados de geração de um SFVCR. Com esses dados de variáveis ambientais pode-se obter os valores de geração de energia esperados a serem contrastados com os valores e energia gerados.

Normas como a IEC-61724-3 apresentam metodologias para avaliação da energia produzida por uma planta fazendo uso das energias prevista, esperada e gerada. A técnica descrita na norma sugere modelos para cálculo da temperatura mais próxima do conjunto das células solares, por meio de valores de temperatura do ar, velocidade do vento e umidade relativa. Já para a irradiação é sugerido o uso de dados de satélite ou de estações meteorológicas próximas.

A técnica sugerida pela norma pode apresentar vantagens operacionais pela praticidade da determinação das variáveis de entrada e propiciar valores mais próximos de uma temperatura e irradiação capazes de representar o conjunto das células da planta, conforme sugerido pela norma. Para a extensão de uma planta ou painel supõem-se baixa variabilidade dos valores de umidade, velocidade do vento ou temperatura ambiente, resultando em possível menor discrepância da temperatura calculada para o conjunto das células fotovoltaicas quando comparado à temperatura medida em uma célula aleatória.

Uma síntese da metodologia de avaliação da energia e diagnósticos da condição de operação de uma planta fotovoltaica sugerida pela IEC-61724-3 é apresentada no diagrama esquemático da Fig. 13.

Figura 13 - Diagrama das energias prevista, esperada e medida e as entradas de dados meteorológicos.



Fonte - Elaborado pelo autor a partir de IEC-61724-3 (2022).

Os procedimentos de cálculo das métricas relacionadas ao desempenho do sistema de geração fotovoltaica em estudo são apresentados na seção 3 e os resultados do estudo realizado apresentados e discutidos na seção 4. Variáveis de mérito, para avaliação e comparação de sistemas fotovoltaicos, aplicáveis a partir da abordagem supracitada e utilizadas nesse estudo, são apresentadas na próxima subseção e detalhadas na seção 3, conforme proposta da norma referenciada.

2.3.1 Índices de mérito

Estudos e diagnósticos da operação de sistemas fotovoltaicos pode ser realizada através dos índices de mérito, mesmo os sistemas tendo potências nominais e locais de instalação diferentes (CREMASCO et al., 2021; URBANETZ; CASAGRANDE; TIEPOLO, 2014). Com os valores de irradiação incidente e da energia gerada pode-se calcular os índices de mérito de um SFVCR. Entre os índices tem-se a produtividade (*Yield* - Y); a taxa de desempenho (*Performance Ratio* - PR) e o fator de capacidade (FC).

A produtividade geralmente é calculada para um ano de operação, mas também pode ser calculado para os meses do ano. Estabelece uma relação entre a energia gerada em (kWh) e a potência FV instalada (kWp). A grandeza pode ser calculada pela Eq. 8.

$$Y = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência FV}} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \right) \quad (8)$$

A taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR) pode ser calculada para um ano de operação ou um mês específico. A taxa de desempenho expressa a relação entre a produtividade (kW.h/kWp) e a quantidade de horas de Sol a 1.000 W/m². A Eq. 9 apresenta essa grandeza.

$$PR = \frac{\text{Yield}}{\text{Irradiação}/1000} (\%) \quad (9)$$

O fator de capacidade é o índice de mérito que expressa a capacidade real de geração de energia com relação a energia que um sistema geraria se operasse em sua potência nominal por 24 horas/dia. É expresso em percentual. A Eq. 10 apresenta essa grandeza.

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada}}{\text{Potência FV} \cdot 24 \text{ dias}} (\%) \quad (10)$$

Os índices de mérito são importantes ferramentas no estudo de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, cabendo em muitos casos viabilizar formas de prospecção dos dados para o cálculo dos índices.

2.4 PREVISÕES, MODELOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Aplicações de recursos digitais com alta velocidade de processamento e armazenamento, com capacidade de emular sistemas complexos através de códigos específicos, abriu caminho para novas aplicações de modelos mais complexos na simulação de situações reais. Os modelos matemáticos desenvolvidos no estudo do comportamento de sistemas fotovoltaicos puderam compor novas ferramentas de projeto e previsão do funcionamento desses sistemas.

2.4.1 Modelos matemáticos

Conceitos de modelos e modelagem podem caracterizar o processo que busca descrever fenômenos naturais pela formulação de ferramentas obtidas de processos matemáticos que evidenciem o comportamento ou desempenho de sistemas. Uma definição interessante do termo pode ser a de que um modelo é a descrição de representações simplificadas que se faz sobre a realidade ou sua suposição. Dessa forma a modelagem consiste no processo de produzir um modelo, uma representação de fenômenos cientificamente estudados. Um processo que organiza situações-problema traduzindo para uma linguagem simbólica, matemática, algum fenômeno em determinado contexto expressa um modelos (CHAVES, 2014). Atualmente os modelos, representações ideais de sistemas, são aceitos e usados na ciência moderna. Sendo parte das práticas científicas tanto os modelos quanto os processo de modelagem. Embora a modelagem não seja algo novo, os avanços das tecnologias da informação possibilitaram a ampliação do uso de modelos. Os modelos de interesse dessa trabalho são os simbólicos, descrição de algo por símbolos convencionais, expressões, formulas, equações ou inequações matemáticas formatando um novo conceito ou representação (MARES, 2019).

A fundamentação de teorias ou métodos científicos através de modelos, atualmente, é considerada essencial em diversos campos das ciências. Cabe destacar que as expressões ou modelos matemáticos adquirem sentido à luz dos conceitos e funcionalidades teóricas envolvidas na sua concepção. Visto como um elo entre a teoria matemática e fenômenos do cotidiano, os modelos são uma opção na formação em engenharia com pensamento crítico e sistêmico (MARES, 2019; PLAZA, 2017).

2.4.2 Modelos e Sistemas Fotovoltaicos

A localização geográfica do Brasil torna a geração de energia fotovoltaica uma das mais promissoras, haja vista os elevados níveis de radiação solar comparado a outras localidades do planeta (PEREIRA *et al.*, 2017).

As medidas de regulamentação da mini e microgeração por Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR) no país incluíram a Normativa nº 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Com o mecanismo de compensação de energia, *net-metering*, a energia produzida e injetada na rede é convertida em créditos compensáveis por unidades consumidoras de mesmo (CPF ou CNPJ), em faturas subsequentes em até 60 meses. Dessa forma, o consumidor tem a possibilidade de atuar como produtor de energia, porém o SFVCR, antes de sua conexão, precisa atender a requisitos normativos e de segurança inspecionado pela concessionária local. Observa-se, portanto, a importância do dimensionamento e da existência de parâmetros ótimos para um SFVCR, de modo que as previsões se aproximem com significativo grau de certeza das necessidades do consumidor.

As possibilidades e limitações do padrão adotado no Brasil ressaltam a importância das previsões do desempenho do SFVCR através do dimensionamento e atendimento às exigências burocráticas e normativas. Além das exigências legais existem riscos financeiros a serem avaliados, necessitando de estudo do rendimento energético e dimensionamento do sistema fotovoltaico. Nesse processo de previsão modelos são utilizados para definir o desempenho do SFVCR (MARES, 2019; ROBERTS; ZEVALLOS; CASSULA, 2017).

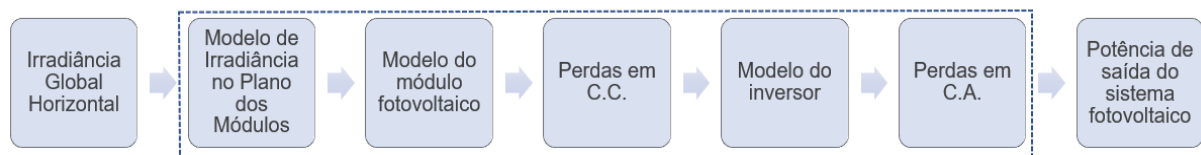
Os sistemas fotovoltaicos podem assumir configurações específicas quando projetados para conexão à rede de distribuição ou operação isolada da rede. Independente da forma como se configura, estes serão compostos por painéis constituídos de combinações (serie/paralelo) de módulos fotovoltaicos.

O processo de conversão da energia solar em elétrica pode ser modelado por conjuntos de equações. A representação dos processos reais de SFVCR através de modelo matemáticos constitui ferramenta básica para os processos de simulações, análises e previsões em cada situação específica. Processos desenvolvidos por meio de *softwares* específicos, os quais aplicam modelos de previsão das etapas do processo de conversão. A precisão ou exatidão dos modelos em uso nos *softwares* disponíveis no mercado tem limitados estudos de verificação e em sua maioria não

inclui comparação com dados reais, empíricos. Constituinto assim fator de incerteza, pois em geral os projetistas assumem os resultados simulados como reais, desconsiderando as variabilidades dos submodelos (MARES, 2019; OLIVEIRA, 2017).

Os níveis de incertezas do processo de conversão residem tanto na estimativa da irradiância solar quanto na estimativa da energia elétrica gerada a partir da irradiância. Neste trabalho busca-se o estudo de caso específico com medição das condições reais de operação de um SFVCR comparado ao desempenho teórico, resultante da aplicação de modelos. Mantem-se como foco a geração em corrente contínua, haja vista envolver os componentes mais impactados pelas condições de operação ambiental. Dessa forma o estudo abordará o desempenho do sistema, incluindo as perdas CC estimadas por modelos e comparado a medições de um sistema em operação. Conforme Fig. 14, busca-se situar a pesquisa nos resultados verificados, energia gerada, incluindo-se as perdas em CC (DC *Derates*), ou seja, na entrada dos inversores.

Figura 14 - Layout da modelagem por etapa de um SFVCR.



Fonte - Adaptado de Roberts; Zevallos; Cassula, (2017)

O uso de programas para previsão da geração fotovoltaica possibilita a aplicação conjunta dos modelos das etapas ilustradas na Fig. 14, possibilitando uma estimativa mais abrangente. Grande parte dos programas computacionais utilizam modelos matemáticos provenientes da literatura para o processamento. Alguns desenvolvedores explicitam esses modelos e suas possíveis adequações. Dessa forma busca-se uma revisão dos programas aplicados às energia renováveis mais conhecidos.

2.4.3 Softwares de simulação

Diversos laboratórios e universidades já se dedicaram ao desenvolvimento de metodologias de simulação de sistemas fotovoltaicos. Um dos pioneiros na produção de *softwares* para esse fim foi o SANDIA *Laboratories* (EUA) junto com a

Universidade do Arizona. Outros programas produzidos no mesmo período foram o *L'ECOLE des MINES* de Paris; ASHLING, da *University College CORK* da Irlanda. Atualmente são disponibilizados diversos programas para simular sistemas fotovoltaicos. São basicamente diferenciados pelas metodologias de cálculo, modelagem, linguagem de programação aplicada e variáveis aplicadas. Principalmente os modelos matemáticos utilizados e a qualidade dos dados de entrada, repercutirão na precisão dos resultados simulados (MARES, 2019).

Atualmente, entre as ferramentas computacionais em amplo uso na previsão e análise de sistemas fotovoltaicos tem-se: *System Advisor Model (SAM)*, PV*SOL, PVsyst, PVWatts.

O PVWatt foi criado pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Oferece as funcionalidades de estimativa da produção de energia permitindo a comparação com outros sistemas. Tem como principal crítica a ausência de fatores como a possibilidade de aplicação a grandes sistemas, bancos de baterias ou cálculo de performance (TOZZI; JO, 2017).

O PV*SOL foi projetado pela *Valentin Company* para SFVCR, sistemas isolados e híbridos. Possibilita o dimensionamento, simulações dinâmicas e análise de desempenho. São apontadas limitações quanto às possibilidades de detalhamento dos projetos (MARES, 2019).

O PVsyst é aplicado para sistemas fotovoltaicos, muito utilizado em pesquisas, trabalhos de arquitetura ou engenharia. Os resultados são apresentados por meio de tabelas, gráficos ou relatórios. O dimensionamento de diferentes tamanhos de sistemas é possível no modelo utilizado pelo programa. A acurácia do programa pode ser prejudicada pelas entradas solicitada nas simulações (MARES, 2019; TOZZI; JO, 2017).

Diversas iniciativas já foram tomadas no Brasil, no sentido de desenvolver *softwares* relacionados a sistemas fotovoltaicos. A Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) através do seu Laboratório de Energia Solar desenvolveu o SOLARCAD. O programa auxilia no dimensionamento de sistemas solares e térmicos solares. O RADIASOL, também da UFRGS, auxilia na conversão da irradiância para os valores correspondentes ao plano dos módulos. Outras iniciativas como o SunoUFMG propõem a previsão da produção de energia em SFVCR e análise de viabilidade (MARES, 2019; OLIVEIRA;, 2017).

Haja vista a importância do uso de modelos e ferramentas computacionais, *softwares*, para previsão e projeto de sistemas fotovoltaicos, o desempenho desses toma importância. Diversas iniciativas já foram realizadas para avaliar as ferramentas computacionais, comparando o desempenho das simulações com valores reais medidos, a Sol real, investigando-se a própria confiabilidade do modelo e do *software*. Entre os *softwares* testados tem-se o SAM, considerado capaz de prever com precisão a geração de energia, porém requerendo cuidados quanto a perdas relacionadas à radiação solar (CAMERON; BOYSON; RILEY, 2008). No presente trabalho, os modelos processados nos programas SAM e PVSyst devem ser utilizados nas previsões de resultados de uma planta fotovoltaica e comparados aos reais resultados provenientes de medições.

O SAM foi produzido pelo NREL, auxilia na tomada de decisões relacionadas à indústria de energia renovável, projetos, análises políticas ou financeiras e pesquisas. O *software* realiza estimativas e previsões de desempenho oferecendo dados de custo da energia para SFVCR. O modelo empregado permite aplicação em projetos de SFVCR ou isolados, aquecimento solar, geração eólica, biomassa ou geotérmica. Projetos com a integração de diversas fontes (híbridos) ainda não são possíveis no *software*, representando uma limitação (MARES, 2019; TOZZI; JO, 2017).

O SAM utiliza, opcionalmente, quatro submodelos nas estimativas da potência contínua de saída dos módulos. Dois dos modelos possibilitam ao usuário alterar especificações dos equipamentos, permitindo ao projetista a utilização de componentes não atualizados na base de dados do *software*. O *California Energy Commission (CEC) Performance Model with Module Database* é um submodelo do SAM que possibilita customização dos parâmetros de entrada dos módulos fotovoltaicos. Trata-se de uma implementação a partir do modelo de circuito equivalente de diodo De Soto; Klein; Beckman, (2006); Duffie; Beckman; Mcgowan, (2013). O submodelo possibilita utilizar parâmetros de referência fornecidos pela CEC ou fornecer os próprios dados de entrada dos módulos. Esse é o submodelo de desempenho da CEC com o cálculo dos parâmetros do módulo fotovoltaico a partir dos dados fornecidos pelos fabricantes, possibilitando usar parâmetros para módulos não presentes na biblioteca do CEC (DOBOS, 2012).

Um resumo comparativo entre as funcionalidades das ferramentas classificadas como de simulação, voltadas para as energias renováveis, é apresentado na Fig. 15.

Figura 15 – Atributos das ferramentas de modelagem de energias renováveis.

	Simulação	Otimização	Fotovoltaica	Eólica	Biomassa	Banco de baterias	Modelagem residencial	Modelagem distrital	Modelagem regional	Modelagem tecnológica consecutiva	Finanças	Performance	Gratuito	Modelagem de grandes plantas	Ferramentas básicas	Ferramentas avançadas
SAM	x		x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x
CREST	x		x	x	x		x	x			x		x		x	
PVWatts	x		x				x				x		x		x	
PVsyst	x		x				x	x			x	x			x	x
Windographer	x			x			x					x			x	x
Windpro	x			x				x						x		x
RETScreen	x		x	x	x		x				x	x	x		x	x
Helioscope	x		x			x	x	x			x	x			x	x
REopt	x	x	x	x	x	x		x		x	x	x		x		x
HOMER	x	x	x	x	x	x		x		x	x	x		x		x
Gatecycle	x				x			x				x		x		x
ReEDS	x		x	x	x				x	x	x	x	x	x		x
EnergyPLAN	x		x	x	x	x			x	x	x	x	x	x		x
KomMod	x		x	x	x	x			x	x	x	x	x	x		x

Fonte – Adaptado de Tozzi; Jo, (2017)

Apresenta-se na Fig. 15 um total de doze das ferramentas mais utilizadas na atualidade e treze atributos avaliados. A existência do atributo para a respectiva ferramenta é assinalado pelas caixas em verde e com um X (TOZZI; JO, 2017).

2.4.4 Modelos do System Advisor Model

A expansão do uso de tecnologias fotovoltaicas necessita de boas estimativas de geração para as diversas localidades de instalação. Essa necessidade desencadeia esforços como o desempenhado pelo Departamento de Energia dos EUA, Laboratório Nacional de Energias Renováveis e Laboratório Nacional Sandia, culminando no desenvolvimento do *System Advisor Model* (SAM). As previsões e

simulações proporcionadas pelo *software* citado envolve submodelos de três tipos incluindo submodelos de radiação, desempenho de módulos e inversores.

Os dados de radiação do programa são aplicados ao submodelo de radiação em formato *Typical Meteorological Years* (TMY), incluindo dados históricos de radiação horizontal total, irradiação direta e difusa horizontal. Para a conversão desses valores de energia na energia incidente sobre o plano dos módulos são aplicados modelos de radiação. No SAM, são incluídos quatro submodelos de radiação, os quais calcula a irradiância no plano dos módulos a partir dos valores de radiação total e direta do TMY. Os modelos disponíveis são: Perez, Hay e Davies, Reindl e Isotropic Aky (GILMAN, 2015).

O submodelo de desempenho dos módulos fotovoltaicos, baseia-se no circuito equivalente de diodo único. O modelo emula o comportamento das células solares baseando-se em parâmetros específicos. A partir dos pontos de curto-circuito, máxima potência e circuito aberto Krenzinger (2001, apud Oliveira, 2017, p.64) apresentou um modelo capaz de determinar parâmetros como resistência série, paralela, corrente fotogerada, corrente de saturação reversa e fator de idealidade do diodo, a partir do circuito equivalente do diodo.

O modelo de cinco parâmetros apresentado por De Soto; Klein; Beckman, (2006) pode ser aplicado para as tecnologias Si-c, Si-p, CIS e CdTe. Esse modelo representa o circuito equivalente da célula fotovoltaica através da Eq. 11.

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+I.R_s}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V+I.R_s}{R_{sh}} \quad (11)$$

O modelo considera um fator de idealidade modificado do diodo (α). Através dos dados fornecidos pelos fabricantes dos módulos (V_{OC} , I_{SC} , $P_{m\acute{a}x}$) nas Condições Padrão de Testes (STC) e de métodos matemáticos iterativos (Newton-Raphson) é possível calcular os cinco parâmetros do modelo de De Soto.

Para o presente trabalho deve-se explorar também o modelo da California Energy Commission (CEC), com parâmetros dos módulos gerados pelos coeficientes de geração do SAM a partir das especificações de entrada do modelo. Esse modelo implementado no SAM é baseado no circuito equivalente de diodo único de um modulo fotovoltaico (DOBOS, 2014).

O *software*, através de especificações fornecidas, pode gerar coeficientes das especificações do módulo. A tabela 1 apresenta as variáveis do submodelo do módulo e a tabela 2 as cinco especificações e seis parâmetros de entrada do modelo CEC.

Tabela 1 – Variáveis do submodelo do módulo

Símbolo	descrição / Nome
Entradas	
G_b	irradiância direta
G_d	Irradiância difusa
G_r	Albedo
T_{dry}	Temperatura de bulbo seco
v_w	Velocidade do vento
Z	Ângulo de zênite
h	Altitude
β_s	Ângulo de inclinação do módulo
γ_s	Ângulo do azimute
AOI	Ângulo de incidência
h_r	Hora local
Saídas	
P_{dc}	Potência do módulo
V_{dc}	Tensão do módulo
I_{dc}	Corrente do módulo
η_m	Eficiência do módulo
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
I_{sc}	Corrente de curto-circuito
T_c	Temperatura da célula

Fonte – adaptado de Gilman, (2015)

Tabela 2 Variáveis do modelo CEC

Símbolo	Descrição/nome
Entradas	
$I_{mp,ref}$	Corrente de máxima potência
$V_{oc,ref}$	Tensão de circuito aberto
$I_{sc,ref}$	Corrente de curto-circuito
$\alpha_{sc,ref}$	Coefficiente de temperatura de curto-circuito ($A/^{\circ}C$)
$\beta_{oc,ref}$	Coefficiente de temperatura em circuito aberto ($V/^{\circ}C$)
$I_{L,ref}$	Corrente de célula iluminada
$I_{o,ref}$	Corrente de saturação do diodo
$R_{s,ref}$	Resistência série
a	Fator de idealidade
$R_{sh,ref}$	Resistência paralela
a_{adjust}	Fator de ajuste de temperatura
Saídas	
P_{dcm}	Potência de saída do módulo

Fonte - adaptado de Gilman, (2015)

As condições ambientais de referência para o modelo CEC são irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura da célula de 25° C .

As equações seguintes têm como resultado a saída de corrente e tensão CC. dos módulos fotovoltaicos. A Eq. 12 apresenta o circuito equivalente de diodo único, baseado em cinco parâmetros, para a corrente do módulo a uma tensão dada é:

$$I = I_L - I_0 \cdot \exp \frac{(V + I \cdot R_s)}{a} - 1 - \frac{(V + I \cdot R_s)}{R_{sh}} \quad (12)$$

Para o cálculo da energia incidente sobre os módulos, os coeficientes de temperatura da corrente de curto-circuito μ_{isc} e de circuito aberto β_{voc} são ajustados no modelo pelos coeficientes de referência baseado em um sexto parâmetro, *ajuste*, proveniente da biblioteca ou calculado pelo gerador de coeficientes do SAM. Os dois coeficientes são apresentados nas Eq. 13 e 14.

$$\mu_{isc} = \alpha_{sc,ref} \left(1 - \frac{ajuste}{100} \right) \quad (13)$$

$$\beta_{voc} = \beta_{oc,ref} \left(1 + \frac{ajuste}{100} \right) \quad (14)$$

A irradiância global na face do módulo é composta pelas componentes de irradiação direta, difusa e albedo, representadas na Eq. 15.

