



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RIVANILDO ALVES SOARES

**ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE: APRIMORAMENTOS E ANÁLISES**

CAMPINA GRANDE, PARAÍBA
MARÇO DE 2024

RIVANILDO ALVES SOARES

**ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE: APRIMORAMENTOS E ANÁLISES**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc. - UFCG
ORIENTADOR

FELIPE VIGOLVINO LOPES, D.Sc. - UFPB
ORIENTADOR

CAMPINA GRANDE, PARAÍBA.

MARÇO DE 2024

S676e

Soares, Rivanildo Alves.

Estimação de geração de energia para sistemas fotovoltaicos conectados à rede: aprimoramentos e análises / Rivanildo Alves Soares – Campina Grande, 2024.

108 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2024.

"Orientação: Prof. Dr. Damásio Fernandes Júnior, Prof. Dr. Felipe Vigolvino Lopes."

Referências.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Processamento de Energia. 3. Geração de Energia Fotovoltaica. 4. Geração Distribuída. 5. Perdas em Sistemas Fotovoltaicos. 6. Inversores Fotovoltaicos. I. Fernandes Júnior, Damásio. II. Lopes, Felipe Vigolvino. III. Título.

CDU 620.97(043)

RIVANILDO ALVES SOARES

**ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO DE ENERGIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS À REDE: APRIMORAMENTOS E ANÁLISES**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

APROVADA EM: 20/03/2023

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc. - UFCG
ORIENTADOR

FELIPE VIGOLVINO LOPES, D.Sc. - UFPB
ORIENTADOR

EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc. - UFCG
EXAMINADOR INTERNO

RAPHAEL LEITE DE ANDRADE REIS, D.Sc. - UFPB
EXAMINADOR EXTERNO

CAMPINA GRANDE, PARAÍBA.

MARÇO DE 2024



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

1 - ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA EM
20 DE MARÇO DE 2024

(Nº 761)

CANDIDATO(A): **RIVANILDO ALVES SOARES**. COMISSÃO EXAMINADORA: EDSON GUEDES DA COSTA , D.Sc., UFCG, Presidente da Comissão, RAPHAEL LEITE DE ANDRADE REIS, D.Sc., UFPB, DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc - Orientador, FELIPE VIGOLVINO LOPES, D.Sc., UFPB Orientador. TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Estimação de Geração de Energia para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: Aprimoramentos e Análises. ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: Processamento da Energia. HORA DE INÍCIO: **09h00** – LOCAL: **Sala Virtual, conforme Art. 5º da PORTARIA SEI Nº 01/PRPG/UFCG/GPR, DE 09 DE MAIO DE 2022**. Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, o(a) candidato(a) foi arguido(a) oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua dissertação, obtendo o conceito APROVADO. Face à aprovação, declara o(a) presidente da Comissão, achar-se o examinado, legalmente habilitado a receber o Grau de Mestre em Engenharia Elétrica, cabendo a Universidade Federal de Campina Grande, como de direito, providenciar a expedição do Diploma, a que o(a) mesmo(a) faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, LEANDRO FERREIRA DE LIMA, e os membros da Comissão Examinadora. Campina Grande, 20 de março de 2024.

LEANDRO FERREIRA DE LIMA

Secretário

EDSON GUEDES DA COSTA , D.Sc., UFCG

Presidente da Comissão e Examinador Interno

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc

Orientador

FELIPE VIGOLVINO LOPES, D.Sc., UFPB

Orientador

RAPHAEL LEITE DE ANDRADE REIS, D.Sc., UFPB
Examinador Externo

RIVANILDO ALVES SOARES

Candidato

2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado da candidato **RIVANILDO ALVES SOARES**, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários **certificam** que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da tese e tomaram conhecimento do teor deste



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO FERREIRA DE LIMA, SECRETÁRIO (A)**, em 22/03/2024, às 11:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **DAMASIO FERNANDES JUNIOR, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 22/03/2024, às 12:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rivanildo Alves Soares, Usuário Externo**, em 22/03/2024, às 12:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Felipe Vigolvinho Lopes, Usuário Externo**, em 22/03/2024, às 13:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Raphael Leite de Andrade Reis, Usuário Externo**, em 22/03/2024, às 23:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **EDSON GUEDES DA COSTA, PROFESSOR 3 GRAU**, em 25/03/2024, às 09:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **4309328** e o código CRC **BC6B6D97**.

Dedico este trabalho a todos que me inspiram e ensinam a ser um ser humano e profissional cada vez melhor: família, amigos e professores.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha sincera gratidão a todas que foram fundamentais para a conclusão deste trabalho. Que este agradecimento represente apenas uma pequena parcela do meu reconhecimento sincero por cada um de vocês.

Primeiramente, quero agradecer à minha namorada, Rosilania, pelo amor, apoio incondicional e paciência ao longo de todo o processo. Sua presença e incentivo foram essenciais para me manter motivado durante essa jornada.

À minha mãe, Marilene, meu agradecimento especial por seu amor, dedicação e apoio inabaláveis ao longo de toda a minha vida e durante a minha trajetória acadêmica. Seu incentivo constante foi fundamental para eu chegar até aqui.

Gostaria também de agradecer aos meus amigos, Maurilio e Paulo, por estarem sempre ao meu lado, compartilhando momentos de descontração e me incentivando a buscar o meu melhor. Sua amizade e apoio foram fundamentais para minha motivação.

Aos meus colegas de pós-graduação, Matheus Dantas e Felipe Barros, agradeço pela colaboração e troca de conhecimentos ao longo dessa jornada. Suas contribuições foram valiosas para o desenvolvimento deste trabalho.

Não poderia deixar de mencionar meus orientadores, Prof. Damásio Fernandes e Prof. Felipe Lopes, pelos seus valiosos esclarecimentos, orientação acadêmica e disponibilidade. Suas experiências foram fundamentais para o sucesso deste trabalho.

Agradeço também ao secretário da COPELE, Leandro, pela sua presteza e apoio na resolução de questões administrativas. Sua ajuda foi essencial para garantir o bom andamento deste trabalho.

Meus sinceros agradecimentos também à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho, mediante concessão de bolsa de estudos e à Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado da Paraíba (FAPESQ) pelo apoio por meio do projeto de pesquisa (Termo de Outorga: 3092/2021) do edital nº 09/2021 - Demanda Universal.

Ao LEIAM e à MCS Engenharia pela disponibilização dos dados dos sistemas fotovoltaicos, tornando possível a comparação dos resultados simulados com os reais.

E por fim, agradeço à Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), por todo o suporte dado durante os cinco anos de graduação e os dois anos de mestrado, e a todos os profissionais que desta fazem parte.