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (15)$$

Três constantes são usadas para cálculo da transmitância através da cobertura do módulo. Os três valores das constantes são apresentados na Eq. 16.

$$\begin{aligned} n &= 1,526 \text{ (índice de refração do vidro)} \\ L &= 0,002 \text{ (espessura da cobertura de vidro em metros)} \\ K &= 4 \text{ (constante de proporcionalidade em metros } m^{-1}) \end{aligned} \quad (16)$$

Assumindo 1 para o índice de refração do ar, o ângulo de refração é calculado como se apresenta na Eq. 17:

$$\theta_r = \arcsin \frac{1}{n} \sin AOI \quad (17)$$

Na Eq. 18, a transmitância como função do ângulo de incidência θ_i , em radianos:

$$\tau(\theta) = e^{-KL/\cos\theta_r} \left[1 - \frac{1}{2} \frac{\sin^2(\theta_r - \theta_i)}{\sin^2(\theta_r + \theta_i)} + \frac{\tan^2(\theta_r - \theta_i)}{\tan^2(\theta_r + \theta_i)} \right] \quad (18)$$

As componentes de irradiação difusa e albedo têm ângulos de incidência, como componentes da irradiância efetiva, representados nas Eq. 19 e 20:

$$\theta_d = 59,7 - 0,1388\beta + 0,001497\beta^2 \quad (\text{ângulo da radiação difusa}) \quad (19)$$

$$\theta_g = 90 - 0,5788\beta + 0,002693\beta^2 \quad (\text{ângulo do albedo}) \quad (20)$$

A Eq. 18 com as propriedades da cobertura dos módulos e as constantes de transmitância, são aplicadas no cálculo da transmitância de cada componente da irradiância efetiva, como expõem a Eq. 21.

$$\begin{aligned} (\tau\alpha)_n &: \theta_i = 1 \text{ (superfície normal)} \\ (\tau\alpha)_b &: \theta_i = \theta \text{ (Irradiação direta)} \\ (\tau\alpha)_d &: \theta_i = \theta_d \text{ (Irradiação difusa)} \\ (\tau\alpha)_g &: \theta_i = \theta_g \text{ (Albedo)} \end{aligned} \quad (21)$$

Observa-se que $(\tau\alpha)_n$ é definido com 1° , evitando-se zero por possíveis indeterminações matemáticas.

O modificador de ângulo de incidência de cada componente de irradiância efetiva é calculado a partir das Eq. 22.

$$\begin{aligned} K_{\tau\alpha,b} &= \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} \\ K_{\tau\alpha,d} &= \frac{(\tau\alpha)_d}{(\tau\alpha)_n} \\ K_{\tau\alpha,g} &= \frac{(\tau\alpha)_g}{(\tau\alpha)_n} \end{aligned} \quad (22)$$

A irradiância absorvida pela célula fotovoltaica é calculada pela Eq. 23:

$$G_0 = G_b K_{\tau\alpha,b} + G_d K_{\tau\alpha,d} + G_r K_{\tau\alpha,g} \quad (23)$$

O ângulo de zênite do Sol é limitado pelo modelo a valores mínimo e máximo, em casos de exceder ao intervalo, como exposto na Eq.24.

$$0 < Z < 86^\circ \quad (24)$$

O produto entre transmitância e absorvância é ponderado pela Eq. 25:

$$\tau\alpha = 0,9 \frac{G_0}{G} \quad (25)$$

Do modelo Sandia foi adaptado um fator de correção da massa de ar (AM) para elevações acima do nível do mar, sintetizado na Eq. 26.

$$AM = \cos \frac{\pi}{180} Z + 0,5057(96,080 - Z)^{-1,634^{-1}} e^{-0,0001184h} \quad (26)$$

Para células policristalinas King., (2004) cria o modificador espectral M devido ao efeito da massa de ar na distribuição espectral, Eq. 27.

$$M = \alpha_0 + \alpha_1 AM + \alpha_2 AM^2 + \alpha_3 AM^3 + \alpha_4 AM^4 \quad (27)$$

A irradiância efetiva transmitida ajustada é modelada pela Eq. 28:

$$G = MG_0 \quad (28)$$

As saídas em CC. do módulo são calculadas para $G > 1$.

Para as equações seguintes a temperatura é apresentada como temperatura da célula de referência de 25°C ou 298,15K.

A corrente fotogerada é modelada na Eq. 29:

$$I_L = \frac{G}{1000} I_{L,ref} + \mu_{I,sc}(T_c - 298,15) \quad (29)$$

Assumindo um *band gap* de referência do silício de 1,12 eV, a corrente de saturação reversa I_0 calculada pela Eq. 31. As Eq. 30 e 31 apresentam a constante de Boltzmann e a energia do intervalo de banda, respectivamente.

$$k = 8,618 \times 10^{-5} \quad (\text{Constante de Boltzmann em V/K}) \quad (30)$$

$$E_{bg} = 1,121 - 0,0002677(T_c - T_{c,ref}) \text{ (energia do } band \text{ gap em eV)} \quad (31)$$

$$I_0 = I_{0,ref} \frac{T_c}{298,15} \exp \frac{1}{k} \frac{1,12}{T_{c,ref}} - \frac{E_{bg}}{T_c} \quad (32)$$

Em situação de circuito aberto V_{oc} , $I = 0$ na Eq. 12, reduzindo-a para o que se apresenta na Eq.33.

$$I = I_L - I_0 \exp \frac{V_{oc} + IR_s}{a} - 1 - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (33)$$

A Eq. 33 é resolvida com o método da bisseção, para V_{oc} com tensão de circuito aberto de referência $V_{oc,ref}$, como um valor inicial e os valores dos parâmetros vistos nas Eq. 34 e 35.

$$a = a_{ref} \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad (34)$$

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \frac{1000}{G} \quad (35)$$

A corrente de curto-circuito é representada pela Eq. 36.

$$I_{sc} = \frac{I_L}{1 + \frac{R_{s,ref}}{R_{sh}}} \quad (36)$$

O método de Newton é usado para solucionar a Eq. 12, para a corrente na máxima potência I_{mp} e valores calculados de I_L , I_0 e R_{sh} na tensão de máxima potência. No ponto de máxima potência o efeito da resistência série é relativamente pequeno e o modelo considera o valor de R_s como o valor de referência $R_{s,ref}$, ou seja $R_s = R_{s,ref}$. A corrente I_L da Eq. 33 é multiplicada por 0,9.

O programa calcula a tensão de máxima potência a partir de pesquisa de seção áurea, determinando tensões entre 0 e V_{oc} , resultando na potência máxima dada e corrente de potência máxima. A saída do módulo é a potência no ponto de máxima potência, como representado na Eq. 37.

$$P_{dc,m} = V_{mp}I_{mp} \quad (37)$$

Identificados os atuais programas computacionais em uso nas previsões de geração de energia solar fotovoltaica, constata-se a versatilidade do *software* SAM em permitir a escolha e o acesso ao modelo matemático a ser aplicado, sendo pontos favoráveis ao seu uso. O acesso livre e a possibilidade do modelo da *California Energy Commission* (CEC) em permitir alteração de dados de entrada dos componentes e variáveis ambientais favorece o uso para a pesquisa e simulações. Opta-se nesse trabalho por fazer uso do referido *software* nos estudos e na metodologia que seguirá a partir da próxima seção, assim como o PVSyst 7.2.

2.4.5 Dados e modelos no PVSyst

Outra ferramenta computacional amplamente utilizada nas previsões e estudos de sistemas de geração de energia solar fotovoltaica é o *software* PVSyst. O *software* pode importar dados meteorológicos de mais de dez diferentes fontes de dados. O programa faz uso de modelos físicos e paramétricos, incluindo modelos de transposição para as componentes de irradiação solar, a exemplo do modelo de diodo único e do modelo de transposição de Hay.

O modelo de diodo único foi desenvolvido para uma única célula e generalizado para o módulo fotovoltaico completo, considerando que sejam todas as células idênticas ou com diferenças dentro das imprecisões de fabricação. Já o modelo de transposição de Hay, utilizado pelo *software*, é aplicado às diferentes componentes de irradiância, direta, difusa e ao albedo.

As aplicações do PVSyst em dimensionamentos e previsões para sistemas de geração fotovoltaica tipicamente usam dados históricos de irradiação solar, dados acessíveis pelo programa e provenientes de diversas fontes, a exemplo de *Meteonorm 8.0*, *NASA-SSE* ou *NREL/NSRDB TMY* (PVSYST, 2021).

O processo de simulação do *software* utiliza variáveis de entrada em valores horários. A partir de valores médios mensais de irradiâncias o programa é capaz de gerar valores horários sintéticos por meio de modelos estocásticos. Conforme detalha o tutorial do *software*, um modelo gera sequências diárias e horários usando matrizes de transição de Markov.

O PVSyst usa como forma padrão a base de dados do *Meteonorm* em valores médios mensais. Dessa forma, o programa gera dados horários de forma sintética

utilizando algoritmos acionados pela opção *Synthetic Data Generatio* que gera dados horários a partir dos dados mensais importados. Dados medidos, de outras fontes ou provedores podem ser importados e processados.

Os dados sintéticos horários gerados para a temperatura consideram correlações entre temperatura e irradiância para períodos de até 24 horas, com perfil senoidal e amplitude proporcional à irradiância diária, incluindo mudança de fase de 3 horas em relação ao ângulo solar (PVSYST, 2021).

3. METODOLOGIA

Os procedimentos metodológicos incluíram procedimentos e técnicas quantitativas na aplicação de estudo exploratório. Estudo de caso de um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede, especificamente o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede do IFAM Campus Centro.

O sistema estudado está localizado nas coordenadas geográficas com longitude oeste de 60,01° e latitude sul de 3,13°. As coordenadas localizam o SFVCR, instalado sobre as coberturas dos prédios do IFAM CMC. O sistema teve início de suas operações no ano de 2020, tendo seus primeiros registros integrais de variáveis de saída, energia gerada, no mês de julho do referido ano.

A localidade em estudo está inserida no clima equatorial e apresenta dois períodos bem definidos ao longo do ano, um com chuvas intensas e frequentes e outro de estiagem. A variação na pluviosidade exerce influência direta sobre a irradiação incidente na superfície em cada mês. Desse modo, optou-se pelo uso de mais de uma fonte de dados meteorológicos.

As variáveis meteorológicas utilizadas no estudo foram extraídas de bancos de dados de acesso público, sendo geradas a partir de modelos aplicados a informações coletadas por satélites, a exemplo dos dados do *National Solar Radiation Database* (NSRDB), do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) e gerados a partir de sensores instalados em solo, estação meteorológica situada próximo ao SFVCR a exemplo da estação automática A101 do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). As referidas fontes de dados foram abordadas e detalhadas anteriormente, nas subseções 2.2.5 e 2.2.6.

Os dados de saída do SFVCR estudado foram extraídas do sistema de monitoramento, dados exportados por *datalogger* instalados nos inversores do sistema, sendo o principal dado fornecido a energia gerada e quantificada em (kWh).

A abordagem sugerida pela IEC-61724-3 foi considerada como guia geral dos procedimentos aplicados, incluindo procedimentos de prospecção e tratamento de dados meteorológicos quanto dos dados de produção do sistema em estudo (IEC, 2016).

Conforme abordagem detalhado na subseção 2.3, o método de avaliação da energia produzida por um sistema de geração solar fotovoltaica faz uso de três etapas, relacionadas às saídas previstas, esperada e medida. Na fase de

planejamento de um SFVCR considera-se os valores previstos para as futuras saídas do sistema provenientes de um modelo no qual as entradas são médias anuais; nas avaliações de operação do sistema utiliza-se simulações com os mesmos modelos para gerar valores esperados das saídas e para os mesmos períodos são coletados os valores gerados pelo sistema em estudo. A Fig. 13 esquematiza as relações entre entradas (variáveis meteorológicas e características do sistema) e saídas (valores previstos, esperados e gerados pelo sistema), conforme metodologia proposta no estudo.

Conforme esquematizado, as variáveis de entrada tem uma relação direta com a natureza dos dados de saída. Sendo, portanto, um primeiro passo do procedimento metodológico a prospecção dos dados das variáveis meteorológicas históricas, denominado na base NSRDB como *Typical Meteorological Year (TMY)* e dados do ano corrente medidos próximo ao sistema. Os dados e os respectivos filtros e tratamentos são abordados nas próximas subseções.

Quanto às saídas esquematizadas na Fig. 13, tem-se os resultados das simulações computacionais, com valores previstos, esperados e medidos no SFVCR. Dessa forma, baseado nos modelos adotados e detalhados na subseção 2.4 procedeu-se metodologicamente as simulações para as respectivos dados de entrada, médios históricos e do ano corrente. Os dados medidos foram coletados diretamente do sistema de monitoramento do SFVCR em estudo.

As simulações, cálculo de valores de saída do sistema previstos e esperados conforme sugerido pela IEC-61724, foram realizados com a aplicação do modelo disponibilizado no *software System Advisor Model (SAM)* versão 2021 e disponibilizado gratuitamente pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Do qual utilizou-se o modelo da *California Energy Commission (CEC)*. Utilizou-se também o *software PVSyst* versão 7.2 versão temporária. O PVSyst faz uso do modelo simples de um diodo para descrever o funcionamento do modulo fotovoltaico, aspectos detalhados na subseção 2.4.5.

3.1 O SISTEMA FOTOVOLTAICO DO IFAM CAMPUS MANAUS CENTRO

Como parte das medidas de sustentabilidade energética institucional, o Instituto Federal de Educação, Ciência e tecnologia do Amazonas (IFAM) Campus Manaus Centro (CMC) tomou a ação de promover o aproveitamento da energia solar por geração fotovoltaica.

Em iniciativa piloto a primeira Usina Fotovoltaica conectada à rede foi instalada no Campus Manaus Centro, cuja potência pico é de 44,88 kWp. Implantada no primeiro semestre de 2020, os painéis solares integram 132 módulos fotovoltaicos de 340 Wp cada totalizando 44,88 kWp de potência e conectados à rede elétrica da instituição por dois inversores de potência trifásicos, cada um com potências nominal CA de 20 kW. A Fig. 16 apresenta a vista panorâmica dos painéis instalados (IFAM, 2020).

Figura 16 - Vista panorâmica do SFVCR, lado Sul.



Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

Ocupando área de 264 m² e instalado sobre a cobertura de um dos blocos do Campus, (Bloco J), o sistema produz potencialmente o montante de energia elétrica mensal de 4.919,70 kWh, com expectativa anual de 59.036,40 kWh. A energia produzida (esperada) representa em torno de 3,46% do consumo de energia elétrica do Campus cujo valor em 2019 foi de 1.705.920 kWh.

O Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFVCR) do IFAM CMC está localizado na Avenida Sete de Setembro, número 1975, Centro, Manaus – AM, CEP 69020-120. As coordenadas geográficas do Sistema são: latitude -3.1342618 e longitude -60.0128036. A Fig. 17 apresenta a planta de localização do SFVCR.

Figura 17 - Planta de localização do SFVCR.



Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

Quanto às características técnicas do SFVCR, observa-se que o ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a unidade consumidora se deu por um disjuntor tripolar instalado no quadro geral da unidade, a jusante do ponto de conexão com a rede de distribuição. Os relés 81/07u, 25, 27 e 59 não foram instalados, pois as características de proteção de sob, sobre tensão e frequência já são integradas aos inversores, assim como o sistema de anti-ilhamento.

Os módulos fotovoltaicos utilizados, 132 (cento e trinta e dois), totalizam 44.880 Wp de potência instalada. O módulo utilizado é do fabricante CanadianSolar, tecnologia de silício policristalino, *Half cell* e modelo CS3U 340P. A tabela 3 apresenta dados do equipamento informados pelo fabricante, informações mais detalhadas são apresentadas no *datasheet*, anexo A.

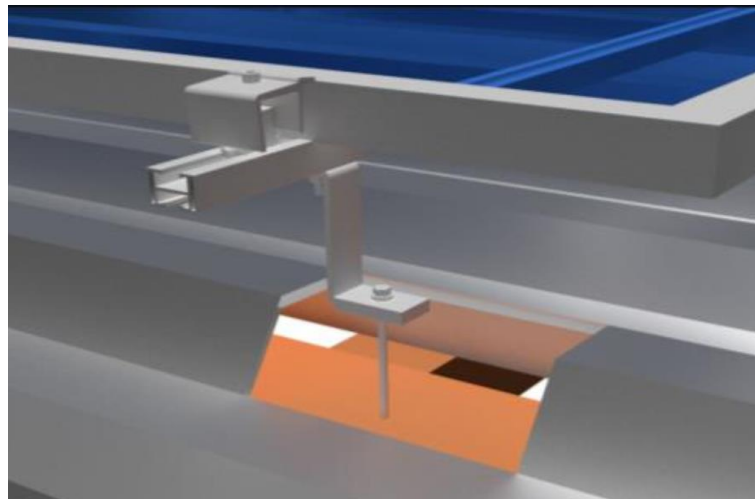
Tabela 3 - Especificações do módulo fotovoltaico.

Especificações	
Potência Nominal (Wp)	340 W
Corrente em MPP (A)	8.86 A
Tensão em MPP (V)	38.4 V
Tensão de circuito aberto (V)	45.9 V
Corrente de curto-circuito (A)	9.36 A
Eficiência (%)	17.14%
Dimensões (mm)	2000 × 992 × 40 mm
Células Solares	144 células policristalinas (6 x 24)

Fonte - Elaborado pelo autor a partir dos dados do fabricante (2022).

O sistema de fixação utilizado sobre as telhas, metálicas, foi o conjunto de montagem da Romagnole. Peças constituídas em alumínio e aço inoxidável, de alta vida útil. O Afastamento entre módulos e telhas ficou entre 3 e 4 polegadas. Detalhes da estrutura de fixação são apresentadas na Fig. 18 e no anexo C.

Figura 18 - Kit de montagem Romagnole.



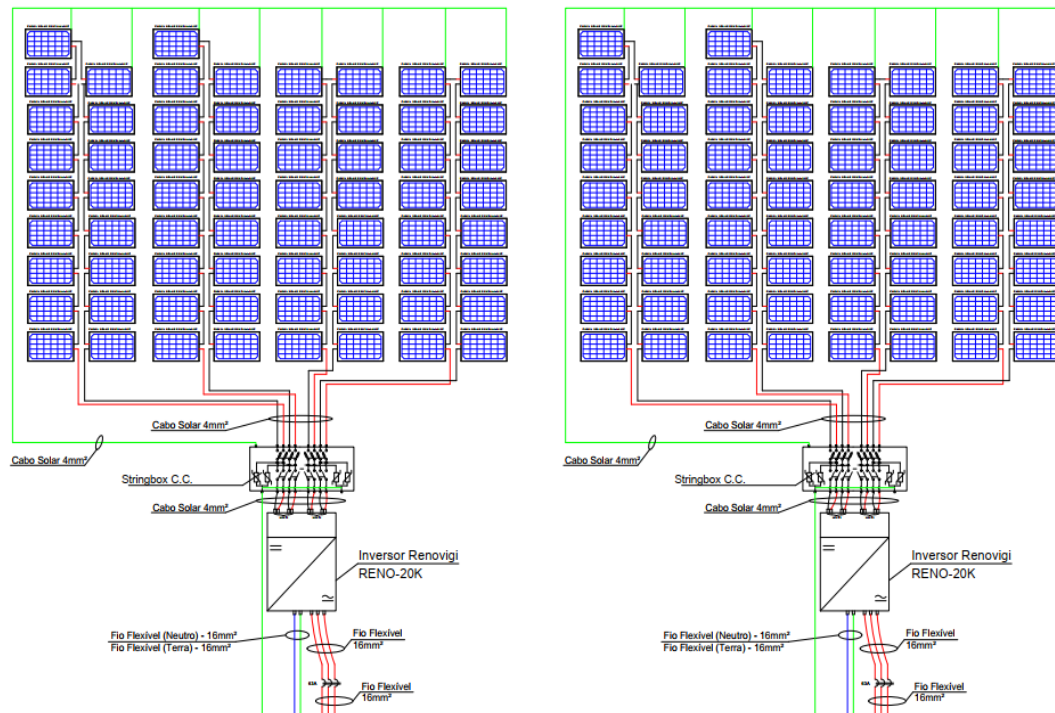
Fonte – Imagem do fabricante, Romagnole (2020).

A conversão da corrente contínua para alternada ficou a cargo dos inversores do fabricante Renovigi, modelo RENO-20K-LV. Os dois inversores instalados têm potência máxima de entrada, corrente contínua (CC), de 24 kW, potência nominal em corrente alternada (C.A) de 20 kW, tensão máxima CC de 1000 V, faixa de MPPT entre 200 e 800 V com dois MPPT, cada um com duas entradas (painéis). Os equipamentos não fazem uso de transformadores, tem máxima eficiência de 97% e *Euro* eficiência de 96,5%. O anexo B apresenta os detalhes técnicos do equipamento fornecidos no *datasheet* do fabricante.

Os dois inversores possuem dois MPPT cada um. Cada MPPT tem duas entradas, conexões. Desse modo, foi utilizada a configuração de dois painéis para cada MPPT, tendo um dos MPPT do inversor dois painéis conectados com 17 módulos associados em série e o outro MPPT conectado a dois painéis de 16 módulos em série, cada um.

As proteções instaladas para corrente contínua incluem DPS, chave seccionamento e fusível. As proteções para corrente C.A incluem DPS e disjuntor. O diagrama da Fig. 19 apresenta a disposição e conexões dos painéis e inversores do SFVCR.

Figura 19 - Diagrama do SFVC do CMC.



Fonte - Diagrama elaborado a partir do memorial descritivo.