RESUMO

Os sistemas de geração de energia solar fotovoltaica emergem como uma solução promissora para atender à crescente demanda por eletricidade global. Contudo, sua implementação enfrenta desafios significativos devido à complexidade na modelagem dinâmica necessária para estimar a geração de energia desses sistemas. Nesse contexto, apresenta-se uma metodologia para aprimorar o processo de estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando os efeitos das condições climáticas e da sazonalidade do clima nos locais de instalação, bem como características físicas e elétricas desses sistemas de geração. A avaliação do desempenho da metodologia proposta (MP) foi conduzida por meio da comparação com dados reais coletados em laboratório, com uma metodologia tradicionalmente usada no mercado de energia solar e literatura, e com dados provenientes de sistemas fotovoltaicos reais instalados em diferentes cidades da Paraíba. Nos testes realizados com dados de laboratório, a MP demonstrou boa concordância, especialmente nas métricas de temperatura, que apresentaram os melhores resultados com menores erros e altos valores do fator de correlação (FC) e coeficiente de determinação (R^2). Outras variáveis, como corrente e potência, apresentaram métricas semelhantes, com erros médios em torno de 18% e valores de FC e R^2 em torno de 0,85 e 0,73, respectivamente, indicando um ajuste satisfatório. Na aplicação em sistemas reais, observou-se que as perdas de energia devido à degradação dos módulos representam uma fonte considerável de ineficiência, variando entre 3,57% e 4,48% ao ano. Além disso, o limite de potência do inversor e suas perdas por ineficiência são os principais contribuintes para as perdas totais em corrente alternada (CA), estimadas entre 4,15% e 4,48%. Ao avaliar as estimativas de geração de energia pelos sistemas reais, a MP destacou-se com resultados mais equilibrados em comparação com a metodologia tradicional (MT), apresentando baixos valores de erros, um Erro Médio Normalizado (NMBE) de 5,8%, uma boa correlação (R^2 médio de 0,90) e um menor Erro Médio Quadrático Normalizado (NRMSE) médio de 20%. Esses indicadores destacam a eficiência da MP em proporcionar uma abordagem equilibrada entre subestimação e superestimação de geração de energia dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Palavras-Chave: Energia solar fotovoltaica; Estimativas de geração de energia; Geração distribuída fotovoltaica; Inversores fotovoltaicos; Perdas em sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy generation systems emerge as a promising solution to meet the growing demand for global electricity. However, their implementation faces significant challenges due to the complexity in the dynamic modeling necessary to estimate the energy generation of these systems. In this context, a methodology is presented to enhance the process of estimating energy generated by grid-connected photovoltaic systems, considering the effects of weather conditions and seasonal climate variations at installation sites, as well as the physical and electrical characteristics of these generation systems. The performance evaluation of the proposed methodology (PM) was conducted by comparing it with real data collected in the laboratory, with a methodology traditionally used in the solar energy market and literature, and with data from real photovoltaic systems installed in different cities of Paraíba. In the tests performed with laboratory data, the PM showed good agreement, especially in temperature metrics, which presented the best results with lower errors and high values of the correlation factor (CF) and coefficient of determination (R^2). Other variables, such as current and power, showed similar metrics, with average errors around 18% and CF and R^2 values around 0.85 and 0.73, respectively, indicating satisfactory adjustment. In the application to real systems, it was observed that energy losses due to module degradation represent a considerable source of inefficiency, ranging between 3.57% and 4.48% per year. Additionally, the power limit of the inverter and its losses due to inefficiency are the main contributors to total losses in alternating current (AC), estimated between 4.15% and 4.48%. When evaluating energy generation estimates by real systems, the PM stood out with more balanced results compared to the traditional methodology (TM), showing low error values, a Normalized Mean Bias Error (NMBE) of 5.8%, a good correlation (average R^2 of 0.90), and a lower average Normalized Root Mean Square Error (NRMSE) of 20%. These indicators highlight the efficiency of the PM in providing a balanced approach between underestimation and overestimation of energy generation from grid-connected photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Energy generation estimates; Photovoltaic distributed generation; Photovoltaic inverters; Losses in photovoltaic systems.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Potência instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil desde 2012.....	19
Figura 2 – Fluxo de potência no SEP com a integração da GD.	20
Figura 3 – Estrutura típica de um sistema de GD fotovoltaico conectado à rede.....	26
Figura 4 – Diagrama elétrico típico de um sistema de GD fotovoltaico conectado à rede.	27
Figura 5 – Irradiância variável e temperatura constante: (a) Curva IxV e (b) Curva PxV.....	28
Figura 6 – Temperatura variável e irradiância constante: (a) Curva IxV e (b) Curva PxV.....	28
Figura 7 – Característica de operação: (a) Curva PxV e (b) Curva de degradação.	29
Figura 8 – Curvas de eficiência de um inversor fotovoltaico.....	30
Figura 9 – Componentes da radiação solar na atmosfera e superfície terrestre.	33
Figura 10 – Movimento da Terra ao redor do Sol.	36
Figura 11 – Ângulos notáveis em energia solar.	38
Figura 12 – Componentes da irradiância difusa.	44
Figura 13 – Etapas para estimativa de energia pela metodologia tradicional.....	60
Figura 14 – Sequência de cálculo da energia pela metodologia tradicional.....	61
Figura 15 – Representação dos módulos fotovoltaicos.	63
Figura 16 – Fluxograma dos cálculos de geometria solar.	64
Figura 17 – Fluxograma de determinação da irradiância difusa pelo modelo de Perez.....	65
Figura 18 – Fluxograma de determinação da irradiância (a) direta e (b) refletida.	65
Figura 19 – Fluxograma de determinação da irradiância total no plano dos módulos.....	66
Figura 20 – Diagrama do modelo do inversor.....	71
Figura 21 – Fluxograma da metodologia proposta.....	74
Figura 22 – Sequência de cálculo da energia pela metodologia proposta.	75
Figura 23 – Etapas da metodologia de análises.	76
Figura 24 – Sistema de coleta de dados do LEIAM: (a) pirômetro e (b) <i>datalogger</i>	78
Figura 25 – Localização dos sistemas fotovoltaicos na Paraíba.....	79
Figura 26 – Imagem aérea do SF-1, em Santa Luzia - PB.	80
Figura 27 – Imagem aérea do SF-2, em Campina Grande - PB.	80
Figura 28 – Imagem aérea do SF-3, em Itabaiana - PB.....	80
Figura 29 – <i>Download</i> de dados na base NSRBD.....	84
Figura 30 – Teste da função de cálculo da temperatura de operação da <i>string</i>	85
Figura 31 – Teste da função de cálculo de degradação do módulo.....	86
Figura 32 – Teste da função de corte de geração do inversor.	87

Figura 33 – Perdas mensais em CC.....	88
Figura 34 – Perdas mensais em CA.....	88
Figura 35 – Curvas de irradiância medidas no LEIAM e da base NSRBD.....	90
Figura 36 – Curvas de temperatura do módulo medidas no LEIAM e estimadas pela MP.	91
Figura 37 – Curvas de corrente do módulo medidas no LEIAM e estimadas pela MP.	91
Figura 38 – Curvas de potência do módulo medidas no LEIAM e estimadas pela MP.....	92
Figura 39 – Curvas de irradiância diária em cada sistemas real.....	93
Figura 40 – Irradiação média diária mensal SunData x NSRBD para o SF-1.....	94
Figura 41 – Irradiação média diária mensal SunData x NSRBD para o SF-2.....	94
Figura 42 – Irradiação média diária mensal SunData x NSRBD para o SF-3.....	94
Figura 43 – Dados de geração reais de cada sistema.....	96
Figura 44 – Energia real e estimada usando a NSRBD para o SF-1.	97
Figura 45 – Energia real e estimada usando a NSRBD para o SF-2.	97
Figura 46 – Energia real e estimada usando a NSRBD para o SF-3.	97
Figura 47 – Energia real e estimada usando SunData x NSRBD para o SF-1.....	99
Figura 48 – Energia real e estimada usando SunData x NSRBD para o SF-2.....	99
Figura 49 – Energia real e estimada usando SunData x NSRBD para o SF-3.....	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Percentual de perdas nos sistemas fotovoltaicos.	32
Tabela 2 – Valores de albedo por material.	43
Tabela 3 – Subcoeficientes de irradiância para cada uma das classes de claridade do céu.....	45
Tabela 4 – Síntese das características da metodologia usadas nos trabalhos analisados.	55
Tabela 5 – Síntese das contribuições e limitações dos trabalhos analisados.	56
Tabela 6 – Maiores fabricantes de inversores fotovoltaicos.....	62
Tabela 7 – Maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos.	63
Tabela 8 – Dados elétricos dos módulos e inversores de cada sistema.	79
Tabela 9 – Dados dos sistemas fotovoltaicos.	81
Tabela 10 – Dados analisados dos sistemas fotovoltaicos.	81
Tabela 11 – Dados elétricos dos módulos e inversores de cada sistema.	82
Tabela 12 – características físicas de cada sistema.	82
Tabela 13 – Irradiação diária média mensal (kWh/m ² .dia) para cada SF real.	83
Tabela 14 – Perdas anuais estimadas pela MP em CC.	89
Tabela 15 – Perdas anuais estimadas pela MP em CA.....	89
Tabela 16 – Estatísticas para valores medidos no LEIAM e estimados na MP.	92
Tabela 17 – Estatísticas para valores de irradiação média diária SunData x NSRBD.	95
Tabela 18 – Estatísticas para valores estimados de geração usando a NSRBD.	98
Tabela 19 – Estatísticas para valores estimados de geração usando SunData x NSRBD.	100
Tabela 20 – Trabalhos desenvolvidos durante a realização da pesquisa.	103