O dimensionamento dos condutores considerou os critérios da máxima queda de tensão (não superior a 3% entre o ponto de instalação do sistema de geração distribuída e o padrão de entrada na unidade consumidora) e térmicos (máxima corrente de curto-circuito) admissíveis do circuito, nesse trabalho considera-se as perdas no cabeamento CC devido ao ponto de coleta dos dados analisados (*datalogger*) estarem instalados junto aos inversores, definindo um dos limites de análise do sistema.

O cabeamento de corrente contínua inicia nos terminais positivos e negativos dos módulos fotovoltaicos, cada qual com comprimento de 0,45 metros, espessura de 4 mm², condutor de Cobre com isolamento de 1 kV e um conector MC4 em suas extremidades. O terminal negativo de cada módulo é constituído por um conector (*Female MC4*) para cabos de 4 mm² de espessura e o positivo por um conector (*Male MC4*) de 4 mm² de espessura. Ambos os conectores possuem classe de proteção IP67. O cabeamento CC interconecta os terminais dos painéis com a proteção CC seguindo para o borne de entrada dos inversores.

Os critérios de proteção contra falhas de terra, curto-circuito e capacidade de suportar 1,25 vezes a corrente dos painéis foram adotados no dimensionamento dos cabos CC (IEC - 60364-7-712). Na configuração do sistema os dois inversores de 20

kW (Potência nominal C.A máxima) possuem cada um dois MPPT e cada MPPT duas entradas.

A configuração do arranjo para cada inversor considerou dois painéis com 17 módulos, associados em série, para um dos MPPT e outros dois painéis com 16 módulos, associados em série, para o outro MPPT. Dessa forma, não existindo módulos em paralelo foi considerada a corrente de curto-circuito dos módulos ($I_{sc} = 9,36 \text{ A}$) para o cálculo dos cabos CC, resultando na espessura de 4 mm^2 para o cabeamento. Os cabos adotados são do fabricante Prysmian Tecsun com isolamento de 1 kV não propagador de chamas, temperatura máxima do condutor de $+ 120 \text{ }^\circ\text{C}$ e composto por 3 camadas: parte interna composta por fio de Cobre estanho flexível, camada intermediária de Termofixo HEPR 120°C e camada externa composta por Termofixo XLPE 120° com resistente à radiação ultravioleta (UV). Detalhe técnicos do cabeamento CC são apresentados no anexo D.

No cálculo da queda de tensão para os cabos CC foi considerado o comprimento total de 60 metros na pior situação. A queda de tensão calculada foi de 0,60%, considerando nos painéis de 17 módulo a tensão de $17 \times 38,4 \text{ V}$ ($n \times V_{mp}$), em conformidade com as normas vigentes.

O histórico de monitoramento da operação do SFVCR é iniciado no mês de julho de 2020, mês do qual se obtém registro consistente da energia gerada em ambos os inversores. Os dados de geração são registrados em cada inversor por seus respectivos *datalogger* e exportados para o monitoramento do sistema em uma página de rede. Os dispositivos estão configurados com frequência de registro de dados de 60 segundos e frequência de envio de dados de 3 minutos.

O principal dado registrado é a produção medida em kWh, sendo armazenados registros anuais, mensais e diários. Outras variáveis são registradas, mas por períodos limitados, a exemplo da potência ativa nominal (W), tensão CC (V), corrente CC (A) e potência ativa CC por MPPT e total (W). Tensões, correntes, potências em C.A, (saídas), frequência (Hz) da rede, fator de potência, potência aparente e temperatura do inversor ($^\circ\text{C}$), são registrados. Esses registros são disponíveis por períodos de no máximo seis meses.

O SFVCR do IFAM CMC está, portanto, implantado na região da Amazônia brasileira, faz uso de módulos fotovoltaicos com tecnologia de silício policristalino e tem, primordialmente, função didática na unidade de ensino.

3.2 CONFIGURAÇÃO NO SAM, PERDAS E LIMITAÇÃO DE DADOS

As simulação a partir do modelo da CEC, foi executada no *software* SAM versão 2021. A implementação do SFVCR do IFAM CMC no *software* considerou os dados do sistema, a exemplo do ângulo de inclinação dos painéis, azimute, localização geográfica e a configuração dos componentes do arranjo, detalhados na subseção 2.5. O modelo da CEC possibilita o detalhamento dos parâmetros dos componentes do sistema, módulos e inversores, os quais foram configurados no SAM a partir das fichas de dados do módulo e do inversor, anexos A e B.

A primeira etapa da configuração do SFVCR no SAM foi a configuração da localização geográfica do sistema e prospecção dos respectivos dados da página de recursos solares correspondentes ao local. O *software* permite simulações com dados históricos (TMY) e dados de um ano específico, de acordo com a disponibilidade da base de dados adotada. Os dados podem ser acessados na base através da busca do programa, pelo endereço físico ou coordenadas geográfica. A Fig. 20 ilustra o procedimento executado.

Figura 20 - Biblioteca de recurso solar.

The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter:

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
sete_de_setembro_manau_brazil_-3.13471_-60.0208_psm3-tmy_60_tmy	-3.15	-60.02	-4	32	1666332	NSRDB
sete_de_setembro_manau_brazil_-3.13471_-60.0208_psm3_30_2020	-3.15	-60.02	-4	32	1666332	NSRDB
avenisda_sete_de_setembro_manau_brazil_-3.134690_-60.023240_psm3_60_1998	-3.15	-60.02	-4	32	1666332	NSRDB
avenisda_sete_de_setembro_manau_brazil_-3.134690_-60.023240_psm3_60_1999	-3.15	-60.02	-4	32	1666332	NSRDB
avenisda sete de setembro manau_brazil_-3.134690_-60.023240_psm3_60_2000	-3.15	-60.02	-4	32	1666332	NSRDB

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

- C:/Users/Fabiano/SAM Downloaded Weather Files/avenida_sete_de_setembro_manau_brazil
- C:/Users/Fabiano/Desktop/Romaneli/Dissertação/Cap 3/Planilha/avenida_sete_de_setembro_manau_brazil

Fonte - Elaborado pelo autor no SAM (2022).

A segunda etapa de configuração da simulação consistiu na escolha do modelo de simulação, especificação dos dados e tipo do módulo fotovoltaico do sistema (anexo A), a forma de instalação dos painéis e no cálculo dos parâmetros do modelo para o módulo fotovoltaico. Foi gerada a curva I-V teórica a partir dos parâmetros de entrada do modelo de diodo único, detalhado na

subseção 2.1.2. As Fig. 21 e 22 apresentam os dados inseridos e parâmetros calculados.

FIGURA 21 - Modelo e especificações do módulo fotovoltaico.

CEC Performance Model with User Entered Specifications

General Information

Module name: +CMC-Módulo

Cell type: multiSi

Module area: 1.984 m²

Nominal operating cell temperature: 43 °C

Electrical Specifications

Maximum power point voltage (Vmp): 38.4 V

Maximum power point current (Imp): 8.86 A

Open circuit voltage (Voc): 45.9 V

Short circuit current (Isc): 9.36 A

Temperature coefficient of Voc: -0.31 %/°C

Temperature coefficient of Isc: 0.053 %/°C

Temperature coefficient of max. power point: -0.39 %/°C

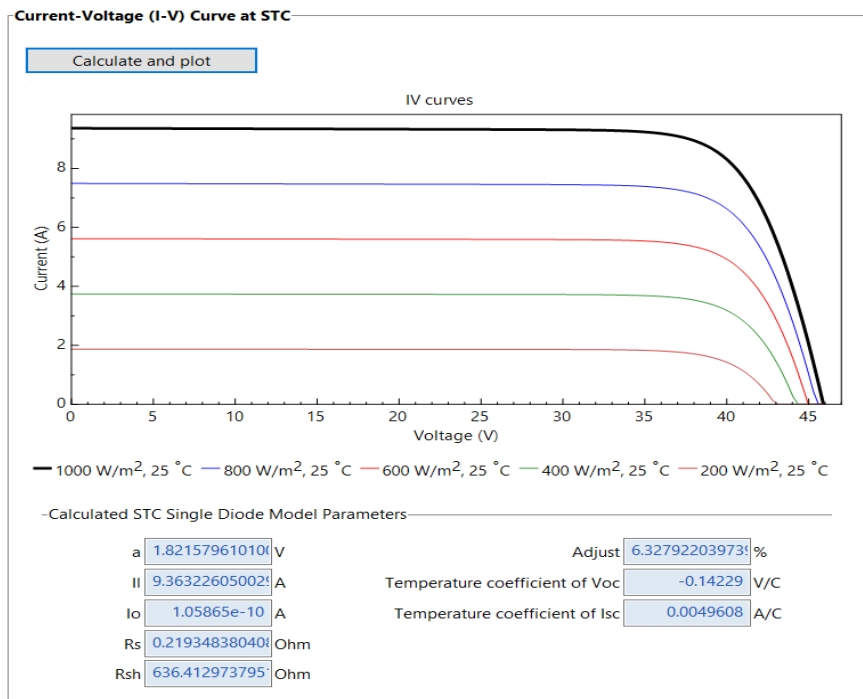
Number of cells in series: 144

The model assumes a reference bandgap voltage Eg_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

Copy module specs from currently selected CEC database module

Fonte - Elaborado pelo autor no SAM (2022).

Figura 22 - Curva I-V e parâmetros do modelo de diodo único.



Fonte - Elaborado pelo autor no SAM (2022).

Na terceira etapa os dados do inversor do SFVCR foram inseridos no sistema, conforme ficha de dados fornecida pelo fabricante - anexo B, a exemplo

do parâmetros de potência, limites de operação e perdas. A Fig. 23 apresenta os dados inseridos na simulação.

Figura 23 - Configuração do inversor no SAM.

Inverter Datasheet ▾

Power Ratings		You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.	
Maximum AC output power	20000 Wac		
<input checked="" type="radio"/> Weighted efficiency	96.5		
<input type="radio"/> Manufacturer efficiency	96		
Maximum DC input power	20725.389 Wdc		

Operating Ranges			
Nominal AC voltage	220 Vac	Minimum MPPT DC voltage	200 Vdc
Maximum DC voltage	1000 Vdc	Nominal DC voltage	350 Vdc
Maximum DC current	20 Adc	Maximum MPPT DC voltage	800 Vdc
		Number of MPPT inputs	4

Losses		Suggested value		If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.
Power consumption during operation	0 Wdc	<input type="text" value="0.000"/>		
Power consumption at night	1 Wdc	<input type="text" value="5.000"/>		

If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

Fonte - Elaborado pelo autor no SAM (2022).

A etapa seguinte consistiu na configuração dos painéis, número de módulos por painel, distribuição pelos MPPT, ângulo de inclinação e azimute. A Fig. 24 ilustra a configuração adotada.

Figura 24 - Configuração do arranjo fotovoltaico

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Electrical Configuration		<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input checked="" type="checkbox"/> Enable
Set subarrays for multiple MPPT	(always enabled)			
Modules per string in subarray	16	17	16	17
Strings in parallel in subarray	2	2	2	2
Number of modules in subarray	32	34	32	34
String Voc at reference conditions (V)	734.4	780.3	734.4	780.3
String Vmp at reference conditions (V)	614.4	652.8	614.4	652.8
Tracking & Orientation				
Inverter MPPT input for subarray	1	2	3	4
	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	8	8	8	8
Azimuth (deg)	0	0	180	180

Fonte - Elaborado pelo autor no SAM (2022).

Por fim, antes das simulações, foram configuradas as perdas do sistema. Considerou-se perdas por sujidades com média anual em 5%. Perdas por descasamento de impedâncias (*mismatch*) em 2%, diodos e conexões em 0,5%

e perdas devido ao cabeamento de corrente contínua em 2%. A degradação anual dos painéis foi mantida em 0,5%. A Fig. 25 ilustra as perdas consideradas na simulação.

Figura 25 - Perdas consideradas para o sistema.

Irradiance Losses				
Soiling losses apply to the total solar irradiance incident on each subarray. SAM applies these losses in addition to any losses on the Shading and Snow page.				
	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Monthly soiling loss	Edit values...	Edit values...	Edit values...	Edit values...
Average annual soiling loss	5	5	5	5
-Bifacial modules only-				
Average annual rear irradiance loss due to soiling, mismatch, or external shading (%)	0	0	0	0
DC Losses				
DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.				
Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440
Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]				
-Default DC Losses-				
Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.				
Apply default losses for:	Central inverters	Microinverters	DC optimizers	

Fonte - Elaborado pelo autor no SAM (2022).

A simulação do sistema considerou como dados de entrada as planilhas de dados meteorológicos do banco de dados acessada pelo SAM, base NSRDB. Foram simulados os resultados para variáveis ambientais do ano típico, medias de 12 anos conforme definido na subseção 2.4.4, obtendo-se dados de saída previstos para o sistema.

O *software* apresentou uma limitação quanto a atualidade dos dados meteorológicos, pois a base acessada não deu acesso aos dados meteorológicos atualizados para o ano do estudo, limitando a atualização dos dados de energia esperados para essa dada. Alternativamente as planilhas de dados do programa foram acessadas e alteradas com dados para o período indisponível na base de dados, porém as simulações apresentaram inconsistências. Os resultados das simulações são apresentados na seção seguinte.

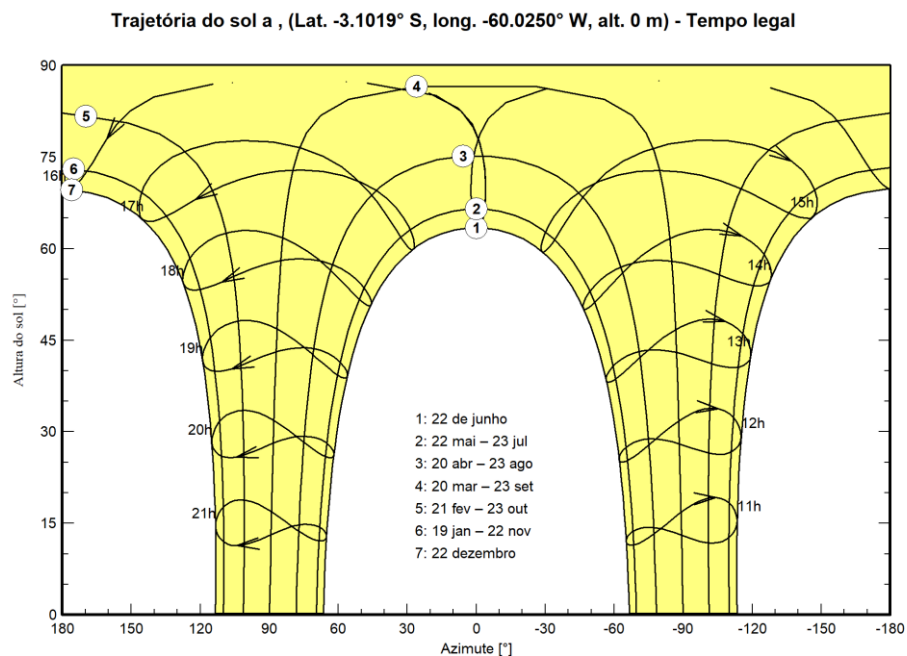
Como forma de confirmar os resultados previstos encontrados, simulados, e gerar dados de saída de energia esperada, o sistema em estudo foi simulado também do *software* PVSyst versão 7.2.

3.3 CONFIGURAÇÃO DO SFVCR NO PVSYST

As simulação do SFVCR em estudo no PVSyst foi executada na versão 7.2 do *software*, versão temporária. A implementação do SFVCR do IFAM CMC no *software* considerou os dados do sistema, detalhados na subseção 2.5, dados como o ângulo de inclinação dos painéis, azimute ou localização geográfica. A versão do *software* utilizada possibilita o detalhamento dos parâmetros dos componentes do sistema, módulos e inversores, sendo configurados conforme as fichas de dados do módulo fotovoltaico e do inversor, anexos A e B.

A primeira etapa da configuração do SFVCR no PVSyst foi a escolha da localização geográfica da planta e fuso horário (latitude -3.1343 e longitude -60.0127 e fuso horário -4). Essa etapa viabiliza ao programa identificar os dados meteorológicos a serem buscados na base de dados escolhida, dados a serem aplicados na etapa de simulação das saídas previstas e no cálculo do movimento solar. A Fig. 26 apresenta o cálculo da trajetória do Sol para a localidade com a determinação da altura do Sol para os respectivos azimutes e períodos do ano.

Figura 26 - Trajetória do Sol para a localidade.



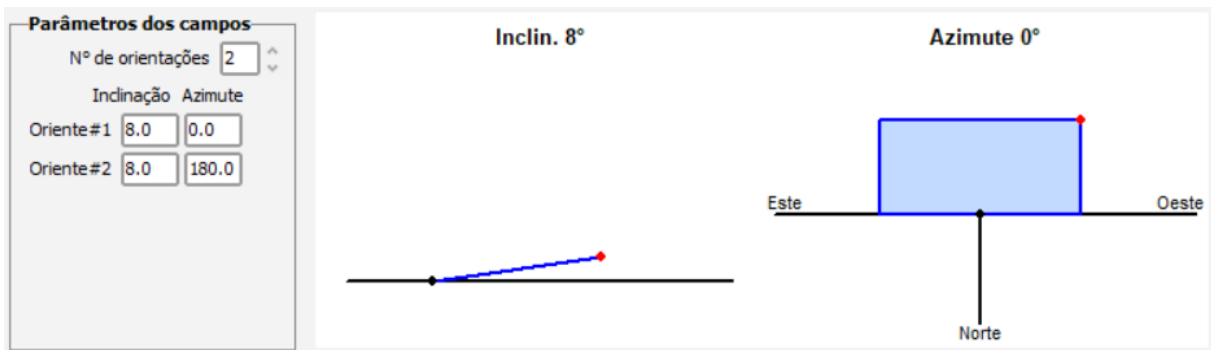
Fonte - Elaborado pelo autor no PVSyst (2022).

Para a simulação dos valores de saída do sistema (previstos), foi adotada a mesma base de dados utilizada anteriormente para o SAM, base NSRDB do NREL em formato TMY.

Os parâmetros do projeto foram definidos com o valor do albedo recomendado para perímetros urbanos (0,14 a 0,22), sendo adotado o valor de 0.2; a menor temperatura para limite de tensão absoluta em 20 °C e a temperatura ambiente de funcionamento de inverno para V_{mppmax} de 30 °C.

A orientação dos painéis foi configurada com inclinação de 8° e azimutes de 0° e 180. Dos 132 módulos do sistema dois painéis de 16 módulos e mais dois de 17 módulos foram posicionados com inclinação de oito graus e azimute 0; a mesma configuração de painéis foi posicionado com inclinação de 8° e azimute 180°. As orientações dos painéis são representadas pela Fig. 27.

Figura 27 - Orientações dos painéis.



Fonte - Elaborado pelo autor no PVSyst (2022).

Os componentes do sistema foram configurados no *software*, o módulo fotovoltaico do SFVCR foi selecionado no banco de dados do PVSyst e o inversor, por não estar presente no banco de dados, foi criado a partir de um modelo genérico configurado com os dados fornecidos pelo fabricante na ficha de dados, anexo B. A Fig. 28 apresenta os principais dados dos dois componentes.

FIGURA 28 - Dados do módulo e do inversor.

Fonte - Elaborado pelo autor no PVSYST (2022).

As perdas ôhmicas foram configuradas considerando o cálculo de resistência global de 188 (mΩ) resultante do comprimento máximo dos cabos de 60 m e bitola de 4mm² em cobre, conforme informado pelo memorial descritivo do projeto. Haja vista os dados de saída do sistema serem coletados nos inversores as perdas C.A devido a cabeamento não foram computadas.

Para as perdas devido a qualidade dos módulos, perdas induzidas por luz e descasamento de impedância, foram considerados os dados do fabricante. Dessa forma, configuradas em -0,4% de perda de eficácia dos módulos ao ano; perdas de potência no MPPT de 2% e fator de perdas induzidas por luz em 2%. As perdas devido a sujidades foram mantidas em 3%, valor predefinido pelo programa. Para os efeitos do ângulo de incidência da luz (AIM), devido à camada de vidro sobre as células, foram utilizadas as definições do módulo. Não foram identificadas perdas auxiliares, além das perdas listadas pelos fabricantes dos equipamentos. Perdas por indisponibilidade do sistema devido a manutenção não foram consideradas, pois o evento de manutenção do SFVCR no período estudado ocorreu com o sistema ligado. No fator de perdas térmicas do campo considerou-se painéis semi-integrados à cobertura com conduta de ar, os painéis encontram-se instalados com distância entre 7 e 10 cm dos telhados. A Fig. 29 resume os fatores de perdas devido à qualidade do módulo.