LISTA DE SIGLAS E ABREVIACÕES

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	- Corrente alternada
CC	- Corrente contínua
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DHI	- Irradiância difusa horizontal (do inglês: <i>Diffuse Horizontal Irradiance</i>)
DNI	- Irradiância direta normal (do inglês: <i>Direct Normal Irradiance</i>)
ER	Energia real
EP	Energia prevista
EPMT	Energia prevista pela metodologia tradicional
EPMP	Energia prevista pela metodologia proposta
FC	- Fator de correlação
GD	- Geração distribuída
GE	Geração de energia
GHI	- Irradiância solar global (do inglês: <i>Global Horizontal Irradiance</i>)
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IVF	- Inversor fotovoltaico
LEIAM	Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamentos de Maquinas da UFCG
MAE	Erro Absoluto Médio (do inglês: <i>Mean Absolute Error</i>)
MBE	Erro Médio (do inglês: <i>Mean Bias Error</i>)
MF	- Módulo fotovoltaico
MP	- Metodologia proposta
MT	- Metodologia tradicional
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (do inglês: <i>Maximum Power Point Tracking</i>)
NASA	- <i>National Aeronautics and Space Administration of the United States</i>
NMBE	Erro Médio Normalizado NMBE (<i>Normalized Mean Bias Error</i>)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NRMSE	Erro Médio Quadrático Normalizado (<i>Normalized Root Mean Squared Error</i>)
NSRDB	<i>National Solar Radiation Database</i>
RMSE	Erro Médio Quadrático (do inglês: <i>Root Mean Squared Error</i>)
SEP	- Sistema Elétrico de Potência
SF	- Sistema fotovoltaico
STF	<i>String</i> fotovoltaica
TD	- Taxa de desempenho
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande
UFV	- Usina fotovoltaica

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descrição	Unidade
ξ	- Albedo de superfície	-
γ	- Ângulo de azimute da superfície (ângulo de orientação norte-sul)	- °
γ_s	- Ângulo de azimute solar	- °
δ	- Ângulo de declinação solar	- °
θ	- Ângulo de incidência dos raios solares	- °
β	- Ângulo de inclinação do módulo ou <i>string</i> fotovoltaica	- °
ψ	- Ângulo de rotação da terra para cada dia do ano	- °
θ_z	- Ângulo de zênite	- °
ω	- Ângulo horário solar	- °
μ_{ISC}	- Coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	- %/°C
μ_{PMF}	- Coeficiente temperatura para potência do módulo fotovoltaico	- %/°C
μ_{VOC}	- Coeficiente temperatura para tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico	- %/°C
F_1	- Coeficientes de anisotropia circumsolar do modelo de Perez	-
F_2	- Coeficientes de anisotropia horizontal do modelo de Perez	-
C_{CST}	- Comprimento do cabo de cada <i>string</i>	- m
C_{CIF}	- Comprimento do cabo de conexão entre o inversor e o medidor	- m
k	- Constante do modelo de Perez, que assume o valor de 1,041	-
G_{SC}	- Constante solar. Tem valor médio de 1367	- W/m ²
I_{ISC}	- Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico	- A
I_{IF}	- Corrente de saída do inversor fotovoltaico	- A
I_{MPP}	- Corrente instantânea do módulo fotovoltaico calculada no ponto de máxima potência	- A
I_{NMF}	- Corrente nominal do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência	- A
N_j	- Dia juliano, sendo 1 em 1º de janeiro e 365 em 31 de dezembro.	-
$\eta_{100\%}$	- Eficiência do inversor fotovoltaico operando em 100% de carga	- %
η_{EU}	- Eficiência europeia do inversor fotovoltaico	- %
η_{IMF}	- Eficiência inicial para os dois primeiros anos de instalação do módulo fotovoltaico	- %
η_{MIF}	- Eficiência máxima do inversor fotovoltaico	- %
η_{NMF}	- Eficiência nominal do módulo fotovoltaico	- %
η_{IF}	- Eficiência variável do inversor fotovoltaico para diferentes níveis de carregamento e tensão de entrada	- %
E_p	- Energia prevista	- kWh
EP_{MP}	- Energia prevista pela metodologia proposta	- kWh
EP_{MT}	- Energia prevista pela metodologia tradicional	- kWh
E_t	- Equação do tempo	- min

FP	- Fator de potência	-	-
$\tau\alpha$	- Fator de transmitância-absorbância, fixado em 0,9	-	-
h_{ol}	- Horário local indicado no relógio	-	min
h_s	- Horário solar verdadeiro	-	min
h_{sp}	- Horas de sol pleno	-	h
Δ	- Índice de brilho do modelo de Perez	-	-
ε	- Índice de claridade do modelo de Perez	-	-
H_{MED}	- Irradiação diária média mensal	-	kWh/m ² .dia
G_{STC}	- Irradiância ambiente padrão no STC, fixa em 1000 W/m ²	-	W/m ²
G_{SRE}	- Irradiância ambiente padrão pelo SER, fixa em 800 W/m ²	-	W/m ²
G_{DF}	- Irradiância difusa incidente no plano horizontal	-	W/m ²
G_{DFI}	- Irradiância difusa incidente no plano inclinado	-	W/m ²
G_{DR}	- Irradiância direta incidente no plano horizontal	-	W/m ²
G_{DRI}	- Irradiância direta incidente no plano inclinado	-	W/m ²
G_0	- Irradiância extraterrestre	-	W/m ²
G	- Irradiância global incidente no plano horizontal	-	W/m ²
G_{IRF}	- Irradiância refletida no solo incidente no plano inclinado	-	W/m ²
G_I	- Irradiância total incidente no plano inclinado	-	W/m ²
φ	- Latitude do observador, associada ao local da instalação.	-	°
ϕ_e	- Longitude do observador, associada ao local da instalação.	-	°
ϕ_p	- Longitude padrão, referente ao meridiano do fuso horário	-	°
AM	- Massa de ar atmosférico	-	-
N_{DM}	- Número de dias de cada mês	-	-
N_{MF}	- Número de módulos fotovoltaicos do sistema	-	-
N_{ST}	- Número de módulos que compõem a <i>string</i>	-	-
t_i	- Passo de tempo dos dados. Varia de 1 a 12 para dados mensais, de 1 a 24 para dados horários diários, de 1 a 8760 para dados horários anuais.	-	-
η_{LIF}	- Percentual de perdas de potência devido o limite de potência do inversor fotovoltaico	-	%
η_{CIF}	- Percentual de perdas de potência em corrente alternada no cabeamento do inversor	-	%
η_{CMF}	- Percentual de perdas no cabeamento da <i>string</i>	-	%
η_{DMF}	- Percentual de perdas por degradação dos módulos fotovoltaicos	-	%
η_{OMF}	- Percentual de perdas por sujidade, diodos e conexões, <i>mismatch</i> e sombreamento.	-	%
PE_{DMF}	- Perdas de energia devido à degradação dos módulos fotovoltaicos	-	kWh
PE_{IIF}	- Perdas de energia devido à ineficiência do inversor	-	kWh
PE_{LIF}	- Perdas de energia devido o limite de potência do inversor	-	kWh
PE_{CIF}	- Perdas de energia em corrente alternada no cabeamento do inversor	-	kWh
PE_{CST}	- Perdas de energia em corrente contínua no cabeamento da <i>string</i>	-	kWh
PE_{OMF}	- Perdas de energia por sujidade, diodos e conexões, <i>mismatch</i> e sombreamento.	-	kWh