Figura 29 - Degradação e qualidade do módulo fotovoltaico

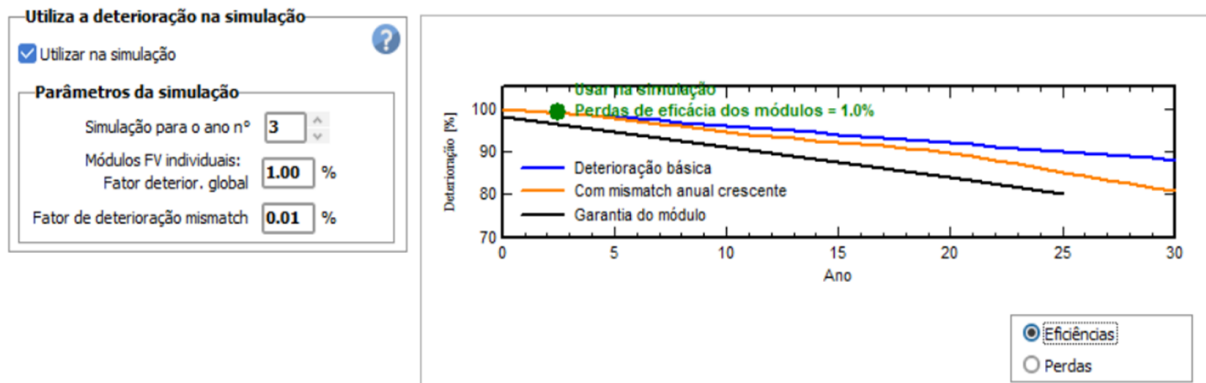
<p>Qualidade dos módulos predefinido ?</p> <p>Perdas de eficácia dos módulos <input type="text" value="-0.4"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Desvio da eficiência efetiva média do módulo em relação às especificações do fabricante.</p> <p>(valor negativo indica uma performance melhor)</p>	<p>Perdas dos módulos com mismatch predefinido ?</p> <p>Perdas de potência no MPP <input type="text" value="2.0"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Perdas func. com tensão fixa <input type="text" value="2.5"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Irrelevante em funcionamento MPPT</p> <p><input type="button" value="Cálculo detalhado"/></p>
<p>LID - "Light Induced Degradation" predefinido ?</p> <p>Fator de perdas LID <input type="text" value="2.0"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p>Degradação de módulos de silício cristalino nas primeiras horas de funcionamento em relação aos valores STC do teste rápido do fabricante</p>	<p>Mismatch da tensão das fiadas Predefinido ?</p> <p>Perdas de potência no MPP <input type="text" value="0.1"/> % <input checked="" type="checkbox"/></p> <p><input type="button" value="Estudo detalhado"/></p>

Fonte - Elaborado pelo autor no PVSyst (2022).

O envelhecimento dos módulos foi utilizado na simulação, sendo considerado para o terceiro ano de operação, com fator de deterioração global

calculado em 1%. Em razão do estudo considerar o período de operação do sistema, tomando como referência dados gerados, o horizonte de deterioração dos módulos foi mantido em 3 anos. A Fig. 30 apresenta os valores e curva prevista de deterioração dos módulos fotovoltaicos.

Figura 30 - Parâmetros de deterioração dos módulos.



Fonte - Elaborado pelo autor no PVSyst (2022).

Com o SFVCR do IFAM CMC configurado no PVSyst e disponibilidade dos dados da base de dados NSRDB e do LABREN para a localidade em estudo, dados anualizados no formato TMY, a simulação dos valores de saídas previstas para o sistema torna-se possíveis.

As simulações para valores de saída do sistema, valores esperados, precisam de dados meteorológicos dos anos correntes do estudo. Tais dados são acessíveis pelo SAM na base NSRDB, porém desatualizados e dados equivalentes não foram encontrados no PVSyst. Dessa forma, utilizou-se a ferramenta do PVSyst de geração de séries sintéticas para, com dados de estações meteorológicas, criar planilhas de dados meteorológicos do período em estudo e simulação do sistema a partir das séries sintéticas de dados meteorológicas geradas. Os dados horários utilizados da estação meteorológica INMET A101 passaram por tratamentos e filtragens, conforme detalhado em seguida.

3.4 TRATAMENTO DE DADOS DE ENTRADA

As variáveis meteorológicas aplicadas na simulação computacional foram diferenciadas em series históricas, médias de 12 anos conforme definição do banco de dados utilizados NSRDB ou ano meteorológico típico representadas pela sigla TMY e

os dados do período de análise e operação do SFVCR. Utilizadas no cálculo dos dados de saída previstos e esperados, respectivamente.

Os dados correspondentes ao ano meteorológico são disponibilizados no banco de dados NSRDB e do Atlas Brasileiro de Energia solar do LABREN. Os *softwares* utilizados, SAM e PVSyst, fazem a prospecção das séries de dados meteorológicos para as simulações, na correspondente base selecionada. Já para os dados do LABREN foram implementadas séries sintéticas no PVSyst usando a ferramenta de geração de séries sintéticas de dados. Os dados extraídos da estação meteorológica instalada próximo ao SFVCR foram extraídas da base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), tratados e filtrados.

As informações extraídos do banco de dados do INMET para geração das séries sintéticas foram a irradiância em (kJ/m^2), a temperatura do ar medida por termômetro de bulbo seco graduada em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$), a velocidade horária do vento medida em (m/s) e a umidade relativa do ar horária, em valores percentuais (%).

Para a implementação dos dados e geração das series sintéticas no PVSyst os dados precisaram ser convertidos em médias mensais. Os dados foram tratados para corrigir inconsistências e falhas, para tanto os procedimentos a seguir foram adotados. A tabela 4 apresenta os critérios de filtragem e tratamento dos dados extraídos da base de dados do INMET.

Tabela 4 - Critérios de filtragem das variáveis meteorológicas de entrada do modelo.

Critérios de filtragem dos dados meteorológicos					
Filtro	Descrição	Irradiância W/m^2	Temperatura $^{\circ}\text{C}$	Velocidade do vento m/s	Umidade relativa %
Amplitude	Valores fora de intervalo racional.	$2 < e < 1200$	$20 < e < 36$	$0,1 < e < 3$	$40 < e < 90$
Ausência	Valores ausentes ou duplicados.	TMY	TMY	TMY	TMY
Valores Fixos	Valores travados ao longo do tempo.	$se = 0 > \text{TMY}$	$se = 0 > \text{TMY}$	$se = 0 > \text{TMY}$	$se = 0 > \text{TMY}$
Variações abruptas	Variações inconsistentes.	-	> 10	> 2	> 40
Intervalo diário	Horário dos valores considerados	$5\text{h}00 < e < 19\text{h}00$	$5\text{h}00 < e < 17\text{h}00$	$5\text{h}00 < e < 17\text{h}01$	$5\text{h}00 < e < 17\text{h}00$

Fonte - Elaborado pelos autores a partir da IEC - 61724 - 3.

A irradiância extraída da base do INMET foi considerada válida entre os valores de 2 a 1200 W/m^2 , critério para evitar dados de irradiância estimulados por

outras fontes luminosas, harmonizar com os dados anualizados que apresentou com valor mínimo de irradiância 2 W/m^2 e desconsiderar valores acima da região de achatamento da curva de conversão para módulos com tecnologia de silício. A amplitude considerada válida para a temperatura, velocidade do vento e umidade foram baseadas nas amplitudes típicas para a localidade, valores excedentes foram considerados inconsistentes. Na ausência de valores, falhas na captação ou registro da variável – valores nulos - os valores correspondentes para o mesmo dia e hora da falha foram preenchidos como os valores da média de últimos 12 anos TMY, mantendo a referência inicial dos dados previstos e a consistência entre saídas previstas e esperadas. Os valores fixos das variáveis, dentro do intervalo horário considerado, que apresentaram valores zero foram considerados inconsistentes e substituídos pelos valores correspondentes de TMY.

Variações abruptas foram consideradas para as variáveis de temperatura, velocidade do vento e umidade. Para a irradiância, posto a dinâmica atmosférica da localidade e os intervalos dos registros de uma hora, não foi aplicado esse filtro. O intervalo de tempo diário considerado válido para as variáveis foi definido para a irradiância entre 05h00 e 19h00, de modo a evitar valores inconsistente devido a fontes luminosas noturnas. Para a temperatura, umidade e velocidade do vento o intervalo diário considerado válido foi entre 05h00 e 17h00. O início às 05h00 e fim às 17h00 se deve ao processo de trocas térmicas dos módulos, induzido pelas variáveis, serem não instantâneos e os valores das variáveis se alterarem com o início do dia claro.

Filtrados os dados, foram calculadas as médias mensais, para inserção e geração das séries sintéticas no PVSyst. Os dados dos anos de 2020, 2021 e 2022 foram filtrados e processados gerando planilhas com dados e formatos compatíveis com a implementação no *software*. As planilhas de dados meteorológicos calculados são apresentadas no apêndice A.

Conforme mencionado anteriormente, as simulações tendo como objetivo gerar dados previsto da saída do sistema tiveram como origem dos dados meteorológicos de entrada as planilhas com dados médios de 12 anos TMY da base NSRDB e paralelamente foi utilizada a base brasileira do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Os dados de irradiação foram obtidos através do banco de dados do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) ligado ao Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e

acessíveis no Atlas Brasileiro de Energia Solar. Acessando o Atlas Brasileiro de Energia solar, na página do LABREN, foram coletadas as médias mensais do total diário da irradiação no plano horizontal correspondentes às coordenadas geográficas mais próximas da localidade do SFVCR estudado. Haja vista os dados do LABREN serem aplicados na geração de valores de saída previstos, para as variáveis de velocidade do vento, umidade e temperatura foram consideradas as médias da base NSRDB. O apêndice B apresenta os dados do LABREN utilizados na geração das series sintéticas para simulação.

3.5 TRATAMENTO DE DADOS DE SAÍDA

Os dados de saída do SFVCR foram medidos no limite considerado para a análise, “borda física do sistema”. Sendo assim considera-se o ponto de medição como limite físico de teste do sistema, ponto a partir do qual os efeitos sobre as variáveis de saída serão desconsiderados. Definido, conforme IEC-61724-3, o limite de teste do sistema é uma diferenciação (física) entre o que é considerado parte do sistema em teste e o que está fora do sistema para fins de quantificação do índice de desempenho. Dessa forma, o limite do sistema foi considerado o ponto de coleta dos dados em estudo, os inversores onde estão instalados os *datalogger*.

O sistema de armazenamento registra 20 dados por hora, tendo os registros períodos, intervalos de gravação, de três minutos. Os dados gravados foram dados em unidades de potência (W) e energia (Wh). Os registros detalhados da planta permanecem acessíveis por 15 meses, fornecendo o dado de potência média registrado no intervalo de gravação correspondente.

Os dados de potência de geração registrados foram baixados e tratados visando identificar períodos de indisponibilidade do sistema e calcular a energia esperada nos períodos de indisponibilidade.

A partir dos dados de potência do sistema registrados a cada 3 minutos procedeu-se a identificação dos registros com potência zero em períodos de dia claro, na presença de irradiância. Os registros de indisponibilidade filtrados dos registros do sistema são apresentados no apêndice C.

Grande número de registros de indisponibilidade do sistema, potência de saída igual a zero com incidência de irradiância, ocorreram no início e fim do dia claro. Os dados das horas próximas ao nascer e pôr do Sol foram tratadas,

conforme sugerido pela IEC-61724-3, estabelecendo-se um horário de exclusão dos dados. Por ser um horário de baixos valores de irradiância e de inicialização do sistema, podendo gerar inconsistência nos registros, os dados considerados válidos ou relevantes foram filtrados no período entre 06h00 e 18h00.

Importante observar que o período de dia claro em Manaus sofre variação ao longo do ano, com média de 12h00. Haja vista os baixos valores de irradiância registrados fora do intervalo entre (06h00 e 18h00) e o grande número de registros de indisponibilidade, o período considerado de dia claro foi mantido em 12h. Dessa forma, optou-se por tal intervalo na validação dos registros de indisponibilidade do sistema.

3.6 ENERGIA ESPERADA EM PERÍODOS DE INDISPONIBILIDADE

No cálculo da energia esperada para os períodos de indisponibilidade, os registros de indisponibilidade do apêndice C, foram utilizados na definição dos períodos (intervalos de tempo) em que o sistema esteve indisponível. Utilizou-se, juntamente, as taxas de desempenho ou *Performance Ratio* (PR), calculadas nas simulações de energia esperada, para os respectivos meses das indisponibilidade, a irradiação global no plano dos painéis para a data e hora da respectiva indisponibilidade e a potência fotovoltaica do sistema. Estimando-se com a própria equação da PR os valores de energia esperada nos períodos de indisponibilidade do sistema.

3.7 CÁLCULO DA ENERGIA TOTAL ESPERADA

No cálculo da energia total esperada do SFVCR, os dados meteorológicos medidos na localidade e filtrados conforme subitem 3.3 foram utilizados na geração das séries sintéticas de dados meteorológicos no *software* PVSyst versão 7.2. Os dados de projeto do SFVCR foram utilizados na configuração do sistema a ser simulado pelo *software*. As simulações foram realizadas utilizando-se as séries sintéticas de dados meteorológicos produzidas com os dados meteorológicos medidos na localidade nos anos de 2020, 2021, 2022.

Os valores de fator de potência registrados pelo monitoramento do sistema foram unitários durante todo o período analisado, dessa forma sendo numericamente iguais os valores de potência ativa e aparente dos sistema.

3.8 A ENERGIA MEDIDA

A energia medida é considerada como o resultado de toda a energia gerada pela instalação subtraídas as perdas a montante do ponto de medição. No sistema em estudo a energia medida foi registrada junto aos inversores no período de teste e sendo disponibilizada para a rede. Os valores medidos de energia foram registrados em unidades de (kWh) para cada mês em estudo.

3.9 MÉTRICAS A PARTIR DOS DADOS MEDIDOS

O índice de desempenho energético e disponibilidade do sistema compara a energia medida com a energia esperada. Conforme IEC-61724-3, o índice de desempenho energético (Id) pode ser calculado pela razão entre a energia medida (Em) e a energia esperada (Ee), em termos absolutos ou percentuais, conforme Eq. 38 e 39.

$$Id = \frac{Em}{Ee} \quad (38)$$

$$Id = \frac{Em}{Ee} \times 100\% \quad (39)$$

O índice de desempenho energético total é calculado usando a energia total esperada. O índice de desempenho energético em operação é calculado usando a energia esperada durante os tempos de disponibilidade, conforme dedutível das subseções 3.5 e 3.6.

A indisponibilidade de energia (Ind) é calculada como a razão entre a energia esperada para tempos de indisponibilidade (Eei), conforme definido no subitem 3.5, e a energia total esperada (Ete), conforme definido no subitem 3.6. Calculada em termos absolutos conforme Eq. 40 ou em percentuais.

$$Ind = \frac{Eei}{Ete} \quad (40)$$

A disponibilidade de energia (Di) é calculada a partir da indisponibilidade de energia (Ind), quando a indisponibilidade de energia é expressa como uma fração, como apresentado na Eq.41.

$$D_i = 1 - Ind \quad (41)$$

Ou, a disponibilidade de energia é calculada a partir da indisponibilidade de energia quando a indisponibilidade de energia é expressa em porcentagem, como expresso na Eq. 42.

$$D_i = 100\% - Ind \quad (42)$$

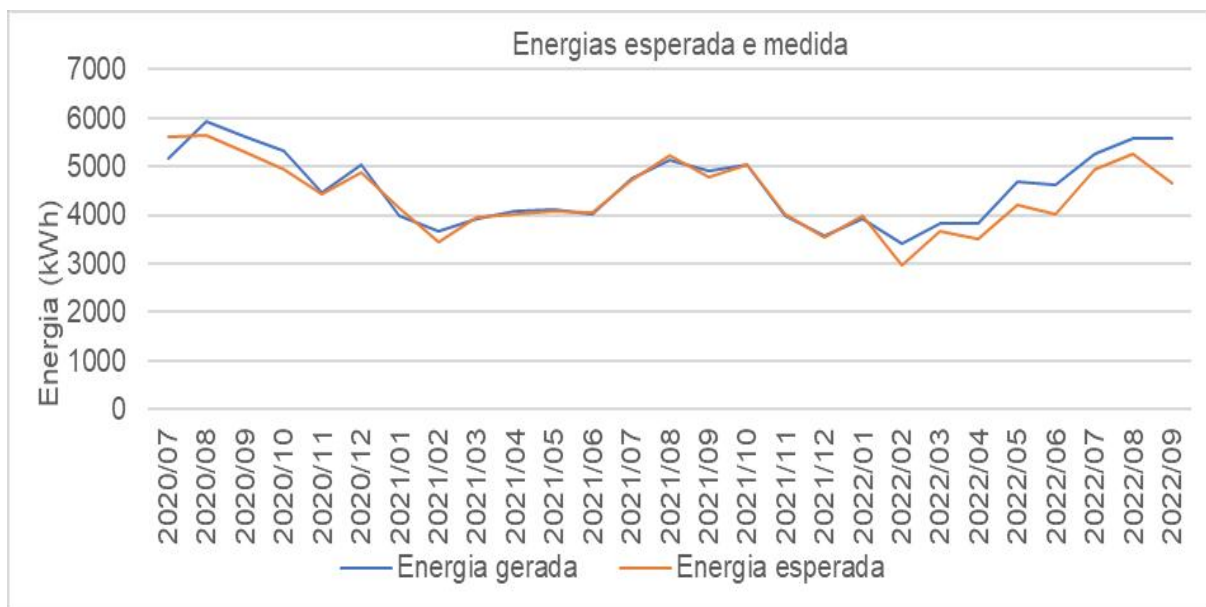
A taxa de desempenho, conforme define a IEC-61724-1, item 10.3.1, reflete a energia elétrica gerada em relação à quantidade de irradiação, possibilitando a avaliação da planta e pode ser calculada a partir da Eq. 43.

$$PR = \frac{Es.Gi}{Pn.Hi} \quad (43)$$

3.10 CHECAGEM FINAL DE DADOS

A checagem final dos dados, sugerida no item 6.5.5 da IEC-61724-3, foi realizada culminando no gráfico da Fig. 31.

Figura 31 - Checagem dos dados gerados com os medidos.



Fonte - Elaborado pelo autor no PVSyst (2022).

Para a identificação de dados problemáticos ou eventos operacionais, foi simulado no PVSyst o SFVCR usando os dados meteorológicos medidos (INMET) como entrada. O resultado, energia esperada, foi comparada aos valores correspondentes de energia medida. As áreas com alguma divergência perceptível

foram identificadas, sendo observado valores divergentes antes do mês de novembro de 2020 e após o mês de janeiro de 2022. A divergência encontrada foi atribuída a um erro sistemático nos valores de irradiação coletados na estação meteorológica, que apresentou nesses períodos considerável instabilidade com valores médios de irradiância abaixo do típico, considerando todos os outros dados utilizados. Dessa forma, as análises do SFVCR foram concentradas no ano de 2021.

A partir da configuração do SFVCR em estudo nos programas de simulação computacional, filtragem e tratamento dos dados de entrada dos modelos e de saída dos sistema fotovoltaicos, pode-se passar às diversas simulações e prospecção dos valores de energia prevista, esperada e gerada. Os resultados e valores encontrados são apresentados na seção seguinte.

4. RESULTADOS

A investigação realizada, contextualizando e estudando o funcionamento do SFVCR do IFAM CMC no âmbito da Amazônia brasileira, resultou na confecção de dados ambientais compatíveis com as aplicações previstas, sendo consolidados por critérios de filtragem especificados a partir das condições do sistema. A implementação computacional do sistema estudado e as simulações a partir das variáveis ambientais resultaram na síntese de dados representativos de energia prevista e esperada para o ano de 2021. Os dados resultantes das simulações foram utilizados na caracterização do desempenho do SFVCR quanto a sua capacidade de conversão de energia no ano de 2021. Por fim, as métricas de desempenho obtidas dos valores das energias esperada e medida evidenciaram parâmetros de desempenho do sistema, os quais são apresentadas detalhadamente neste capítulo.

4.1 DADOS METEOROLÓGICOS UTILIZADOS

A abordagem adotada, com a prospecção de valores de energia previstos, esperados e gerados, levou à prospecção e tratamento de dados meteorológicos formados por médias históricas e dados do respectivo período de análise. Com relação à origem dos dados, as fontes dos dados meteorológicos, conforme descrito, foi dividida em dados obtidos por modelos baseados em informações coletadas por satélites e por estação meteorológica em solo.

As bases de dados de satélite aplicadas foram o *National Solar Radiation Database* (NSRDB), associado ao *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e o Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição, associado ao Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN). As duas bases citadas forneceram dados resultantes de médias históricas, propiciando o cálculo da energia prevista pelo SFVCR.

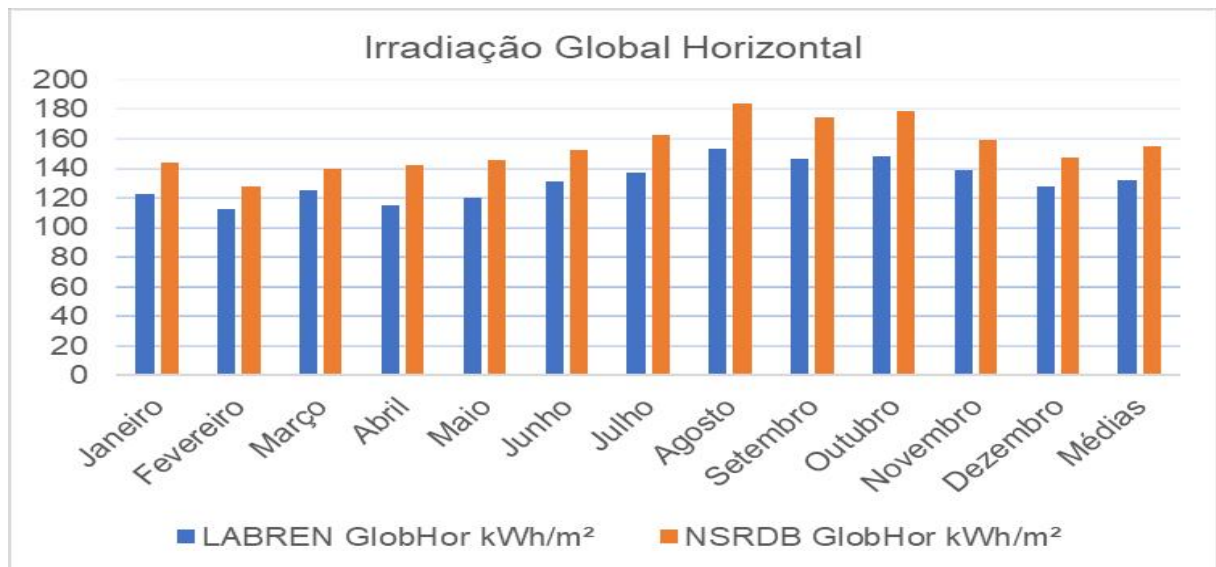
Apesar da origem dos dados aplicados pelos dois laboratórios terem como base informações geradas por imagem de satélite, os modelos aplicados apresentam resultados de saída com diferentes precisões, quando a energia gerada pelo SFVCR estudado é tomada como referência.

Os dados meteorológicos horários do NSRDB foram aplicados nos modelos de simulação do PVSystem e apresentados como uma série sintética de dados médios mensais gerados a partir dos dados horários fornecidos ao

programa, enquanto os dados médios mensais do LABREN foram desdobrados em sequências diárias e horárias para aplicação nos modelos, conforme detalhado na subseção 3.3. A Fig. 32 apresenta os valores das séries sintéticas de irradiação global horizontal gerada no PVSyst a partir dos dados das duas bases para os meses do ano de 2021.

A energia prevista é o insumo calculado na aplicação dos dados históricos das variáveis ambientais no modelo de previsão adotado, conforme esquematizado na Fig. 13 da subseção 2.3. O resultado de tal aplicação é importante para as previsões da geração de energia de um sistema fotovoltaico, tipicamente calculado na fase de planejamento do SFVCR. A Fig. 32, apresenta os dados históricos de irradiação global disponibilizados pelo NSRDB, os quais contém valores maiores que os disponibilizados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição para a localidade em estudo, provável efeito do modelo adotado pelo Laboratório do INPE considerando a realidade climática brasileira.

Figura 32 - Irradiação média do total mensal Global Horizontal, LABREN e NSRDB, simuladas.



Fonte - Elaborado pelo autor (2022) a partir de (PEREIRA et al., 2017; NREL, 2022)

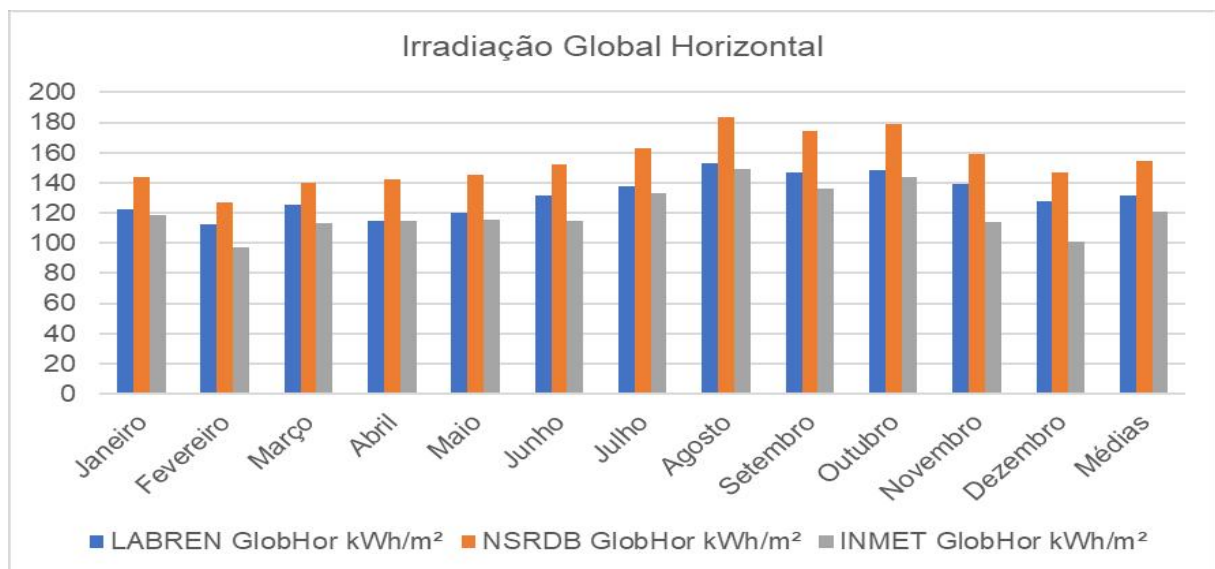
Embora os dados históricos utilizados tenham apresentado boas aproximações para o cálculo da energia prevista, as séries históricas de dados meteorológicos comportam variabilidades interanuais que podem ter um efeito em relação aos resultados de energia gerada, para um ano específico.

Quando se inclui na Fig.32 os dados meteorológicos coletados e tratados da estação meteorológica do INMET A101 evidencia-se, para a localidade, uma maior

proximidade dos dados fornecidos pelo LABREN em relação aos dados medidos no ano de 2021.

Importante se faz destacar que os valores históricos de irradiação são aplicados nas previsões de geração futura de energia enquanto os valores de radiação de períodos específicos, tempo decorrido, são aplicados no cálculo da energia esperada em determinado período de operação do sistema. A IEC-61724-3 trata como referência preliminar os dados de energia prevista, porém as métricas de desempenho do sistema fotovoltaico sejam calculadas a partir da energia esperada e medida no próprio sistema. A Fig. 33 apresenta os dados das fontes de irradiação global necessários a esse estudo. Para o período de estudo do SFVCR, nota-se conforme Fig. 33, uma maior proximidade entre os valores dos dados de irradiação disponibilizados pelo LABREN (históricos) em relação aos dados medidos pelo INMET (no ano de 2021), em contraste com os dados históricos do NSRDB.

Figura 33 - Irradiação global LABREN, NSRDB e INMET 2021.



Fonte - Elaborado pelo autor (2022) a partir de (PEREIRA et al., 2017; NREL, 2022; INMET, 2022).

As variáveis meteorológicas adicionais, de entrada do modelo de cálculo da temperatura da célula fotovoltaica, são apresentadas na tabela 5. Os dados medidos em solo na estação INMET A101 e os dados estimados por satélite, disponibilizados pelo NSRDB, apresentaram pequenas diferenças quanto aos valores, com exceção dos valores de velocidade horária do vento que apresentaram médias mensais e anuais aproximadamente de 50% dos valores medidos em solo.

Tabela 5 - Variáveis ambientais médias mensais.

	INMET			NSRDB		
	Temp. (°C)	Vel. vento (m/s)	Umidade relativa (%)	Temp. °C	Vel. vento m/s	Umidade relativa %
Janeiro	25,9	1	85,70%	25,8	0,7	86,80%
Fevereiro	25,8	1,2	85,90%	25,4	0,6	88,40%
Março	25,5	1,1	88,20%	25,5	0,7	88,70%
Abril	26,2	1	87,60%	25,4	0,6	91,70%
Maio	26,5	1	84,80%	25,5	0,6	90,20%
Junho	26,8	0,7	82,70%	25,1	0,6	91,10%
Julho	26,8	1,2	79,60%	25,6	0,6	85,50%
Agosto	27,7	1,2	74,50%	26,6	0,7	79,70%
Setembro	27,7	1,2	76,90%	27,5	0,6	78,40%
Outubro	28,1	1,4	74,70%	28,8	0,6	72,50%
Novembro	27,1	1,2	82,20%	27,3	0,6	81,90%
Dezembro	26,7	1,1	83,00%	26,4	0,6	84,70%
Med. Ano	26,7	1,1	0,821	26,3	0,6	0,849

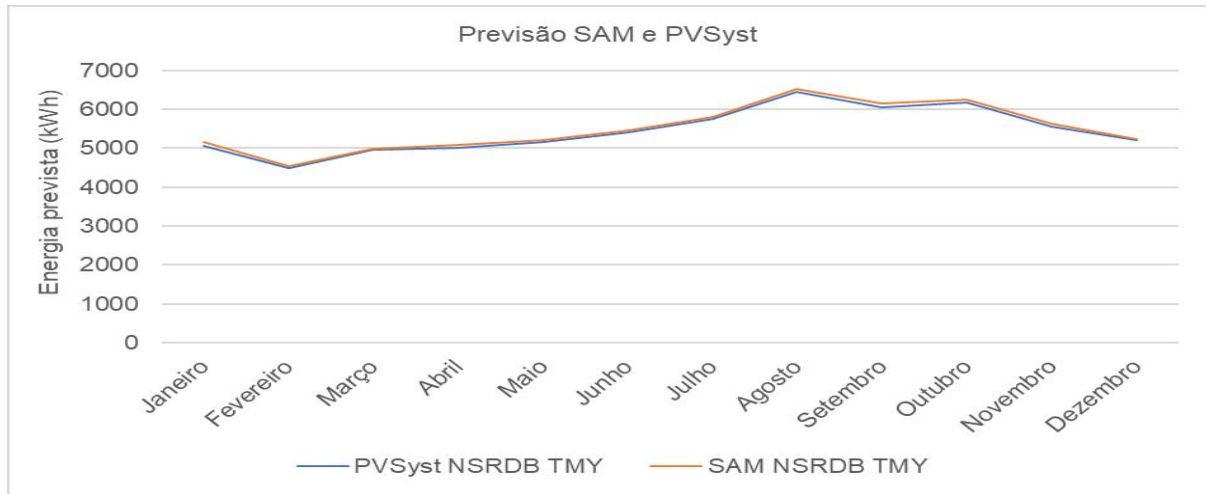
Fonte - Elaborado pelo autor (2022) a partir de (NREL, 2022; INMET, 2022).

4.2 ENERGIA GERADA, PREVISTA E ESPERADA

Os dados meteorológicos gerados a partir de registros históricos são uma boa referência para a previsão da energia a ser gerada por um sistema fotovoltaico. A aplicação de dados meteorológicos históricos nos modelos de previsão geram resultados com boa confiabilidade nas previsões anuais de geração de energia, porém a energia gerada mês a mês pode apresentar divergências devido a variabilidades interanuais e a forte correlação da potência instantânea nos terminais dos painéis com a irradiação incidente no plano dos painéis (KIM et al., 2019). Dessa forma, espera-se que os valores de energia medida e esperada da simulação de um sistema sejam mais próximos, se comparados a valores de energia previstos.

A aplicação dos dados de variáveis ambientais, médias históricas, nos modelos e simulações mostraram grande fidelidade entre os resultados obtidos nos dois *software* utilizados, SAM e PVSyst. Os dois resultados apresentaram-se coerentes quanto a energia prevista mês a mês e com erro anual inferior a 1,16%, para as energias simuladas. A Fig. 34 apresenta os resultados de energia prevista para o SFVCR simulado com a base de dados NSRDB nos dois programas, SAM e PVSyst.

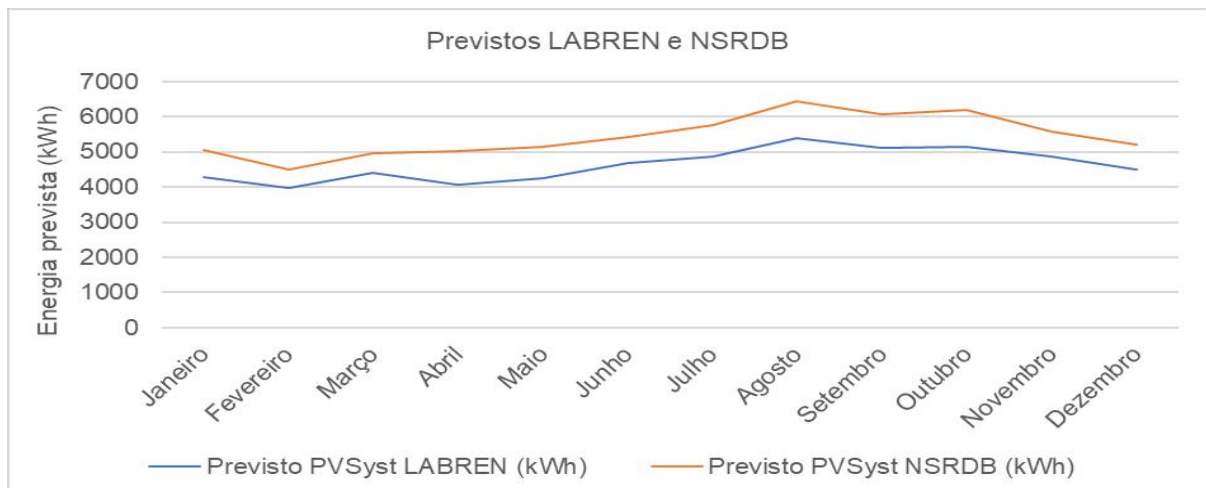
Figura 34 - Cálculo da energia prevista pelo SAM e PVSyst.



Fonte - Elaborado a partir dos *softwares* SAM 2021 12.2 e PVSyst 7.2.

O uso da base de dados do LABREN (Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª Edição) aplicada na simulação da energia prevista utilizando-se o PVSyst, apresentou valores de energia mais próximos dos resultados medido, quando comparados com os resultados utilizando-se a base de dados NSRDB. Conforme apresentado na subseção 4.1, a base de dados do INPE (LABREN) apresenta valores de irradiação global numericamente menores que os da base do NREL (NSRDB). Espera-se da diferença de valores de irradiação histórica entre as duas bases (LABREN e NSRDB) um efeito nos resultados dos cálculos das energias previstas. Entre os resultados das energias prevista efetuados neste estudo, a partir das duas bases de dados históricos, notou-se uma diferença em torno de 14,95% em valor médio anual. A Fig. 35 apresenta, mês a mês, o resultado das simulações.

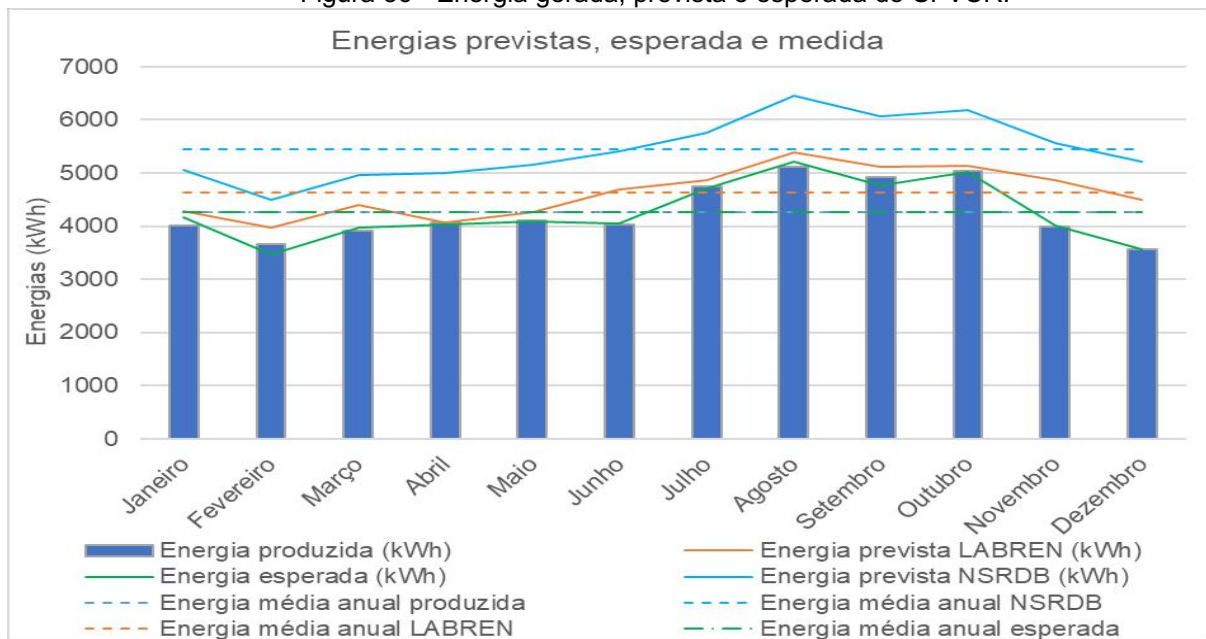
Figura 35 - Energia prevista para o SFVCR, dados do LABREN e do NSRDB.



Fonte - Elaborado pelo autor (2022) a partir do *software* PVSYST 7.2.

Os valores de energia previstos a partir dos dados meteorológicos do LABREN se mostraram mais próximos dos valores esperados para o ano de 2021, anexo D. A simulação das séries sintéticas geradas a partir dos dados coletados e tratados da estação meteorológica A101, para o ano de 2021, apresentaram pequeno erro quando comparados aos dados gerados pelo SFVCR. O anexo D apresenta uma tabela com os dados de energia gerados, previstos e esperados. A Fig. 36 ilustra os valores de energias previstas, esperada e gerada.

Figura 36 - Energia gerada, prevista e esperada do SFVCR.



Fonte – Elaborado pelo autor (2022) a partir do *software* PVSyst 7.2.

Conforme definido pela IEC-61724-3, a energia prevista é obtida a partir dos dados históricos das variáveis ambientais ao passo que os valores de energia esperada são resultado dos cálculos, com o mesmo modelo, porém a partir de dados de variáveis ambientais coletados no período decorrido (período de teste). Embora a norma IEC-61724-3 desenvolva um método de avaliação da performance de sistemas fotovoltaicos com métricas embasadas nas energias esperada e medida, a norma orienta ao cálculo da energia prevista, esperada e gerada (medida), conforme esquematizado na Fig. 13.

A energia prevista, calculada na fase de planejamento de um sistema, é uma referência importante para as partes envolvidas no projeto do sistema fotovoltaico. A Fig. 36 expõe os valores calculados de energia esperada e da energia medida no SFVCR em estudo para o ano de 2021, valores a serem aplicados no estudo de desempenho do SFVCR. Apresenta também os valores calculados de energia

prevista, os quais constituem importante referência a partir da fase de dimensionamento do sistema. As energias expostas em conjunto na Fig. 36 podem ensejar a percepção da importância das escolhas na fase de planejamento desses sistemas, a exemplo da escolha da base de dados históricos.

As escolhas dos projetistas no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos podem levar a resultados com diferentes incertezas devido, por exemplo, à escolha da base de dados ambientais utilizados no cálculo da energia prevista. No caso aqui estudado, notou-se uma diferença das médias anuais de 14,95% entre as energias previstas calculadas a partir dos dados obtidos do LABREN e do NSRDB. Tomando como referência a energia elétrica gerada no SFVCR em 2021, em valores médios anuais, as duas bases apresentaram distanciamentos percentuais de 7,84% (LABREN) e 21,62% (NSRDB). Paralelamente, tomando como referência a irradiação global média do total diário medida na localidade (INMET) em 2021, as médias de irradiação global fornecidas pelas bases LABREN e NSRDB apresentam distanciamentos percentuais de 8,07% (LABREN) e 21,85% (NSRDB). Possível indício de que os modelos aplicados de cálculo das energias apresentam razoável precisão, podendo apontar maior influência das variáveis ambientais (irradiação global) na sensibilidade das incertezas.

4.3 INDISPONIBILIDADE E MÉTRICAS

A prospecção dos episódios de indisponibilidade do sistema, condição de potência instantânea com valor zero na presença de irradiância sobre os painéis, retornou 325 resultados. A distribuição temporal das ocorrências filtradas evidencia os casos de indisponibilidade concentrados no início e fim dos dias claros Fig. 37. A distribuição horária dos episódios de indisponibilidade, histograma, ilustra a probabilidade aumentada dos registros de indisponibilidade antes das 07h00 e após as 17h00. A Fig. 37 apresenta o histograma das ocorrências de indisponibilidade.

Para o cálculo da energia esperada nos tempos de indisponibilidade (E_{ei}), conforme definido no subitem 3.5, as ocorrências de indisponibilidade foram estratificadas por horário para cada mês. A média da irradiação para a respectiva hora da falha e do correspondente mês, extraída dos registros do INMET, foi convertida para o plano dos painéis. A taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR) calculada para o sistema no respectivo mês foi extraído dos resultados das

simulações de energia esperada, no PVSyst. A potência fotovoltaica do SFVCR foi considerada como 44,9 kWp. Dessa forma, a energia prevista para os períodos de indisponibilidade no ano de 2021 foi calculada em 2,03566 kWh. A energia total esperada teve valor de 51.186 kWh para o ano de 2021.

Figura 37 - Ocorrências de indisponibilidade do sistema por hora do dia em 2021.



Fonte - Elaborado pelo autor (2022) a partir dos dados coletados.

O índice de desempenho energético (Id), calculado pela razão entre a energia medida (Em) e a energia esperada (Ee), apresentou os valores listados na tabela 6.

Tabela 6 - Índices de desempenho energético.

	Índice de desempenho energético	
	Id	Id%
Janeiro	0,96	96%
Fevereiro	1,06	106%
Março	0,99	99%
Abril	1,01	101%
Maio	1,01	101%
Junho	1,00	100%
Julho	1,01	101%
Agosto	0,98	98%
Setembro	1,03	103%
Outubro	1,00	100%
Novembro	1,00	100%
Dezembro	1,00	100%
Ano	1	100%

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

O índice de desempenho energético total, calculado usando a energia total esperada, apresentou valor unitário. Já a indisponibilidade de energia (Ind),

calculada como a razão entre a energia esperada para tempos de indisponibilidade (E_{ei}) e a energia total esperada (E_{te}) é apresentada na tabela 7, tendo a indisponibilidade do SFVCR para o ano de 2021 valor de 3,98%.

Tabela 7 - Indisponibilidade do SFVCR no ano de 2021.

	Indisponibilidade do sistema			
	E_{te} (kWh)	E_{ei} (kWh)	Ind	$Ind\%$
janeiro	4000,7	71,17	0,0178	1,78%
fevereiro	3662,2	109,24	0,0298	2,98%
março	3915,2	77,79	0,0199	1,99%
abril	4069,5	87,73	0,0216	2,16%
maio	4111,2	54,62	0,0133	1,33%
junho	4027,8	47,09	0,0117	1,17%
julho	4752,1	136,34	0,0287	2,87%
agosto	5120,4	5,71	0,0011	0,11%
setembro	4917,8	211,41	0,0430	4,30%
outubro	5044,4	683,89	0,1356	13,56%
novembro	3996,3	385,13	0,0964	9,64%
dezembro	3568,7	165,52	0,0464	4,64%
Total	51186,30	2035,66	0,0398	3,98%

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

A disponibilidade de energia (Di), calculada a partir da indisponibilidade de energia (Ind), em termos fracionários ficou em 0,96 da energia esperada ou expressa em termo percentuais 0,96%, de disponibilidade da energia esperada.

A taxa de desempenho (PR), conforme IEC-61724-1, item 10.3.1, reflete a energia elétrica gerada em relação à quantidade de irradiação, possibilitando a avaliação da planta. A PR foi calculada obtendo-se os valores da tabela 8.