PE_{TST}	- Perdas de energia total em cada <i>string</i>	- kWh
PE_{TCC}	- Perdas de energia total em corrente contínua	- kWh
PP_{DMF}	- Perdas de potência devido à degradação dos módulos fotovoltaicos	- W
PP_{IIF}	- Perdas de potência devido à ineficiência do inversor	- W
PP_{LIF}	- Perdas de potência devido o limite de potência do inversor	- W
PP_{CIF}	- Perdas de potência em corrente alternada no cabeamento do inversor	- W
PP_{CST}	- Perdas de potência em corrente contínua no cabeamento da <i>string</i>	- W
PP_{OMF}	- Perdas de potência por sujidade, diodos e conexões, <i>mismatch</i> e sombreamento.	- W
PP_{TST}	- Perdas de potência total em cada <i>string</i>	- W
PP_{TCC}	- Perdas de potência total em corrente contínua	- W
P_{MPP}	- Potência do módulo fotovoltaico medida no ponto de máxima potência	- W
P_{GST}	- Potência gerada pela <i>string</i> fotovoltaica	- W
P_{GMF}	- Potência instantânea gerada pelo módulo fotovoltaico	- W
P_{TST}	- Potência instantânea total de saída de cada <i>string</i>	- W
P_{TCA}	- Potência instantânea total em corrente alternada injetada na rede	- W
P_{MIV}	- Potência máxima do inversor fotovoltaico	- W
P_{IF}	- Potência na saída do inversor fotovoltaico	- W
P_{NIV}	- Potência nominal do inversor fotovoltaico	- W
P_{NMF}	- Potência nominal do módulo fotovoltaico	- W
P_{TCC}	- Potência total em corrente contínua do conjunto de <i>strings</i>	- W
R_P	- Resistência paralela do módulo fotovoltaico	- Ω
R_S	- Resistência série do módulo fotovoltaico	- Ω
S_{CST}	- Seção transversal do cabo de cada <i>string</i>	- mm ²
S_{CIF}	- Seção transversal do cabo de conexão entre o inversor e o medidor	- mm ²
$F_{i,n}$	- Subcoeficientes do modelo de Perez, onde “i” designa o número da linha e “n” o número da coluna	-
μ_{DEG}	- Taxa de degradação do módulo fotovoltaico	- %/ano
TD	- Taxa de desempenho do sistema	- %
T_{STC}	- Temperatura ambiente padrão no STC, fixa em 25 °C	- °C
T_{SRE}	- Temperatura ambiente padrão pelo SER, fixa em 20 °C	- °C
T_{CMF}	- Temperatura de operação das células fotovoltaicas	- °C
T_{NMF}	- Temperatura de operação nominal do modulo fotovoltaico	- °C
V_{VOC}	- Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico	- V
V_{CC}	- Tensão de operação da <i>string</i> fotovoltaica	- V
V_{MPP}	- Tensão do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência	- V
V_{FN}	- Tensão entre fase e neutro do inversor	- V
V_{FF}	- Tensão entre fases do inversor	- V
V_{NIF}	- Tensão nominal de saída do inversor fotovoltaico	- V
V_w	- Velocidade do vento	- m/s

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	21
1.2 OBJETIVOS	22
1.3 CONTRIBUIÇÕES.....	23
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	23
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA.....	26
2.1.1 Características elétricas de módulos.....	27
2.1.2 Características elétricas de inversores	30
2.1.3 Fatores de perdas	31
2.2 RADIAÇÃO SOLAR	32
2.2.1 Componentes da Irradiância	32
2.2.2 Bases de Dados Solarimétricos	34
2.2.2.1 Bases de Dados no Brasil.....	34
2.2.2.2 Bases de Dados Internacionais	35
2.3 ÂNGULOS E TRAJETÓRIA SOLAR.....	36
2.3.1 Movimentos da Terra ao Redor do Sol	36
2.3.2 Constante Solar.....	37
2.3.3 Irradiância Extraterrestre	37
2.3.4 Geometria Sol-Terra.....	38
2.3.5 Ângulo de Rotação da Terra.....	39
2.3.6 Ângulo de Declinação Solar.....	39
2.3.7 Equação do Tempo	39
2.3.8 Horário Solar	40
2.3.1 Ângulo Horário Solar	40
2.3.2 Ângulo de Zênite	41
2.3.3 Ângulo Azimute	41
2.3.4 Ângulo de Incidência.....	41
2.3.5 Massa de Ar.....	42
2.4 A RADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO	42
2.4.1 Irradiância Direta no Plano Inclinado	42
2.4.2 Irradiância Refletida no Solo.....	43

2.4.3 Irradiância Difusa e o Modelo de Perez	43
2.5 MÉTRICAS ESTATÍSTICAS	46
2.5.1 Erro Absoluto Médio	46
2.5.2 Erro Médio	46
2.5.3 Erro Médio Quadrático	47
2.5.4 Fator de Correlação	47
2.5.5 Coeficiente de Determinação (R^2)	48
2.5.6 Taxa de Desempenho	48
2.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO	49
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	50
3.1 PRINCIPAIS TRABALHOS	50
3.2 COMPARATIVO DA METODOLOGIA DOS TRABALHOS ANALISADOS	54
3.3 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	55
3.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO	58
4. METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO.....	59
4.1 EQUAÇÕES DE ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	59
4.2 ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO PELA MÉTODOLOGIA TRADICIONAL	60
4.2.1 Modelo do Sistema Fotovoltaico.....	60
4.2.1.1 Estimação da Energia Gerada	61
4.3 ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO PELA MÉTODOLOGIA PROPOSTA.....	62
4.3.1 Variáveis Características dos Módulos e Inversores	62
4.3.2 Representação dos Módulos Fotovoltaicos	63
4.3.2.1 Irradiância no Plano dos Módulos	64
4.3.2.2 Temperatura Operação dos Módulos	66
4.3.2.3 Potência Instantânea Nominal Gerada nos Módulos Fotovoltaicos	67
4.3.2.4 Perdas e Percentual de Perdas por Degradação no MF	67
4.3.2.5 Perdas e Percentual de Perdas no Cabeamento CC	68
4.3.2.6 Perdas e Percentual das Demais Perdas CC.....	69
4.3.2.7 Perdas e Potência Instantânea Total de Saída da <i>String</i>	69
4.3.2.8 Perdas e Potência Instantânea de Saída do Conjunto de <i>Strings</i>	70
4.3.3 Representação do Inversor Fotovoltaico	70
4.3.3.1 Potência Instantânea na Saída do Inversor	71
4.3.3.2 Perdas e Percentual de Perdas por Ineficiência do Inversor	71
4.3.3.3 Perdas e Percentual de Perdas por <i>Clipping</i>	72