Tabela 8 - Taxa de desempenho para o ano de 2021.

	E_s kWh	E_{Rede} kWh	G_{oblnc} kWh/m ²	P_n kW	H_i kW/m ²	PR_{cc}	PR
Janeiro	4000,7	3857,875	117,7	44900	1000	0,757	0,730
Fevereiro	3662,2	3531,459	96,7	44900	1000	0,843	0,813
Março	3915,2	3775,427	112,3	44900	1000	0,776	0,749
Abril	4069,5	3924,219	114,4	44900	1000	0,792	0,764
Maio	4111,2	3964,43	114,8	44900	1000	0,798	0,769
Junho	4027,8	3884,008	113,8	44900	1000	0,788	0,760
Julho	4752,1	4582,45	132,7	44900	1000	0,798	0,769
Agosto	5120,4	4937,602	148,2	44900	1000	0,770	0,742
Setembro	4917,8	4742,235	135,7	44900	1000	0,807	0,778
Outubro	5044,4	4864,315	142,9	44900	1000	0,786	0,758
Novembro	3996,3	3853,632	112,7	44900	1000	0,790	0,762
Dezembro	3568,7	3441,297	100,5	44900	1000	0,791	0,763
Ano	51186,3	49358,95	1442,4	44900	1000	0,790	0,762

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

Calculando-se a performance dos painéis a partir da irradiação global inclinada, no plano dos módulos, e da energia CC gerada em 2021 nota-se valor de $PR_{cc} = 0,790$. Considerando-se as perdas na operação dos inversores ($E_{Rede} = E_s(1 - 3,57\%)$) tem-se $PR = 0,762$, valor idêntico aos obtidos das diversas fontes de dados meteorológicos, nos quais considerou-se as perdas na operação dos inversores. A subseção 4.4 apresenta os resultados da simulação.

4.4 SIMULAÇÕES, MÉTRICAS E PERDAS

A energia prevista para o sistema fotovoltaico em estudo contou com dados meteorológicos das bases NSRDB e LABREN. A simulação do SFVCR utilizando as variáveis de entrada, variáveis meteorológicas, da base de dados NSRDB resultaram em um montante previsto de energia, nas saídas dos painéis, de 65,629 MWh para o ano de 2021, valor 14,443 MWh acima do valor medido. A taxa de desempenho, expressão da relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de Sol a 1.000 W/m² do sistema, para o referido ano, foi calculada em 0,762. A tabela 9 apresenta os dados de entrada, saídas e taxas de desempenho para o ano de 2021.

Tabela 9 - Resultados previstos com dados de entrada da NSRDB.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E.Painéis MWh	E_Rede MWh	PR
Janeiro	144	74,6	25,77	143,3	134,9	5,090	4,908	0,763
Fevereiro	127,3	71,2	25,42	126,6	119,4	4,515	4,352	0,766
Março	139,8	81	25,55	139,1	131,2	4,975	4,797	0,769
Abril	142,5	75,4	25,43	141,7	133,8	5,031	4,849	0,762
Maio	145,6	62,9	25,5	145	136,7	5,176	4,988	0,767
Junho	152,2	52,6	25,14	151,7	143,2	5,433	5,236	0,769
Julho	162,6	51,7	25,64	162,2	152,9	5,785	5,580	0,767
Agosto	183,7	61,4	26,63	183,3	173,7	6,486	6,260	0,761
Setembro	174,2	82,2	27,5	173,6	164,2	6,095	5,886	0,756
Outubro	178,6	90,1	28,82	177,9	168,3	6,212	5,999	0,751
Novembro	159,2	80,7	27,25	158,5	149,7	5,598	5,405	0,76
Dezembro	147,1	77,6	26,39	146,6	137,8	5,232	5,050	0,768
Ano	1856,8	861,4	26,26	1849,5	1745,7	65,629	63,311	0,762

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

A aplicação dos dados de irradiação do LABREN, como variáveis de entrada do SFVCR simulado no PVSyst resultaram em um montante de energia prevista, nas saídas dos painéis, de 55,798 MWh para o ano de 2021. O valor previsto, com dados meteorológicos do LABREN, excedeu a energia medida em 4,61 MWh no ano de 2021. A tabela 10 apresenta os dados de entrada e métricas para 2021.

Tabela 10 - Resultados previstos com dados de entrada da LABREN.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E.Painéis MWh	E_Rede MWh	PR
Janeiro	122,4	68,83	25,8	121,6	114,2	4,311	4,150	0,760
Fevereiro	112,5	66,69	25,4	111,9	105,4	3,985	3,834	0,764
Março	125,2	70,65	25,5	124,4	117,2	4,418	4,256	0,762
Abril	114,9	67,87	25,4	114,2	107,6	4,077	3,920	0,765
Maio	120,2	64,99	25,5	119,5	112,6	4,277	4,114	0,767
Junho	131,5	68,41	25,1	130,9	123,1	4,714	4,540	0,773
Julho	137,4	67,55	25,6	136,8	128,8	4,879	4,700	0,766
Agosto	153	73,83	26,6	152,4	144	5,409	5,214	0,762
Setembro	146,6	77,5	27,5	145,9	137,7	5,150	4,970	0,759
Outubro	148,1	84,94	28,8	147,4	139,1	5,170	4,985	0,754
Novembro	138,9	76,54	27,2	138,1	130,3	4,886	4,714	0,76
Dezembro	127,7	76,72	26,39	127	119,3	4,522	4,355	0,764
Ano	1578,4	864,53	26,24	1570	1479,4	55,798	53,751	0,762

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

A relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de Sol a 1.000 W/m² do sistema, para o referido ano, permaneceu em 0,762. A aplicação dos dados medidos na localidade, estação A101 INMET, como entrada do modelo resultou na energia esperada para o SFVCR. O montante de energia esperada nas saídas dos painéis foi calculado em 51,289 MWh, valor 0,103 MWh acima da energia medida no mesmo período. A tabela 11 apresenta os dados de entrada, saídas e taxas de desempenho para o ano de 2021.

Tabela 11 - Resultados esperados com dados de entrada do INMET.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E.Painéis MWh	E_Rede MWh	PR
Janeiro	118,5	71,08	25,9	117,7	110,5	4,180	4,022	0,761
Fevereiro	97,4	69,87	25,8	96,7	90,8	3,476	3,342	0,77
Março	113,1	65,44	25,5	112,3	105,7	3,991	3,836	0,761
Abril	115	61,07	26,2	114,4	107,9	4,051	3,895	0,759
Maio	115,6	69,39	26,5	114,8	108	4,107	3,950	0,767
Junho	114,5	63,11	26,8	113,8	107	4,063	3,909	0,765
Julho	133,3	73,12	26,8	132,7	124,8	4,737	4,564	0,766
Agosto	148,8	77,77	27,7	148,2	139,9	5,243	5,055	0,76
Setembro	136,4	77,5	27,7	135,7	128	4,795	4,625	0,759
Outubro	143,7	87,64	28,1	143	134,8	5,049	4,871	0,759
Novembro	113,6	80,96	27,1	112,7	105,9	4,027	3,880	0,767
Dezembro	101,2	67,47	26,69	100,5	94,2	3,572	3,428	0,76
Ano	1451,1	864,42	26,74	1442,5	1357,5	51,289	49,377	0,762

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

A taxa de desempenho (PR) reflete a razão entre a energia elétrica gerada em relação à quantidade de irradiação. Dessa forma a taxa de desempenho anual permaneceu inalterada para as simulações aplicando-se as diversas fontes de

dados meteorológicos. Por expressar uma relação da produtividade com a irradiação, a primeira calculada a partir da aplicação da segunda no modelo (*software*), espera-se que os valores das taxas de desempenho sejam muito próximos ou idênticos, independente da fonte de dado meteorológico.

A produtividade (Y_a) estabelece uma relação entre a energia gerada em (kWh) e a potência FV instalada (kWp). A energia gerada pelo painel tem relação direta com a energia incidente sobre sua face (irradiação no plano), podendo ser decrescida por perdas devido a sujidades e efeitos do ângulo de incidência, *Array Incidence Loss* (IAM). A tabela 12 apresenta os dados de produtividade para as energias esperada e medida enquanto a tabela 13 apresenta as produtividades previstas.

Tabela 12 - Taxa de Desempenho e Produtividade, esperada e real.

INMET		Medido	
PR	Y_a kWh/kWp	PR	Y_a kWh/kWp
0,761	89,58	0,730	85,92
0,770	74,43	0,813	78,65
0,761	85,43	0,749	84,09
0,758	86,75	0,764	87,40
0,766	87,97	0,769	88,29
0,765	87,06	0,760	86,50
0,766	101,65	0,769	102,06
0,760	112,58	0,742	109,97
0,759	103,01	0,778	105,62
0,759	108,49	0,758	108,34
0,767	86,41	0,762	85,83
0,760	76,35	0,763	76,64
0,762	1099,71	0,762	1099,31

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

As taxas de desempenho do SFVCR apresentadas na tabela 12 incluem os valores a serem aplicados na análise do sistema. Taxas calculadas a partir da energia medida e das energias previstas são apresentados na tabela 13.

Como é possível notar, as taxas de desempenho refletem uma característica do sistema, não evidenciam efeitos relativos às diferenças nos valores de irradiação das diferentes bases, sendo tal efeito percebido na produtividade. A tabela 13 apresenta os valores das taxas de desempenho e produtividades, tendo como referências as energias previstas e medida.

Tabela 13 - Taxa de Desempenho e Produtividade, prevista NSRDB, Prevista LABREN e real”.

NRSDB		LABREN		Medido	
PR	Ya kWh/kWp	PR	Ya kWh/kWp	PR	Ya kWh/kWp
0,763	109,31	0,760	92,43	0,730	85,92
0,766	96,93	0,763	85,39	0,813	78,65
0,768	106,84	0,762	94,79	0,749	84,09
0,762	108,00	0,764	87,31	0,764	87,40
0,766	111,09	0,767	91,63	0,769	88,29
0,769	116,61	0,772	101,11	0,760	86,50
0,766	124,28	0,765	104,68	0,769	102,06
0,761	139,42	0,762	116,12	0,742	109,97
0,755	131,09	0,759	110,69	0,778	105,62
0,751	133,61	0,753	111,02	0,758	108,34
0,759	120,38	0,760	104,99	0,762	85,83
0,767	112,47	0,764	96,99	0,763	76,64
0,762	1410,04	0,762	1197,13	0,762	1099,31

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

Outro efeito importante na dinâmica da geração de energia solar fotovoltaica é quanto às perdas. Essas exercem efeitos sobre irradiação, a efetiva energia que incide sobre as células e sobre a energia nominal dos painéis no processo de conversão.

Entre as perdas consideradas nesse estudo, observa-se algumas com tendência diretamente proporcional à irradiação incidente, outras com efeitos inversamente proporcionais ou com efeito nulo.

As perdas relativas à irradiação incidente sobre as células, irradiação global no plano dos painéis e os efeitos do ângulo de incidência (IAM), apresentaram comportamento inversamente proporcional ao valor da irradiação incidentes, enquanto as perdas por sujidades não apresentaram correlação.

Da leitura da tabela 14, notamos os efeitos das perdas sobre a energia nominal dos painéis, (perda fotovoltaica devido a temperatura) e (perdas ôhmicas) cresceram com o aumento da irradiação, possível efeito direto da irradiação sobre a temperatura dos módulos e indireto, nas perdas ôhmicas, por aumento da corrente de operação. Já as (perdas fotovoltaicas por nível de irradiância) e as (perdas na operação do inversor) apresentaram crescimento à medida em que a irradiação disponibilizada pelas fontes e aplicadas no modelo tiveram maiores valores. As demais perdas não apresentaram correlação com a variação de energia incidente sobre os painéis, a exemplo das perdas por (degradação dos módulo), (qualidade dos módulos), (degradação induzida por luz - LID) e (*Mismatch*). A tabela 14

apresenta as perdas calculadas para as energias previstas e esperada do SFVCR estudado.

Tabela 14 - Perdas previstas e esperada para o SFVCR.

Natureza da perda	Previsto - NSRDB	Previsto LABREN	Esperado INMET
Irradiação global horizontal	1857 kWh/m ²	1578 kWh/m ²	1451 kWh/m ²
Irradiação global no plano dos painéis	-0,39%	-0,53%	-0,60%
Efeitos do ângulo de incidência (IAM)	-2,69%	-2,86%	-2,98%
Poeira e sujidades	-3%	-3%	-3%
Irradiação efetiva nos painéis	1746 kWh/m ²	1479 kWh/m ²	1358 kWh/m ²
Energia nominal dos painéis (STC)	78,4MWh	66,5 MWh	61MWh
Degradação dos módulo	-0,96%	-0,96%	-0,96%
Perda fotovoltaica por nível de irradiação	-1,37	-1,75%	-1,98%
Perda fotovoltaica devido a temperatura	-10,97%	-10,36%	-10,02%
Perda devido a qualidade dos módulos	0,66%	0,66%	0,66%
Degradação induzida por luz - LID	-2%	-2%	-2%
Módulos e painéis - <i>Mismatch</i>	-2,10%	-2,10%	-2,10%
Perdas ôhmicas	-0,37%	-0,34%	-0,32%
Perdas na operação do inversor	-3,40%	-3,50%	-3,57%

Fonte - Elaborado pelo autor (2022).

Como nota-se nos resultados obtidos, as fontes de dados meteorológicos utilizadas apresentaram diferenças de valor absoluto quanto às variáveis disponibilizadas e utilizadas nos cálculos de energias previstas e esperada. As energias calculadas variaram quanto aos valores de saída, apresentando uma maior proximidade com os valores medidos, a energia esperada, calculada a partir de dados coletados de estação meteorológica em solo, seguida dos dados do LABREN. As métricas geradas a partir dos valores simulados e medidos, mostram a taxa de desempenho do sistema como uma propriedade intrínseca, não variando com as diversas fontes de dados meteorológicos e a produtividade diretamente correlacionada aos valores de irradiação incidente sobre a face dos painéis.

4.4 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os resultados observados da aplicação dos dados meteorológicos provenientes de informações baseadas em satélites propiciaram valores de saídas do sistema simulado próximos aos resultados das variáveis medidas em solo, possibilitando uma previsão das saídas do SFVCR. Os resultados de energia prevista propiciados pelos dados extraídos do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2°

edição foram mais precisos, se tomado como referência a energia gerada pelo sistema fotovoltaico estudado no ano de 2021. Os distanciamentos percentuais entre o valor médio da energia gerada em 2021 e das energias previstas em valor médio anual foram de 7,84% (LABREN) e 21,62% (NSRDB), respectivamente.

Os modelos utilizados para a simulação do SFVCR tiveram resultados quase idênticos quando aplicadas as mesmas variáveis de entrada, apresentado na Fig. 34, conduzindo o foco da investigação para as bases de dados das variáveis a serem utilizadas. Conforme nota-se na Fig. 35, os resultados simulados utilizando-se dados gerados a partir de satélite das bases NSRDB e LABREN conduziram a valores previstos para a saída do sistema com significativa diferença.

Quanto a indisponibilidade do sistema, períodos de dia claro onde constatou-se potência de saída zero, esses apresentaram concentração das ocorrências em períodos de baixa irradiância, no início e principalmente fim do dia claro. Haja vista a reduzida irradiância nesses períodos os efeitos dessas falhas no resultado da energia gerada não foram muito significativos. As falhas, porém, podem indicar a ausência de algum filtro ou sistema de supervisão da ativação do sistema, que possa reduzir o total de registros que tiveram número total superior a 360 e perda energética de 2,03566 kWh no ano de 2021.

O índice de desempenho energético do sistema apresentou valor unitário, indicando a proximidade dos valores da energia esperada e medida. Apesar do grande número de falhas registradas pelo sistema, a disponibilidade do sistema ficou em torno de 96% da energia esperada, provável efeito da baixa irradiância nos horários em que as falhas se concentraram.

A taxa de desempenho ou *Performance Ratio* (PR), quando calculado com os dados de energia gerada e a irradiação no plano dos painéis da série sintética gerada a partir de dados da estação A101, apresentou valor de 0,790. A taxa de desempenho calculada nas simulações, independente da fonte de dados permaneceu em 0,762, diferença aproxima a 3,4%. A taxa de desempenho real do SFVCR, portanto, ficou acima da teórica no ano de 2021.

A produtividade do SFVCR, relação entre a energia gerada e a potência instalada, resultou em valores diferentes a depender da fonte de dados meteorológicos. Diferença esperada, haja vista os diferentes valores de irradiação e a correlação entre irradiância no plano dos painéis e a potência fotovoltaica nas saídas (terminais) dos painéis (KIM et al., 2019). A diferença percentual em valores

médios anuais das irradiâncias entre as bases NSRDB e LABREN foram replicadas nas produtividades, tabela 13, mantendo a diferença de 14,95%. Os resultados apresentaram pequeno percentual na diferença entre a produtividade real do sistema e a calculada a partir da energia esperada, em torno de 0,2%.

As perdas previstas pelo *software* na previsão da energia gerada resultaram em boa aproximação para os valores de energia esperada. Das simulações pode-se evidenciar os possíveis efeitos dos valores nominais de irradiação em algumas das perdas previstas. A degradação dos módulos e degradação induzida por luz LID permaneceu com valores fixos nas simulações, embora possa ser contraintuitivo no caso do LID. Já no caso das perdas ôhmicas, a correlação entre irradiação e corrente do painel induz à convicção de que há relação direta entre energia incidente sobre os painéis e perdas absolutas no cabeamento CC.

5 CONCLUSÕES GERAIS

O caso estudado, considerando as previsões e operação do SFVCR do IFAM CMC, abordando os modelos tipicamente utilizados nas previsões de energia gerada e aplicados no cálculo da energia esperada, sendo esta contrastada com a energia medida, conforme metodologia sugerida na IEC-61724-3, aponta a importância e influência dos dados ambientais nos cálculos da energia gerada pelo sistema, principalmente dos dados de irradiação.

Os dados ambientais de velocidade do vento disponíveis na base de dados NSRDB apresentaram discrepância significativa quando comparados aos dados medidos na estação A101, como constata-se na tabela 5, porém considerados nesse estudo de menor impacto nos resultados devido ao modelo aplicado. Detalhes do modelo são comentados no tutorial do PVSyst, quanto à velocidade do vento e aos valores de $UV = 0$. Conforme tutorial do programa, na prática a dependência do vento é reduzida na aplicação do modelo. Conforme detalhado no tutorial, valores para irradiância global e temperatura ambiente são entradas obrigatórias para a simulação enquanto a difusa global e a velocidade do vento são opcionais e se necessário calculados por modelos específicos (PVSYST, 2021).

O desempenho real do sistema foi considerado satisfatório quando comparado com o desempenho esperado, sendo calculada diferença próxima de 3,4%. A produtividade esperada para o sistema apresentou valor próximo da produtividade com dados medidos, a pequena diferença foi atribuída a irradiação medida na estação A101, a qual apresentou alguns valores horários nulos os quais foram substituídos por valores médios anuais, geralmente maiores. O percentual entre a produtividade real do sistema e a calculada a partir da energia esperada resultou em 0,2%. Os dados de irradiação medidos em solo apresentaram-se precisos, porém sugere-se investigar formas de melhorar a robustez dos equipamentos de medição ou aplicação de filtros, evitando-se as inconsistências a exemplo dos valores registrados como nulos.

O desempenho esperado e real do SFVCR foi considerado dentro das faixas típicas para sistemas semelhantes (YANG et al., 2020; YANG; TIEPOLO; URBANETZ, 2018). A produtividade do sistema refletiu a dinâmica e consistência da variação da irradiação média mensal ao longo do ano na localidade do SFVCR. A irradiação é afetada em todas as bases de dados meteorológicos pela precipitação

que atinge valores máximos e mínimos entre os meses de abril a julho e novembro a fevereiro, respectivamente.

Na revisão de literatura inicial a metodologia de avaliação da energia gerada por um sistema fotovoltaico, apresentada na IEC-61724-3, foi considerada abordagem conveniente para o caso estudado. Conceituando a energia de um sistema em prevista, esperada e medida e apresentando metodologia para o processamento dos dados meteorológicos e medidos do sistema em estudo. Outras abordagens e metodologias de análise são consolidadas na literatura, podendo o *design* da planta favorecer o tipo de abordagem mais aplicável, a exemplo da geração de curvas I-V que, medindo os dados de temperatura, irradiância instantâneos e variando uma carga capacitiva nos terminais dos painéis gera dados diagnósticos do painel, sendo assim necessário acesso simultâneo aos módulos e respectivos terminais do painel (NBR, 2021).

Os programas computacionais classificados por atributos ao longo do estudo apresentaram potencialidades e limitações, a exemplo da falta de atualização dos dados meteorológicos acessíveis para uso no SAM ou a possibilidade de gerar séries sintéticas de dados a partir de fontes alternativas, ferramenta disponível no PVSyst 7.2. Dessa forma, foram classificados os programas SAM e PVSyst 7.2 para a abordagem escolhida. A gratuidade e clareza na apresentação dos modelos adotados no SAM foi considerado ponto positivo no entendimento global da aplicação.

Os dados ambientais utilizados, radiação, velocidade do vento, humidade e temperatura ambiente, foram identificados como as variáveis ambientais com maior correlações na geração de energia por sistemas fotovoltaicos, quando implementados nos modelos paramétricos adotados. Os dados de irradiação foram extraídos das bases de dados NSRDB e do LABREN, foram acessados em forma de médias históricas sendo essas utilizadas no cálculo da energia prevista. Os dados extraídos da estação meteorológica em solo, valores do períodos em análise para cálculo da energia esperada, apresentaram algumas inconsistências em forma de valores horários nulos. Sendo assim, adotado a metodologia sugerida na norma IEC-61724-3 para a recuperação. Dessa forma, foram criadas planilhas de dados médios mensais baseados nas fontes adotadas para a geração das séries sintéticas e simulação do SFVCR. Os resultados de energia esperada, simulação do sistema com dados meteorológicos e perdas teóricas, geraram valores muito próximos aos

de energia medida no período estudado. No cálculo da energia prevista os dados do LABREN apresentaram resultados mais próximos dos valores de energia gerada, quando comparados com os dados do NSRDB.