4.3.3.4	Perdas e Percentual de Perdas no Cabeamento CA	72
4.3.3.5	Potência Instantânea CA de Saída e Estimação de Energia.....	73
4.3.4	Fluxograma da Metodologia Proposta	73
4.3.5	Acesso à Metodologia Proposta	75
4.4	SÍNTESE DO CAPÍTULO	75
5.	METODOLOGIA DE ANÁLISES.....	76
5.1	ESCOPO GERAL DA METODOLOGIA DE ANÁLISES	76
5.2	APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS MT E MP EM SISTEMAS REAIS	78
5.2.1	Dados de Laboratório	78
5.2.2	Sistemas Reais de GD	79
5.2.2.1	Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos	79
5.2.2.2	Delimitação dos Dados Analisados	81
5.2.2.3	Dados Físicos e Elétricos dos Equipamentos	82
5.2.3	Base de Dados Meteorológicos	83
5.2.3.1	Base para Metodologia Tradicional.....	83
5.2.3.2	Base para Metodologia Proposta	83
5.3	SÍNTESE DO CAPÍTULO	84
6.	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	85
6.1	TESTES DE FUNÇÕES DA METODOLOGIA PROPOSTA	85
6.1.1	Temperatura de operação dos Módulos.....	85
6.1.2	Degradação dos módulos.....	86
6.1.3	Limite de potência do inversor	87
6.1.4	Estimativas de perdas	87
6.2	VERIFICAÇÃO COM DADOS DE LABORATÓRIO	89
6.3	COMPARAÇÃO ENTRE IRRADIAÇÃO MÉDIA: SUNDATA X NSRBD	93
6.4	ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA.....	95
6.4.1	Estimativas com a mesma base de dados (NSRBD)	96
6.4.2	Estimativas com bases de dados distintas (SunData x NSRBD).....	98
6.5	SÍNTESE DO CAPÍTULO	100
7.	CONCLUSÕES	101
6.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	103
6.2	PUBLICAÇÕES	103
8.	REFERÊNCIAS	104

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia, impulsionada pelo aumento populacional, desenvolvimento industrial e progressos tecnológicos, representa um desafio significativo para a sociedade contemporânea. À medida que mais pessoas buscam uma qualidade de vida melhor e novas tecnologias emergem, a necessidade por fontes de energia confiáveis e sustentáveis torna-se mais premente. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica surge como uma alternativa promissora para atender a essa crescente demanda, ao mesmo tempo respeita preocupações ambientais associadas às fontes tradicionais de energia (MME, 2020).

Do ponto de vista ambiental, essa fonte desempenha um papel essencial no contexto ecológico, proporcionando uma alternativa sustentável e responsável em termos de preservação do meio ambiente. Ao contrário de sistemas tradicionais baseados em combustíveis fósseis, como termelétricas a carvão ou diesel, a geração solar fotovoltaica não emite poluentes atmosféricos durante sua produção de eletricidade, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa. Além disso, ao utilizar a luz do sol como fonte inesgotável, os sistemas fotovoltaicos (SFs) minimizam os impactos ambientais associados à exploração intensiva de recursos não renováveis, preservando ecossistemas e promovendo uma matriz energética mais sustentável (SILVA, 2019).

No Brasil, onde as dimensões continentais e a riqueza em recursos naturais proporcionam um cenário propício para a expansão dos SFs, destaca-se não apenas a relevância dessa tecnologia em âmbito nacional, mas também seus benefícios no suprimento de eletricidade em áreas remotas. A alta irradiação solar ao longo do ano oferece uma oportunidade única para a implementação desses sistemas, seja conectado à rede elétrica convencional ou operando de maneira autônoma, sob a modalidade de geração distribuída (GD). A diversificação da matriz energética, historicamente centrada na geração hidroelétrica, ganha um aliado na GD ao proporcionar uma solução descentralizada para áreas distantes dos grandes centros urbanos (OLIVEIRA, 2016).

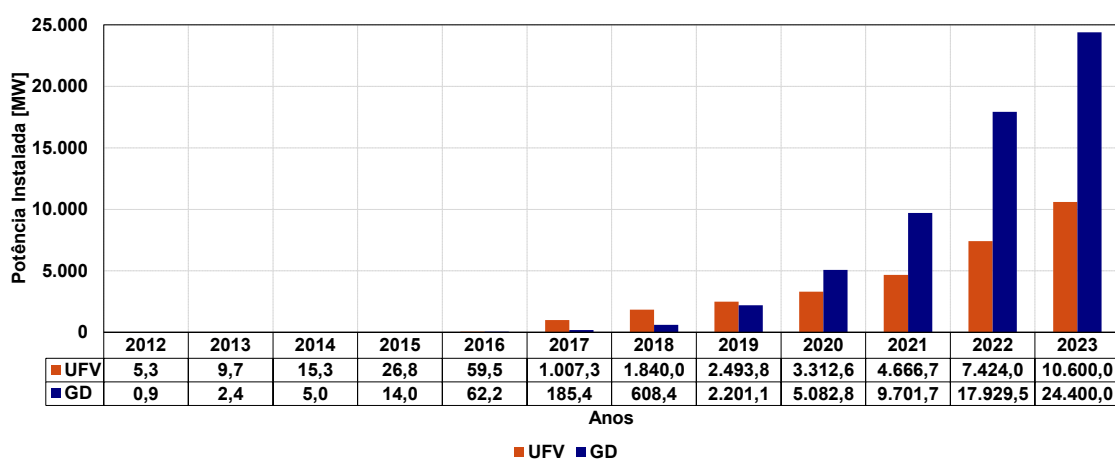
A introdução dessa fonte contribui para a diversificação mencionada anteriormente, e desempenha um papel fundamental na mitigação dos desafios enfrentados por comunidades em regiões remotas do país. Ao adotar sistemas fotovoltaicos distribuídos, essas áreas, muitas vezes negligenciadas pela infraestrutura elétrica tradicional, podem superar a falta de acesso à eletricidade. A GD, ao descentralizar a geração e aproximar a produção de energia dos pontos de consumo, oferece uma solução adaptável e eficiente para atender às necessidades energéticas

específicas dessas comunidades, contribuindo assim para a promoção da inclusão social e o desenvolvimento sustentável (PINHO e GALDINO, 2014).

Devido às suas vantagens, governos e instituições têm implementado medidas que visam reduzir os custos de instalação, promover a pesquisa e o desenvolvimento, e incentivar a GD. Essas iniciativas tornam a energia solar mais acessível para consumidores e empresas, além de impulsionarem o setor, promovendo a inovação e a criação de empregos (IRENA, 2017). Uma dessas ações foi instituída em 2012, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que estabeleceu o chamado regime de compensação de energia elétrica no Brasil, permitindo que o consumidor gere energia e que o excedente seja injetado na rede da distribuidora, e ao final de cada mês é verificado o montante de energia produzida e consumida (ANEEL, 2016).

Desde então, os sistemas distribuídos têm experimentado uma notável expansão, conforme evidenciado na Figura 1, que ilustra a potência instalada de centrais de geração fotovoltaica (UFV) e de GD no período de 2012 a 2023. No ano seguinte à adoção desse regime, a capacidade instalada de GD mais do que duplicou e ultrapassou, desde 2020, a potência instalada das UFVs. Ao término de 2023, mesmo com ajustes no sistema de compensação, a capacidade instalada aumentou em 36% em relação a 2022 e já havia crescido mais de 27 mil vezes, desde o início do regime, superando as UFVs em mais de duas vezes (ANEEL, 2023).

Figura 1 – Potência instalada de sistemas fotovoltaicos no Brasil desde 2012.



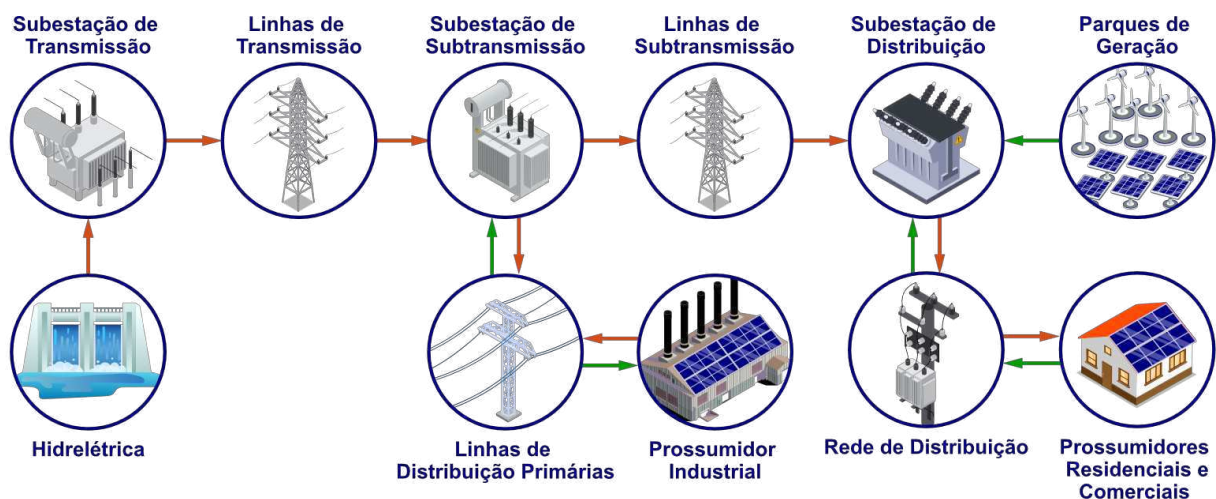
Fonte: ANEEL (2023).

Essa ascensão trouxe uma mudança quantitativa na capacidade instalada e também promoveu uma redefinição qualitativa na relação entre consumidores e a produção de energia. Anteriormente considerados meros receptores passivos, os consumidores assumem agora um papel ativo, transformando-se em geradores e participantes ativos da nova matriz energética. Na Figura 2, por exemplo, observa-se a coexistência e a dinâmica de geração e consumo entre

centros tradicionais de geração de energia e pontos de produção descentralizados. A instalação desses sistemas em residências e estabelecimentos comerciais representa uma mudança paradigmática, evidenciando a descentralização da geração de energia. Essa abordagem não só modifica a composição da matriz energética, mas também desencadeia uma reconfiguração na dinâmica do Sistema Elétrico de Potência (SEP), evidenciando a necessidade de procedimentos precisos de estimativa de capacidade de geração para fins de planejamento energético.

Considerando o contexto supracitado, ressalta-se que, embora a integração de GD seja promissora, esta abordagem não é simples e demanda estudos aprofundados para compreender e mitigar os desafios associados. Como consequência, pesquisas têm sido conduzidas para avaliar a dinâmica do SEP, considerando a variabilidade temporal e as interações complexas entre os SFs e a rede elétrica convencional. Dentre os principais benefícios, destaca-se a redução da demanda na rede elétrica convencional, diminuição das perdas de transmissão e distribuição, e a melhoria da confiabilidade do sistema (PALUDO, 2014). No entanto, também revelam preocupações, uma vez que pode ocasionar elevação do valor de tensão, comprometimento da coordenação e seletividade do sistema de proteção e problemas de estabilidade de tensão, impactando a qualidade da energia entregue aos consumidores (CARDOSO, 2022).

Figura 2 – Fluxo de potência no SEP com a integração da GD.



Fonte: Autoria própria.

A avaliação desses impactos da energia solar no SEP, sejam positivos ou negativos, apresenta desafios substanciais, sendo a intermitência dessa fonte um dos principais fatores de complexidade do ponto de vista de planejamento energético. Ao contrário de fontes convencionais, a produção de energia solar depende de fatores climáticos, sazonalidade e padrões diurnos, resultando em variações significativas na geração ao longo do tempo. A dificuldade em modelar a produção de energia torna-se evidente, uma vez que métricas

tradicionais como capacidade instalada ou potência nominal não reproduzem de maneira fidedigna a realidade operacional dessa fonte.

A dificuldade de modelagem temporal dos SFs transcende o âmbito acadêmico, impactando diretamente os projetistas desses sistemas de geração. Estes profissionais enfrentam o desafio prático de desenvolver estratégias que minimizem perdas operacionais, considerando a variabilidade inerente desses sistemas e sua integração em redes elétricas preexistentes. A tarefa complexa de quantificar fatores de ineficiência, como perdas na conversão e variações ambientais, destaca a necessidade premente de uma abordagem mais refinada. A falta de dados precisos pode levar a subestimações ou superestimações na capacidade de geração, comprometendo não apenas a confiabilidade, mas também a eficiência operacional desses sistemas (PINHO e GALDINO, 2014), causando, eventualmente, problemas contratuais com prosumidores em virtude de divergências da potência nominal estabelecida em contrato com a geração verificada.

Nesse contexto, é fundamental reconhecer que a variabilidade na produção de energia solar não apenas impacta a confiabilidade do sistema elétrico, mas também desafia as métricas convencionais de avaliação. A dependência de parâmetros não representativos da dinâmica dessa fonte pode resultar em uma avaliação inadequada da verdadeira contribuição da energia solar para o SEP. Metodologias que levem em conta a variação temporal e as condições climáticas específicas são necessárias para uma análise abrangente, fundamentais para compreender o papel da energia solar fotovoltaica no contexto do SEP e para desenvolver estratégias eficientes de integração e operação.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A disseminação dos sistemas distribuídos tem sido notável, mas a modelagem adequada de suas variações ao longo do tempo emerge como uma barreira significativa. A estimativa de geração de energia por esses sistemas carece de dados, sendo comum considerar apenas a potência nominal dos módulos e inversores fotovoltaicos. Imprecisões resultantes dessas aproximações podem causar sub ou superdimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, acarretando gastos desnecessários e estimativas equivocadas do tempo de retorno sobre o investimento, prejudicando a eficiência econômica e operacional desses sistemas distribuídos de geração de energia. No entanto, a incorporação de informações climáticas e sazonais, características de cada região pode aprimorar essa modelagem, proporcionando uma estimativa mais adaptada às condições reais de cada localidade (WANG *et al.*, 2022).

No âmbito dos estudos sobre sistemas fotovoltaicos, a necessidade de metodologias de estimação representativas é evidente, dada a complexidade das interações entre diversos elementos, desde a luz solar até os materiais utilizados nos módulos fotovoltaicos. Fatores como acumulação de sujeira, sombreamentos, perdas elétricas, ineficiência dos equipamentos e degradação gradual dos módulos influenciam diretamente na eficiência dos geradores. Assim, uma abordagem holística torna-se fundamental diante das características intrínsecas e intermitentes dessa fonte de energia, demandando uma análise integrada para compreender e superar esses desafios.

1.2 OBJETIVOS

Diante do exposto, este trabalho tem como objetivo geral apresentar uma metodologia para aprimorar o processo de estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando os efeitos das condições climáticas e da sazonalidade do clima nos locais de instalação, bem como características físicas e elétricas desses sistemas de geração.

Para alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos também são necessários:

- I. Desenvolver métodos para representar os componentes dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede que, além de considerar exclusivamente as características elétricas disponíveis em folhas de dados dos componentes, integre as variáveis climáticas, sazonais, físicas e elétricas características de cada sistema, tais como irradiância, temperatura ambiente, velocidade dos ventos, degradação anual, eficiência, orientação e inclinação dos módulos e limites de potência e ineficiência do inversor;
 - II. Desenvolver métodos de quantificação das perdas na geração de energia em sistemas fotovoltaicos, abrangendo perdas elétricas nos cabeamentos, limites de potência do inversor, ineficiências operacionais e degradação temporal dos módulos fotovoltaicos;
 - III. Compor uma metodologia em Python que integre os métodos apresentados, visando aprimorar o processo de estimação da energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede;
 - IV. Validar a metodologia aprimorada por meio de comparações entre as estimativas geradas por esta metodologia e as obtidas pela metodologia tradicional, utilizando dados reais de geração de energia de sistemas fotovoltaicos instalados em diversas localidades.
-

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Com base nesse contexto e nos objetivos da pesquisa, espera-se as seguintes contribuições:

- I. Apresentar uma metodologia, em código aberto, para aprimorar a estimação da geração de energia por sistemas fotovoltaicos, integrando variáveis climáticas, sazonais, físicas e elétricas específicas de cada sistema, que permita avaliar a capacidade de geração desses sistemas em resposta às condições variáveis ao longo do tempo.
- II. Introduzir a possibilidade de cálculo das perdas na geração de energia por sistemas fotovoltaicos, abrangendo vários aspectos como perdas elétricas nos cabamentos, limites de potência do inversor, ineficiências operacionais e degradação temporal dos módulos fotovoltaicos;
- III. Oferecer uma ferramenta para avaliar como diferentes decisões de *design*, como ângulos de montagem dos módulos, dimensionamento dos cabos e a escolha do modelo de módulos e inversores influenciam a eficiência e o desempenho dos sistemas fotovoltaicos na geração de energia.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Para atingir os objetivos propostos, além deste capítulo introdutório, esta dissertação está organizada de acordo com a seguinte estrutura:

- Capítulo 2: aborda os fundamentos teóricos da energia solar, de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e a influência de fatores climáticos e elétricos sobre a geração de energia por esses sistemas bem como métricas estatísticas comumente usadas na avaliação de metodologias;
 - Capítulo 3: é realizada uma análise das principais referências bibliográficas relacionadas à estimação de geração de energia em sistemas fotovoltaicos, compondo assim o estado da arte para o tema;
 - Capítulo 4: é apresentada a metodologia tradicionalmente usada para estimar a geração de energia em sistemas fotovoltaicos e uma metodologia proposta para aprimorar esse processo;
-

- Capítulo 5: será detalhada a metodologia adotada para realizar as análises dos resultados obtidos em simulações, assim como serão apresentadas as variáveis consideradas durante a execução dos procedimentos;
 - Capítulo 6: são apresentados os resultados obtidos ao longo da execução da pesquisa, acompanhados de discussões pertinentes a esses resultados;
 - Capítulo 7: são apresentadas as conclusões e as propostas de trabalhos futuros.
-

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A metodologia proposta (MP) por este trabalho para estimar a geração de energia por sistemas fotovoltaicos conectados à rede é fundamentalmente um processo sequencial de cálculo das múltiplas conversões da energia solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos, juntamente com a avaliação das perdas associadas a cada etapa. A metodologia visa compreender e quantificar as transformações da energia solar desde a sua captação até a sua disponibilização, em forma de energia elétrica, na rede da concessionária. Assim, neste capítulo, são apresentados os conceitos teóricos fundamentais para a compreensão dessas etapas.

Inicialmente, são abordados os conceitos relacionados aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e os componentes que integram esses sistemas. Em seguida, são detalhadas as principais variáveis elétricas desses componentes, destacando como essas são influenciadas pelas condições climáticas do local de instalação. Esses fundamentos são importantes para a compreensão da infraestrutura envolvida na captação e conversão da energia solar em eletricidade, além de elucidar as principais variáveis que impactam essa conversão.

No decorrer deste capítulo, também são discutidos os principais conceitos e componentes relacionados à radiação solar. Essas informações, aliadas aos dados climáticos específicos de cada região, proporcionam uma representação fidedigna do ambiente no qual os sistemas fotovoltaicos estão inseridos. Adicionalmente, são indicadas as principais bases de dados que contemplam essas informações.

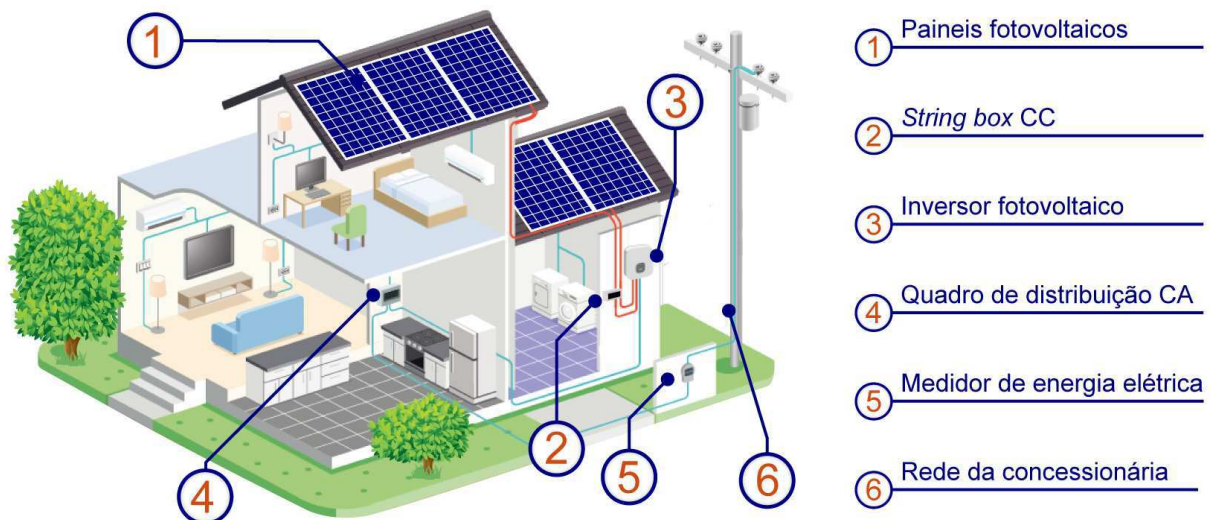
Ao aprofundar a compreensão sobre a radiação solar, torna-se essencial abordar os conceitos de geometria solar, os quais desempenham um papel fundamental no processo de cálculo de geração de energia (GE). Esta análise permite a aplicação de um método de transposição do plano horizontal para o plano inclinado dos módulos. Isso viabiliza a quantificação da radiação solar total incidente sobre o plano dos módulos fotovoltaicos, considerando os ângulos de inclinação e orientação em relação ao norte, em diferentes momentos do dia e ao longo do ano.

Por fim, são apresentadas as principais métricas estatísticas utilizadas na análise de dados. Essas métricas são essenciais para avaliar a metodologia de estimação de geração de energia proposta neste trabalho, permitindo a interpretação dos resultados, comparação entre diferentes conjuntos de dados, identificação de padrões e aprimoramento da MP.

2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Um sistema fotovoltaico (SF) é um conjunto de dispositivos e equipamentos interligados que converte a energia solar em energia elétrica, podendo ser conectados ou não à rede elétrica da concessionária de distribuição de energia. No caso dos sistemas conectados à rede, foco deste trabalho, sua estrutura típica é apresentada na Figura 3. O sistema é composto principalmente por módulos fotovoltaicos (MFs), que contêm células fotovoltaicas capazes de converter a luz solar em eletricidade em corrente contínua (CC). Os módulos são interconectados em série ou paralelo, formando as chamadas *strings* (ST). Além dos módulos, o sistema fotovoltaico inclui o inversor fotovoltaico (IF), responsável por converter a corrente gerada pelos módulos em corrente alternada (CA) (KALOGIROU, 2014). Além dos itens descritos, o sistema também envolve outros componentes, como estruturas de montagem, cabos, dispositivos de proteção e medição.

Figura 3 – Estrutura típica de um sistema de GD fotovoltaico conectado à rede.

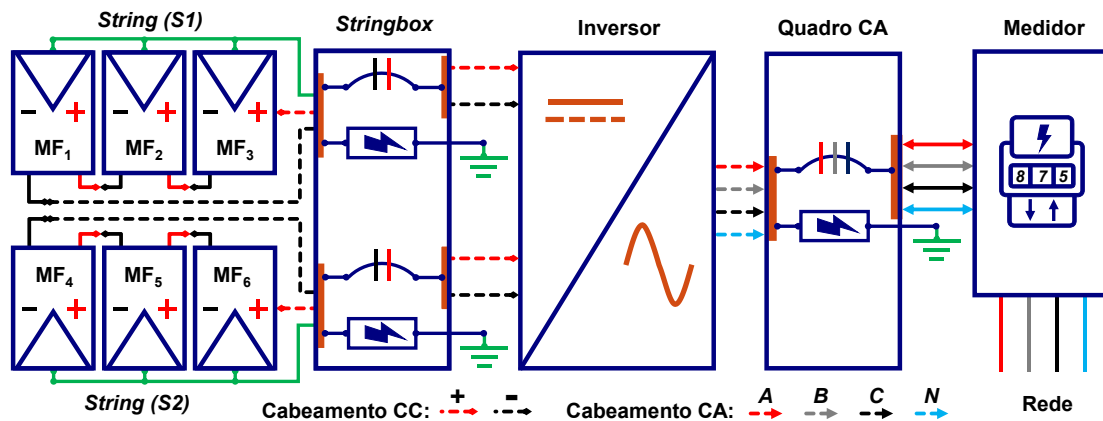


Fonte: Autoria própria.