Os resultados das simulações geradas a partir das bases de dados e do SFVCR, emulado no programa, foram organizados em forma de planilhas e apresentadas na seção 4. A disposição dos dados em forma de planilhas propicia o confronto dos resultados das simulações computacionais com os dados reais de energia gerados no SFVCR. A comparação direta dos dados de energia prevista dos modelos de simulação aplicados pelos programas (PVSyst e SAM) mostra a consistência e a forte correlação entre dados meteorológicos e energia gerada, principalmente dados de irradiação. Note-se a importância de acesso aos dados meteorológicos do período de análise como forma de gerar valores de energia esperados possibilitando a aplicação do método de avaliação do sistema adotado nesse estudo e um diagnóstico do SFVCR.

Sugere-se em trabalhos futuros a repetição dos procedimentos e cálculos gerando novas perspectivas do funcionamento do SFVCR ao longo do tempo. Recomenda-se aprofundamento das pesquisas relacionadas aos efeitos das intemperes locais nas perdas efetivas. Considera-se recomendável estudos do efeito da luz sobre a degradação dos módulos para os anos seguintes, investigando-se seu efeito para períodos maiores. Indica-se a aplicação do estudo às novas usinas, que devem entrar em funcionamento nos próximos meses e fazer uso de módulos de silício monocristalino. Aconselha-se a padronização do método para o SFVCR como forma de orientar a geração de novos dados de rendimento, produzindo referências para a performance de sistemas fotovoltaicos na localidade.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **GERAÇÃO DISTRIBUIDA**. 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 26 dez. 2022a.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **ACOMPANHAMENTO DA IMPLANTAÇÃO DAS CENTRAIS GERADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiMGYyZWlONzg0MGRI0C00M2ZjLTljZDYtZTVkYjZjZjZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 26 dez. 2022b.
- ALMEIDA, M. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR16274**: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.
- BARROS, A. C. DE. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 1. ed. Rio de Janeiro: Eletrobras; INPE, 2017.
- CAMERON, C. P.; BOYSON, W. E.; RILEY, D. M. Comparison of PV system performance-model predictions with measured PV system performance. *In: Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. San Diego: 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, p. 2–7, 2008., Mai. 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4922865>. Acesso em: 14 nov. 2021.
- Controladoria Geral da União, CGU. **Relatório de avaliação**. 1. ed. Brasília: MME, 2020. Disponível em: <file:///C:/Users/Fabiano/Downloads/992257_Relatório_Final_CCC-_Setembro.pdf>. Acesso em: 15. novembro. 2021.
- CHIEL, H. J. Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends. **Journal of Physics**, Vancouver CAN. , n. 1913. 2021.
- COAKLEY, K. M.; MCGEHEE, M. D. Conjugated polymer photovoltaic cells. **Chemistry of Materials**, Washington, v. 16, n. 23, p. 4533–4542, 2004.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61724-1**: Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, data exchange and analysis - Part 1: Monitoring. Geneva: IEC, 2017.
- CREMASCO, N. P.; CORDEIRO, A. C.; URBANETZ, J. J.; YANG, R. L.; HILGERT, D. P.; LELUDAK, J. A. Estudo de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica Instalados em Goioerê - PR Através de Índices de Mérito. **SEPOC**, Santa Maria, Mai. 2021. Proceedings of the 13th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC

2021). **Anais...** SEPOC, 18 maio 2021 Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/21817>. Acesso em: 10. 04. 2022.

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X0502410>. Acesso em: 10 out. 2021.

DOBOS, A. P. An improved coefficient calculator for the california energy commission 6 parameter photovoltaic module model. **Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME**, v. 134, n. 2, p. 1–6, 2012. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1043759>. Acesso em: 10 out. 2021.

DOBOS, A. P. **5-parameter PV Module Model**. Santa Clara CA: [s.n.]. 2013 Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/07be/3af29bd71e1ecb319449e8515b9f24480bd8.pdf>. Acesso em: 10 out. 2021.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A.; MCGOWAN, J. Solar Engineering of Thermal Processes. **American Journal of Physics**, New Jersey: 4. ed. v. 53, n. 4, p. 382–382, 2013. Disponível em: [https://www.sku.ac.ir/Datafiles/BookLibrary/45/John%20A.%20Duffie,%20William%20A.%20Beckman\(auth.\)-Solar%20Engineering%20of%20Thermal%20Processes,%20Fourth%20Edition%20\(2013\).pdf](https://www.sku.ac.ir/Datafiles/BookLibrary/45/John%20A.%20Duffie,%20William%20A.%20Beckman(auth.)-Solar%20Engineering%20of%20Thermal%20Processes,%20Fourth%20Edition%20(2013).pdf). Acesso em: 11 out. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional Relatório Síntese. Rio de Janeiro: EPE, 2021**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 25 fev. 2022.

GILMAN, P. **SAM Photovoltaic Model Technical Reference**. 1. ed. Denver USA: NREL, 2015. Disponível em: www.nrel.gov/publications. Acesso em: 25 mai. 2022.

GREEN, M. et al. Solar cell efficiency tables (version 40). **IEEE Trans Fuzzy Syst**, Sydney, v. 20, n. 6, p. 1114–1129, 2012. Disponível em: https://www.academia.edu/22606481/Solar_cell_efficiency_tables_version_40_. Acesso em: 10 ago. 2021.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61724-3: Photovoltaic system performance – Part 3: Energy evaluation method**. Geneva: IEC, 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems**. Geneva: IEC, 2002.

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia (IFAM). **PRIMEIRA USINA FOTOVOLTAICA NO IFAM. 2022**. Disponível em: <http://www2.ifam.edu.br/campus/cmc/noticias/primeira-usina-fotovoltaica-no-ifam-cmc>. Acesso em: 11 out. 2022.

IQBAL, M. Z.; ALI, S. R.; KHAN, S. Progress in dye sensitized solar cell by incorporating natural photosensitizers. **Solar Energy**, v. 181, n. December 2018, p. 490–509, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X19301495?via%3Dihub>. Acesso em: 15 out. 2021.

ISAURA, M.; CHAVES, D. A. REPERCUSSÕES DE EXPERIÊNCIAS COM MODELAGEM MATEMÁTICA EM AÇÕES DOCENTES. **REMATEC**, Natal RN, ano 9, n. 17, set. - dez., p. 24–45, 2014. Disponível em: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi7zrWzrbD8AhXKLbkGHU6nCnEQFnoECBEQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.rematec.net.br%2Findex.php%2Frematec%2Farticle%2Fdownload%2F315%2F315&usg=AOvVaw2wLuNzWmYiVF2DLXSmfSyl>. Acesso em: 9 nov. 2021.

KIM, G. G. et al. Prediction Model for PV Performance with Correlation Analysis of Environmental Variables. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 9, n. 3, p. 832–841, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=8653358>. Acesso em: 02 fev. 2022.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVIL, J. A. **PHOTOVOLTAIC ARRAY PERFORMANCE MODEL**, Albuquerque: [s.n.]. Disponível em: <https://www.osti.gov/servlets/purl/919131>. Acesso em: 12 mar. 2022.

LIMA, A. A. et al. Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, Curitiba: v. 42, p. 16, 2020. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbef/a/zmFYrhnnhLQ8dMHk7CDmSfs/?lang=pt#>. Acesso em: 04 abr. 2022.

MARES, F. M. **VALIDAÇÃO DE DIFERENTES MODELOS MATEMÁTICOS APLICADOS NA PREVISÃO DE DESEMPENHO DE GERADORES FOTOVOLTAICOS**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará - UFPA, Belém PA, 2019.

MARINHO, R. R.; RIVERA, I. A. A precipitação estimada por satélite na Bacia do Rio Negro. **RA'EGA**, Curitiba v. 2008, p. 44–61, 2021. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/raega/article/view/67426>. Acesso em: 08 out. 2021.

MOHAMMAD BAGHER, A. Types of Solar Cells and Application. **American Journal of Optics and Photonics**, v. 3, n. 5, p. 94, 2015. Disponível em: <https://article.sciencepublishinggroup.com/html/10.11648.j.ajop.20150305.17.html>. Acesso em: 05 out. 2021.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). **National Solar Radiation Database (NSRDB)**. 2022. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/about/what-is-the-nsrdb>. Acesso em: 20 jun. 2022.

OLIVEIRA, L. G. M. **AVALIAÇÃO DE FATORES QUE INFLUENCIAM NA ESTIMATIVA DA GERAÇÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, 2017.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 20. mar. 2022.

PEREIRA, F.; TIEPOLO, G. M.; ROMANELI, E. F. R. ANÁLISE COMPARATIVA DO DESEMPENHO ESTIMADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES CLIMAS BRASILEIROS NO ANO DE 2020. *In: Congresso Brasileiro Interdisciplinar em Ciência e Tecnologia*, 2., 2021. Disponível em: <https://www.even3.com.br/anais/cobicet/378211-analise-comparativa-do-desempenho-estimado-de-modulos-fotovoltaicos-em-diferentes-climas-brasileiros-no-ano-de-20/>. Acesso em: 15 jul. 2022.

PINHO, J. T. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

PLAZA, F. Modelación matemática en ingeniería. **IE Revista de Investigación Educativa de la REDIECH**, Cauca: n. 13. 2017. v. 7, n. 13, p. 47–57, 2017. Disponível em: https://www.rediech.org/ojs/2017/index.php/ie_rie_rediech/article/view/9. Acesso em: 10 jun. 2021.

PVsyst SA. **PVsyst Grid-Connected**. 2022. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/fr/publications-scientifiques/>. Acesso em: 12 set. 2022.

REGO, E. E.; SCHMIDT, G. F.; GOMES, V. S. M. **ESTUDOS DE INVENTÁRIO HIDRELÉTRICO DA BACIA HIDROGRÁFICA DO RIO NEGRO**. 1. ed. Rio de Janeiro: MME, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-sintese-dos-estudos-de-inventario-da-bacia-do-rio-negro>>. Acesso em: 15. abril. 2022.

RENEWABLES 2020. **GLOBAL STATUS REPORT (REN21)**. 1. ed. [s.l.: s.n.]. 2020. Disponível em: [https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21\(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e\).html](https://abdn.pure.elsevier.com/en/en/researchoutput/ren21(5d1212f6-d863-45f7-8979-5f68a61e380e).html). Acesso em: 10. agosto. 2021.

RENEWABLES 2021. **GLOBAL STATUS REPORT (REN21): Global Status Report for Buildings and Construction: Towards a Zero-emission, Efficient and Resilient Buildings and Construction Sector**. 1. ed. [s.l.: s.n.]. 2021. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf<http://www.ren21.net/resources/publications/>. Acesso em: 10. Agosto. 2021.

RENEWABLES 2022 **GLOBAL STATUS REPORT - MARKET AND INDUSTRY TRENDS - SOLAR PV**. 1. ed. [s.l.: s.n.]. 2022. Disponível em: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf

ROBERTS, J. J.; MENDIBURU ZEVALLOS, A. A.; CASSULA, A. M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, n. August 2016, p. 1104–1123, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116306712>. Acesso em: 05 jun. 2021.

SAMPAIO, P. G. V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. December 2016, p. 590–601, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/32984/1/PhotovoltaicSolarEnergy_Gonz%C3%A1lez_2017.pdf. Acesso em: 10 jun. 2021.

SHARMA, S.; JAIN, K. K.; SHARMA, A. Solar Cells: In Research and Applications— A Review. **Materials Sciences and Applications**, v. 06, n. 12, p. 1145–1155, 2015. Disponível em: <https://www.scirp.org/journal/paperinformation.aspx?paperid=62181>. Acesso em: 10 jun. 2021.

SNAITH, H. J. Present status and future prospects of perovskite photovoltaics. **Nature Materials**, v. 17, n. 5, p. 372–376, 2018. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/s41563-018-0071-z>. Acesso em: 05 jun. 2021.

SOLMETRIC. **PVA-Solmetric**: PVA-1500. 1. ed. Denver - USA: SOLMETRIC, 2021. Disponível em: https://sep.yimg.com/ty/cdn/yhst_77580361692593/PVA_User_Guide-14Oct2022.pdf?t=1665792785&. Acesso em: 8. Abril. 2021.

TOZZI, P.; JO, J. H. A comparative analysis of renewable energy simulation tools: Performance simulation model vs. system optimization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, n. May, p. 390–398, 2017. Disponível em: <https://daneshyari.com/article/preview/5482064.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2022.

URBANETZ, J.; CASAGRANDE, E. F. J.; TIEPOLO, G. M. Análise Do Desempenho De Dois Anos De Operação Do Sistema Fotovoltaico Conectado À Rede Elétrica Do Escritório Verde Da UTFPR. In: V Congresso Brasileiro de Energia Solar, 5., 2014, Recife. **Anais**. Recife: CBENS, Mar., 2014. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/2204/2191>. Acesso em: 05 jan. 2022.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ J. J.; SOUZA, M. B. ESTIMATIVA DA TAXA DE DESEMPENHO A PARTIR DA POTÊNCIA DE SAÍDA PARA UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM CURITIBA. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, V., 2020, Fortaleza. **Anais**. Fortaleza: CBENS, jun. 2020. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/822/822>. Acesso em: 05 jan. 2022.

YANG, R. L.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ, J. J. Estimação da Taxa de Desempenho para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede no Paraná. In: **Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**, XI., 2018, Cuiabá. Disponível em: <https://utfpr-ct-static-content.s3.amazonaws.com/labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2018/12/Estima%C3%A7%C3%A3o-da-Taxa-de-Desempenho-para-Sistemas-Fotovoltaicos-Conectados-%C3%A0-Rede-no-Paran%C3%A1-vf.pdf>. Acesso em: 05 set. 2022.

ZHOU, Y.; LI, Y.; LIU, J. Complete models of transmission-connected photovoltaic plant using modularity principle for power system small signal stability study. **IEEEJ Journal of Industry Applications**, v. 6, n. 6, p. 435–442, 2017. Disponível em: https://www.jstage.jst.go.jp/article/ieejia/6/6/6_435/_pdf. Acesso em: 12 out. 2022.

APÊNDICE A – VARIÁVEIS AMBIENTAIS

Manaus 2020				
Mês	Ta [°C]	ws [m/s]	RH [%]	GHI média do mês W/m ²
Janeiro	29,7	1,75	58,5	184,3
Fevereiro	29,3	1,7	68	177,4
Março	29,7	1,7	69	173,4
Abril	28,4	1,4	74	159,9
Maio	28,7	1,5	74	159,9
Junho	29,5	1,5	67	192,8
Julho	30,8	1,7	58	218,9
Agosto	31,7	1,8	52	220,0
Setembro	31,6	1,75	55,5	214,1
Outubro	29,6	1,5	66	190,9
Novembro	29,2	1,4	69	176,4
Dezembro	28,7	1,5	72	187,8
Total	356,9	19,2	783	2255,6
Média	29,74167	1,6	65,25	188,0

Manaus 2021				
Mês	Ta [°C]	ws [m/s]	RH [%]	GHI média do mês W/m ²
Janeiro	25,9	0,96	77,7	159,3
Fevereiro	25,8	1,20	79,4	144,9
Março	25,5	1,05	80,7	152,0
Abril	26,2	0,99	78,4	159,7
Maio	26,5	1,03	78,5	155,4
Junho	26,8	0,69	78,6	159,0
Julho	26,8	1,19	76,3	179,1
Agosto	27,7	1,21	72,4	200,0
Setembro	27,7	1,18	74,1	189,5
Outubro	28,1	1,39	72,3	193,2
Novembro	27,1	1,16	79,3	157,8
Dezembro	26,7	1,12	82,9	136,0
Total	320,6318	13,15654	930,5108	1986,0
Média	26,71931	1,096378	77,54257	165,5

Manaus 2022				
Mês	Ta [°C]	ws [m/s]	RH [%]	GHI média do mês W/m ²
Janeiro	26,4	1,38	80,0	152,0
Fevereiro	25,9	1,18	83,4	123,7
Março	25,9	1,03	83,3	138,9
Abril	26,1	1,10	83,4	137,5
Maio	26,7	1,27	78,0	159,7
Junho	26,2	1,10	79,0	156,8
Julho	28,0	1,35	69,7	190,1
Agosto	28,1	1,44	67,8	201,0
Setembro	29,1	1,28	65,3	184,6
Outubro	0,0	0,00	0,0	0,0
Novembro	0,0	0,00	0,0	0,0
Dezembro	0,0	0,00	0,0	0,0
Total	242,3915	11,13047	689,921	1444,3
Média	20,1993	0,927539	57,49341	120,4

APÊNDICE B – VARIÁVIES HISTÓRICAS

Manaus LABREN				
Mês	Ta [°C]	ws [m/s]	RH [%]	GHI média do mês (Wh/m ² .dia)
Janeiro	25,8	0,7	58,5	3947,0
Fevereiro	25,4	0,6	68	4017,0
Março	25,5	0,7	69	4040,0
Abril	25,4	0,6	74	3831,0
Mai	25,5	0,7	74	3879,0
Junho	25,1	0,6	67	4385,0
Julho	25,6	0,6	58	4431,0
Agosto	26,6	0,7	52	4934,0
Setembro	27,5	0,6	55,5	4887,0
Outubro	28,8	0,6	66	4778,0
Novembro	27,2	0,6	69	4629,0
Dezembro	26,4	0,6	72	4118,0
Total	314,8	7,6	783,0	51876,0
Média	26,2	0,6	65,3	4323,0

APÊNDICE C – OCORRÊNCIAS DE INDISPONIBILIDADE

Registros de indisponibilidade do sistema									
Data	Hora	Data	Hora	Data	Hora	Data	Hora	Data	Hora
7/7/21	7:30	2/10/21	17:48	25/10/21	17:54	25/11/21	18:00	15/11/21	17:51
7/7/21	7:27	6/10/21	17:48	26/10/21	17:54	27/11/21	18:00	18/11/21	17:50
30/6/21	14:12	1/10/21	17:47	28/10/21	17:54	30/11/21	18:00	6/11/21	17:49
23/6/21	7:02	2/10/21	17:43	31/10/21	17:54	9/11/21	17:59	9/11/21	17:49
23/6/21	7:00	30/9/21	17:40	1/11/21	17:54	12/11/21	17:59	1/12/21	17:49
22/6/21	6:30	2/10/21	17:40	7/10/21	17:53	14/11/21	17:59	10/11/21	17:48
22/6/21	6:27	19/9/21	13:57	13/10/21	17:53	16/11/21	17:59	17/11/21	17:47
22/6/21	6:25	19/9/21	13:55	18/10/21	17:53	18/11/21	17:59	15/11/21	17:46
9/6/21	7:10	18/9/21	8:05	22/10/21	17:53	26/11/21	17:59	6/11/21	17:44
9/6/21	7:07	18/9/21	8:02	23/10/21	17:53	28/11/21	17:59	15/11/21	17:36
14/7/21	13:12	9/10/21	18:00	24/10/21	17:53	1/12/21	17:59	17/11/21	17:36
14/7/21	13:10	19/10/21	18:00	11/10/21	17:52	2/12/21	17:59	15/11/21	17:35
17/7/21	8:47	4/11/21	18:00	16/10/21	17:52	3/12/21	17:59	22/11/21	16:06
17/7/21	8:45	8/10/21	17:59	27/10/21	17:52	6/11/21	17:58	18/11/21	6:09
27/7/21	8:22	15/10/21	17:59	2/11/21	17:52	7/11/21	17:58	6/12/21	18:00
27/7/21	8:20	17/10/21	17:59	5/11/21	17:52	10/11/21	17:58	20/12/21	18:00
12/7/21	7:22	20/10/21	17:59	21/10/21	17:50	11/11/21	17:58	8/12/21	17:59
9/7/21	7:12	22/10/21	17:59	17/10/21	17:49	19/11/21	17:58	11/12/21	17:58
9/7/21	7:10	23/10/21	17:59	20/10/21	17:49	8/11/21	17:57	13/12/21	17:58
13/8/21	7:17	25/10/21	17:59	25/10/21	17:49	15/11/21	17:57	17/12/21	17:58
13/8/21	7:20	26/10/21	17:59	31/10/21	17:49	17/11/21	17:57	12/12/21	17:57
3/9/21	7:40	28/10/21	17:59	1/11/21	17:49	22/11/21	17:57	21/12/21	17:57
3/9/21	7:42	31/10/21	17:59	4/11/21	17:49	29/11/21	17:57	24/12/21	17:57
27/9/21	18:00	7/10/21	17:58	23/10/21	17:48	4/12/21	17:57	15/12/21	17:56
4/10/21	18:00	13/10/21	17:58	28/10/21	17:48	21/11/21	17:56	20/12/21	17:55
5/10/21	18:00	18/10/21	17:58	7/10/21	17:47	18/11/21	17:55	11/12/21	17:53
24/9/21	17:59	24/10/21	17:58	27/10/21	17:47	26/11/21	17:55	21/12/21	17:52
25/9/21	17:59	30/10/21	17:58	2/11/21	17:47	27/11/21	17:55	13/12/21	17:47
29/9/21	17:59	11/10/21	17:57	11/10/21	17:46	9/11/21	17:54	12/12/21	17:46
6/10/21	17:59	12/10/21	17:57	21/10/21	17:45	12/11/21	17:54	12/12/21	17:41
2/10/21	17:58	14/10/21	17:57	17/10/21	17:44	13/11/21	17:54	12/12/21	17:36
1/10/21	17:57	16/10/21	17:57	1/11/21	17:44	14/11/21	17:54	13/12/21	17:16
3/10/21	17:57	29/10/21	17:57	27/10/21	17:42	16/11/21	17:54	24/12/21	15:40
26/9/21	17:56	1/11/21	17:57	11/10/21	17:41	25/11/21	17:54	1/1/22	6:24
28/9/21	17:56	2/11/21	17:57	1/11/21	17:39	28/11/21	17:54	23/12/21	6:06
30/9/21	17:56	3/11/21	17:57	27/10/21	17:37	1/12/21	17:54	2/2/22	12:21
24/9/21	17:55	5/11/21	17:57	27/10/21	17:31	2/12/21	17:54	22/1/22	10:31
4/10/21	17:54	9/10/21	17:55	1/11/21	17:20	6/11/21	17:53	22/1/22	10:25
5/10/21	17:54	19/10/21	17:55	1/11/21	17:19	7/11/21	17:53	22/1/22	10:20
2/10/21	17:53	21/10/21	17:55	27/10/21	16:39	10/11/21	17:53	22/1/22	10:15
6/10/21	17:53	29/10/21	17:55	27/10/21	16:34	11/11/21	17:53	17/1/22	9:59
1/10/21	17:52	4/11/21	17:55	27/10/21	16:28	19/11/21	17:53	14/1/22	8:09
28/9/21	17:51	8/10/21	17:54	10/10/21	15:04	8/11/21	17:52	24/1/22	6:33
30/9/21	17:51	15/10/21	17:54	30/10/21	14:05	17/11/21	17:52	24/1/22	6:22
26/9/21	17:50	17/10/21	17:54	19/10/21	7:46	22/11/21	17:52	25/1/22	6:14
30/9/21	17:50	20/10/21	17:54	13/11/21	18:00	4/12/21	17:52	3/2/22	6:11

Data	Hora	Data	Hora	Data	Hora	Data	Hora	Data	Hora
13/1/22	6:10	4/4/22	6:05	9/6/22	17:59	25/7/22	6:05	24/9/22	17:55
17/1/22	6:09	1/4/22	6:02	11/6/22	17:59	23/8/22	18:00	26/9/22	17:55
7/1/22	6:07	2/4/22	6:02	20/6/22	17:58	25/8/22	18:00	28/9/22	17:55
15/1/22	6:07	6/3/22	6:00	21/6/22	17:58	26/8/22	18:00	29/9/22	17:55
18/1/22	6:03	4/5/22	18:00	4/6/22	17:56	27/8/22	18:00	1/9/22	17:50
19/1/22	6:03	27/4/22	17:59	4/6/22	17:50	28/8/22	18:00	12/9/22	17:50
9/1/22	6:02	29/4/22	17:58	11/6/22	17:48	28/8/22	17:55	22/9/22	17:50
11/1/22	6:02	1/5/22	17:58	16/6/22	11:10	8/8/22	16:13	20/9/22	16:35
16/1/22	6:02	28/4/22	17:57	16/6/22	10:55	2/8/22	6:09		
22/1/22	6:02	7/4/22	16:14	21/6/22	6:43	13/8/22	6:07		
17/2/22	18:00	7/4/22	16:10	21/6/22	6:38	20/8/22	6:05		
6/2/22	17:14	7/4/22	16:04	28/6/22	6:15	21/8/22	6:05		
6/2/22	17:09	13/4/22	14:15	22/6/22	6:08	1/9/22	18:00		
6/2/22	17:04	7/4/22	13:36	24/6/22	6:07	2/9/22	18:00		
19/2/22	15:13	14/4/22	9:13	5/6/22	6:06	3/9/22	18:00		
19/2/22	12:52	17/4/22	6:47	27/6/22	6:06	4/9/22	18:00		
8/2/22	12:12	4/5/22	6:34	26/6/22	6:04	5/9/22	18:00		
8/2/22	12:06	22/4/22	6:21	18/6/22	6:00	6/9/22	18:00		
26/2/22	9:28	5/4/22	6:06	23/6/22	6:00	7/9/22	18:00		
26/2/22	9:20	12/4/22	6:05	30/6/22	6:00	8/9/22	18:00		
26/2/22	7:06	16/4/22	6:04	1/7/22	6:00	9/9/22	18:00		
11/2/22	6:40	10/4/22	6:03	3/7/22	18:00	11/9/22	18:00		
6/2/22	6:29	20/4/22	6:03	7/7/22	18:00	12/9/22	18:00		
20/2/22	6:17	14/4/22	6:01	8/7/22	18:00	14/9/22	18:00		
12/2/22	6:13	4/5/22	18:00	13/7/22	18:00	15/9/22	18:00		
2/3/22	6:09	7/5/22	18:00	20/7/22	18:00	17/9/22	18:00		
3/3/22	6:08	6/5/22	17:59	21/7/22	18:00	18/9/22	18:00		
4/3/22	6:07	13/5/22	17:59	23/7/22	18:00	19/9/22	18:00		
21/2/22	6:06	18/5/22	17:59	8/7/22	17:55	20/9/22	18:00		
23/3/22	17:59	27/5/22	17:57	3/7/22	6:10	21/9/22	18:00		
2/4/22	17:59	2/6/22	17:57	9/7/22	6:10	22/9/22	18:00		
3/4/22	17:58	8/5/22	17:56	14/7/22	6:10	23/9/22	18:00		
2/4/22	17:54	9/5/22	17:56	15/7/22	6:10	24/9/22	18:00		
13/3/22	17:40	30/5/22	17:56	19/7/22	6:10	25/9/22	18:00		
13/3/22	17:30	14/5/22	17:53	21/7/22	6:10	26/9/22	18:00		
2/4/22	13:29	18/5/22	17:49	24/7/22	6:10	27/9/22	18:00		
26/3/22	7:34	7/5/22	6:50	27/7/22	6:10	29/9/22	18:00		
14/3/22	6:16	4/5/22	6:34	30/7/22	6:10	30/9/22	18:00		
19/3/22	6:16	4/5/22	6:28	31/7/22	6:10	1/9/22	17:55		
29/3/22	6:13	16/5/22	6:09	4/7/22	6:05	6/9/22	17:55		
11/3/22	6:10	2/6/22	6:06	7/7/22	6:05	9/9/22	17:55		
8/3/22	6:08	17/5/22	6:04	8/7/22	6:05	12/9/22	17:55		
18/3/22	6:08	19/5/22	6:04	17/7/22	6:05	17/9/22	17:55		
30/3/22	6:08	30/6/22	18:00	20/7/22	6:05	18/9/22	17:55		
26/3/22	6:06	3/6/22	17:59	22/7/22	6:05	19/9/22	17:55		
12/3/22	6:05	8/6/22	17:59	23/7/22	6:05	23/9/22	17:55		

APÊNDICE D – ENERGIAS MENSAIS

Tempo atualizado	Energia medida	Energia prevista	Energia prevista	Energia prevista	Energia esperada
		PVSyst NSRDB	PVSyst LABREN	SAM NSRDB	PVSyst INMET
	Produção CC	Energia CC	Energia CC	Energia CC	Energia CC
Mês	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kWh)
2020/07	5163,3	5758,0	4858,0	5814,3	5605,0
2020/08	5929,6	6451,0	5383,0	6522,5	5623,0
2020/09	5605,0	6062,0	5125,0	6151,4	5271,0
2020/10	5330,9	6178,0	5144,0	6257,8	4938,0
2020/11	4460,9	5569,0	4862,0	5635,0	4390,0
2020/12	5026,1	5208,0	4501,0	5228,6	4867,0
2021/01	4000,7	5065,0	4291,0	5152,8	4161,0
2021/02	3662,2	4493,0	3966,0	4533,3	3462,0
2021/03	3915,2	4952,0	4398,0	4986,2	3972,0
2021/04	4069,5	5006,0	4059,0	5097,1	4031,0
2021/05	4111,2	5152,0	4259,0	5217,1	4090,0
2021/06	4027,8	5408,0	4694,0	5470,5	4047,0
2021/07	4752,1	5758,0	4858,0	5814,3	4717,0
2021/08	5120,4	6451,0	5383,0	6522,5	5218,0
2021/09	4917,8	6062,0	5125,0	6151,4	4773,0
2021/10	5044,4	6178,0	5144,0	6257,8	5025,0
2021/11	3996,3	5569,0	4862,0	5635,0	4011,0
2021/12	3568,7	5208,0	4501,0	5228,6	3557,0
2022/01	3940,0	5065,0	4291,0	5152,8	3961,0
2022/02	3406,6	4493,0	3966,0	4533,3	2948,0
2022/03	3839,3	4952,0	4398,0	4986,2	3646,0
2022/04	3825,1	5006,0	4059,0	5097,1	3488,0
2022/05	4675,5	5152,0	4259,0	5217,1	4196,0
2022/06	4616,0	5408,0	4694,0	5470,5	4018,0
2022/07	5270,3	5758,0	4858,0	5814,3	4932,0
2022/08	5596,8	6451,0	5383,0	6522,5	5239,0
2022/09	5566,8	6062,0	5125,0	6151,4	4607,0

ANEXO A – MÓDULO FOTOVOLTAICO



Preliminary Technical Information Sheet



HIGH EFF. POLY MODULES GEN 3 KUMAX (1500 V) CS3U-325 | 330 | 335 | 340P

With Canadian Solar's industry-pioneering black silicon cell technology and the innovative LIC (Low Internal Current) module technology, we will soon offer our global customers poly modules that match or even exceed the wattage and performance of mono modules.

The poly KuMax modules can reach up to 340 W with the unique 2 "HIGH" and 4 "LOW" features:

- Higher power classes for equivalent module sizes
- Module efficiency up to 17.14 %
- LOW LID (light-induced degradation): avg. 1.1 %
- LOW hot spot temperature, enhancing system reliability
- LOW temperature coefficient (Pmax): -0.39 % / °C
- LOW NMOT (Nominal Module Operating Temperature): 43 ± 2 °C



More power output thanks to low NMOT: 43 ± 2 °C



Low LID (light-induced degradation): avg. 1.1 %



Low power loss in cell connection



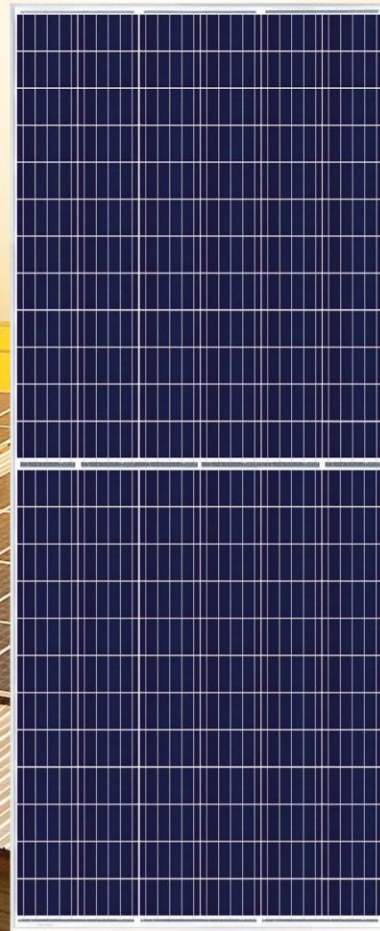
Safer: lower hot spot temperature



Low BoS costs with 1500 V_{oc} system voltage



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



25 years

linear power output warranty

10 years

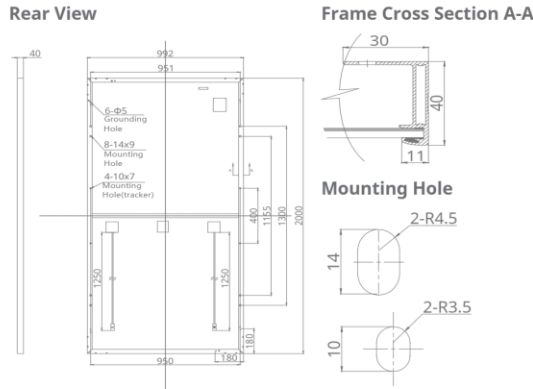
product warranty on materials and workmanship

PRODUCT CERTIFICATES*

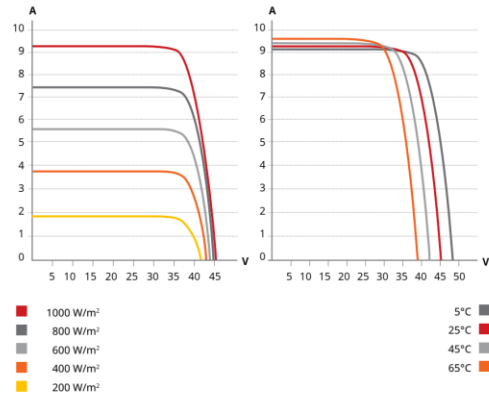
IEC 61215 / IEC 61730: 2005 & 2016: VDE / CE (Expected in middle of June, 2017)

* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3U-325P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.8 V	38.0 V	38.2 V	38.4 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.60 A	8.69 A	8.77 A	8.86 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.3 V	45.5 V	45.7 V	45.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.20 A	9.28 A	9.36 A
Module Efficiency	16.38%	16.63%	16.89%	17.14%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1500 V (UL)			
Max. Series Fuse Rating	30 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, half 6 inch cells
Cell Arrangement	144 (24 × 6)
Dimensions	2000 × 992 × 40 mm (78.7 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² & 12 AWG, 1250 mm
Connector	T4 series or UTX or MC4 series
Per Pallet	27 pieces
Per container (40' HQ)	594 pieces

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	237 W	240 W	244 W	248 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.5 V	34.7 V	34.9 V	35.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.87 A	6.92 A	7.00 A	7.07 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.9 V	42.1 V	42.3 V	42.5 V
Short Circuit Current (Isc)	7.38 A	7.44 A	7.51 A	7.57 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	43±2 °C

PARTNER SECTION



The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein. This datasheet is written in English with Chinese (or other language) translation for reference only. In case there are inconsistencies or conflicts between the English version and the Chinese version (or other language version) of this datasheet, the English version shall prevail and take control in all respects.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

ANEXO B – INVERSOR DE FREQUÊNCIA

RENOVIGI
ENERGIA SOLAR

**INVERSOR
ON-GRID
TRIFÁSICO**
RENO-20K-LV
RENO-30K-LV



**NOSSOS INVERSORES SÃO AJUSTADOS
DE ACORDO COM AS NORMAS BRASILEIRAS**

CARACTERÍSTICAS

- Trifásico;
- Eficiência máxima;
- Algoritmo MPPT de alta precisão;
- Visualmente agradável em qualquer ambiente;
- Monitoramento WiFi;
- Ventilação forçada inteligente;
- Totalmente protegido contra poeira e jatos d'água.

**Dois
MPPT**

Inteligente
Ventilador
redundante

WiFi
Monitoramento
em tempo real

IP65

220V
Trifásico

DADOS TÉCNICOS

Modelo de Inversor	RENO-30K-LV	RENO-20K-LV
Entrada (CC)		
Potência máxima CC (W)	36000	24000
Tensão máxima CC (V)	1100	1000
Faixa de tensão MPPT (V)	200/850	200/800
Máxima corrente de entrada por MPPT (A)	28.5+28.5	20+20
Tensão de partida (V)	350	350
Número MPPT/Strings por MPPT	2/3	2/2
Saída (CA)		
Potência nominal CA (W)	30000	20000
Tensão nominal CA (V)	220	220
Potência aparente VA (W)	30000	20000
Faixa de tensão de operação por fase (V)	101-140	101-140
Frequência de rede CA (Hz)	60	60
Corrente máxima de saída (A)	78,8	52,5
Fator de potência (cos φ), ajustável	0,8...1...0,8	0,8...1...0,8
Harmônicas	<3%	<3%
Eficiência		
Máxima eficiência	97,0%	97%
Euro eficiência	96,5%	96,5%
MPPT eficiência	>99,5%	99,9%
Dados gerais		
Dimensões	630W*700H357D	530L*700A*356,5D
Peso (kg)	63	58,2
Temperatura ambiente (°C)	-25 ~ 60	-25~ 60
Grau de proteção (de acordo com IEC 60529)	IP65	IP65
Consumo interno (noite) (W)	< 1	< 1
Topologia	Sem transformador	Sem transformador
Tipo de resfriamento	Ventilador	Ventilador
Ruído (dBA)	<60	<60
Garantia (anos)	12	12



Garantia de 12 anos
Direto com a Renovigi.
Você não depende do
fabricante.



ANEXO C – ESTRUTURA DE FIXAÇÃO

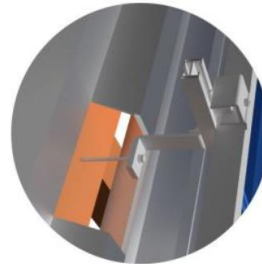


Apêndice G

Estrutura de Fixação Romagnole



FICHA TÉCNICA
Suporte para Telha Ondulada

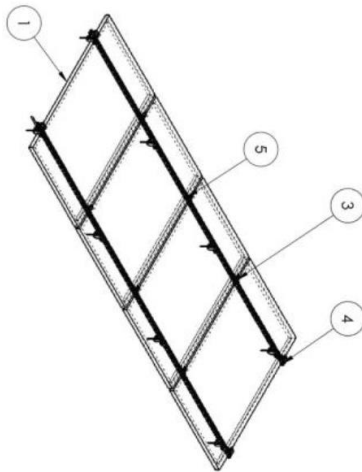
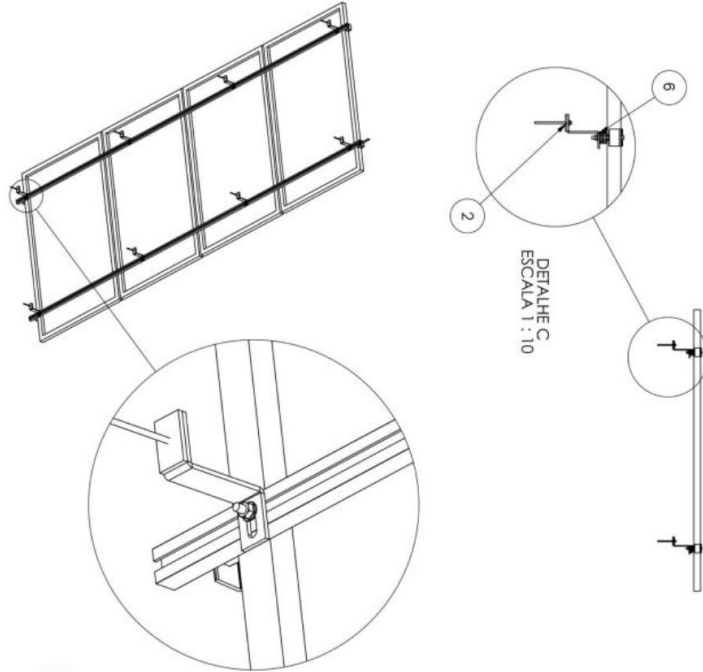


Características

- Suporte de fixação com boa relação custo benefício (preço x tempo de instalação);
- Impermeabilização garantida por borracha nitrílica (parafuso auto brocante);
- A fixação é feita por baixo do perfil de alumínio;
- Transfere a carga para telha e para a viga;
- Suporte para telha metálica ou fibrocimento.

Features

- Fixing bracket with good cost-benefit ratio (price x installation time);
- Waterproofing guaranteed by nitrile rubber (tile screw);
- The fixing is done under the aluminum profile;
- It transfers the load directly to the roof beam;
- Support for metallic tile or asbestos cement.



Nº	Referência	Especificação	Dimensões	Peso	Qtd
1	perfil icobor			2,6	4
2	montagem conec			0,27	8
3	prendeidor central			0,03	6
4	prendeidor final			0,07	4
5	perfil 2x3x4			2,50	2
6	parafuso T			0,02	8



ANEXO D – CABO CC



Afumex Solar

0,6/1 kV A.C. / 0,9/1,8 kV D.C.

Parâmetros Elétricos / Electrical Parameters

<i>Tensão Aplicada</i>	<i>Test Voltage</i>
6,5kV AC ou 15kV DC por 5 minutos, conforme EN 50395.	6,5kV AC ou 15kV DC per 5 minutes, according to EN 50395.
<i>Resistência da Isolação</i>	<i>Insulation Resistance</i>
Resistência da isolação a 20° C e 90°C em água , conforme EN 50395.	Insulation resistance at 20°C and 90°C in water, according to EN 50395.
<i>Resistência Superficial da Capa</i>	<i>Surface resistance of sheath</i>
Resistência Superficial da Cobertura $\geq 10^9$ ohm , conforme EN 50395.	Surface resistance of sheath $\geq 10^9$ ohm , according to EN 50395.

Dados Técnicos / Technical Data

Seção / Section	Número de condutores / Number of conductors	Diâmetro do condutor / Conductor diameter	Rcc máx. a 20°C / Max. Rcc at 20°C	Espessura / Thickness		Diâmetro externo / Overall diameter	Peso / Weight
				Isolação / Insulation	Cobertura / Outer sheath		
(mm ²)*	-	(mm)**	(Ω/km)	(mm)	(mm)**	(mm)**	(kg/km)**
4	1	2,5	5,09	0,7	0,8	5,9	61
6	1	3,0	3,39	0,7	0,8	6,5	81
10	1	4,0	1,95	0,7	0,8	7,4	122
16	1	5,5	1,24	0,7	0,9	9,2	183

* Seções disponíveis em até 240mm²/ Section available up to 240mm²
 **Diâmetros e massas apresentados são nominais e, portanto, sujeitos às tolerâncias previstas nas normas /
 Diameter and masses shown are nominal and, therefore subject to the tolerances specified in standards

A Prysmian Group reserva-se ao direito de modificar sem prévio aviso as características técnicas, pesos e dimensões apresentadas neste catálogo, sempre respeitando os valores previstos nas normas citadas. A Prysmian Group não se responsabiliza por danos ou materiais decorrentes do uso inadequado e/ou negligente das informações contidas neste catálogo.
 Prysmian Group reserves the right to modify without notice the specifications, weights and dimensions shown in this catalog, always respecting the values provided in the standards listed. The Prysmian Group is not responsible for damage or material arising from improper use and / or negligent of the information contained in this catalog.

R01 – MAR/16

Tel: 55 11 4998-4155 Sales
 Tel: 55 11 4998-4188 Technical
 webcabos@prysmiangroup.com
 www.prysmiangroup.com.br