Na Figura 4, destaca-se o diagrama elétrico simplificado de um SF interligado à rede elétrica. Duas *strings* formam a base desse arranjo, cada uma direcionando sua geração de energia em CC para uma *stringbox*. Essa caixa atua como ponto de convergência para o cabeamento e inclui dispositivos de proteção contra sobrecorrente e surtos de tensão. Após a *stringbox*, ainda em CC, ocorre a conexão com o inversor. Além de converter a corrente CC em CA, esse componente é responsável por monitorar e controlar o fluxo de energia gerada pelo sistema. A saída do inversor é então integrada ao quadro de distribuição CA, que abriga dispositivos essenciais na proteção contra valores elevados de corrente e tensão. A extensão do cabeamento CA a partir desse quadro alcança o ponto de medição, onde está instalado um

medidor bidirecional. O medidor registra a quantidade de energia gerada e consumida, gerando créditos para o consumidor que podem ser utilizados em momentos de menor geração ou em casos de falhas do sistema elétrico (MASTERS, 2013).

Figura 4 – Diagrama elétrico típico de um sistema de GD fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: Autoria própria.

2.1.1 Características elétricas de módulos

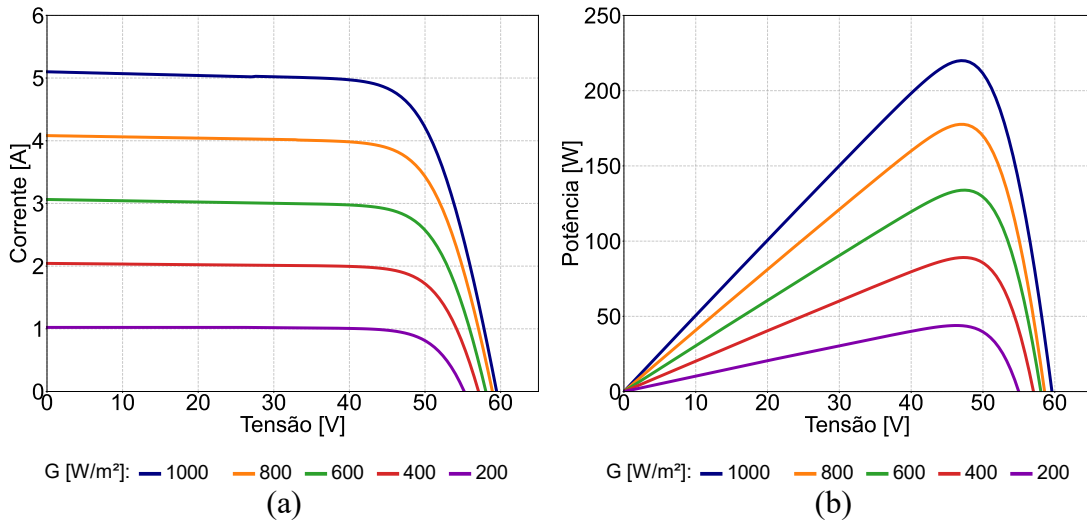
Os MFs desempenham um papel fundamental na conversão de energia solar em eletricidade, e suas características elétricas fundamentais são determinantes para o desempenho eficiente dos sistemas fotovoltaicos. A Potência (P_{MPP}), medida no ponto de máxima potência a partir da tensão (V_{MPP}), e da corrente (I_{MPP}), da curva de potência versus tensão (P-V), é um indicador vital da capacidade do painel de gerar eletricidade sob condições ideais de operação (VANEK, 2008).

Os pontos de operação dos módulos mudam em decorrência de condições climáticas, principalmente em função da temperatura de operação e da irradiância incidente sobre o mesmo. Essas curvas podem ser obtidas a partir de diferentes modelos matemáticos que descrevem o funcionamento dos módulos, entre eles, o modelo ideal, o de resistência série e o de resistência série e paralela (VILLALVA, 2010; MELO, 2018). Nas Figuras 5 e 6, são apresentadas essas curvas, obtidas para o MF de 220 W, modelo CS5P-220M, fabricado pela Canadian Solar, considerando o modelo de resistência série ($R_S = 1,06 \Omega$) e resistência paralela ($R_P = 381,7 \Omega$), conforme equacionamento descrito por MELO (2018).

Na Figura 5, apresentam-se gráficos que demonstram a relação entre tensão e corrente, bem como tensão e potência, considerando condições de temperatura constante. Nessa situação, onde a temperatura da célula (T_{CMF}) é constante em 25°C , a corrente de operação varia com diferentes níveis de irradiância (G), enquanto a tensão permanece quase inalterada. Essa

variação da tensão altera os pontos de potência, conforme indicado na Figura 5(b). O módulo atinge seu valor de potência nominal (P_{NMF}), apenas quando a irradiância é igual a 1000W/m^2 .

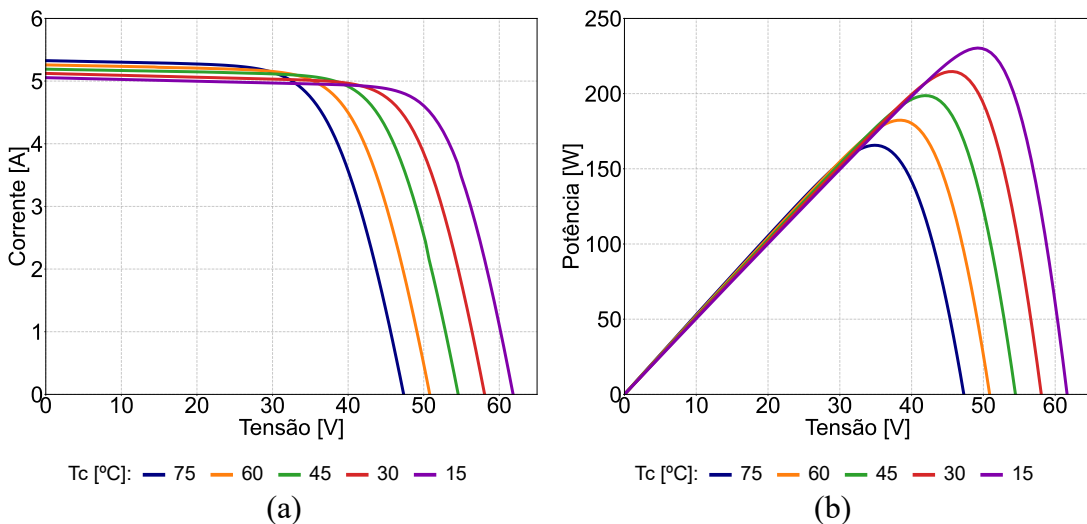
Figura 5 – Irradiância variável e temperatura constante: (a) Curva IxV e (b) Curva PxV.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 6, apresentam-se gráficos que demonstram a relação entre tensão e corrente, bem como tensão e potência, considerando agora condições de irradiância constante. Nessa situação, a corrente de operação permanece praticamente inalterada enquanto a tensão diminui com o aumento da temperatura do módulo, alterando seu ponto de operação. Em uma situação real de instalação desses equipamentos, tanto a temperatura como a irradiância variam ao longo do tempo. Na prática, os dois fatores atuam simultaneamente, modificando o nível de potência gerada pelo painel. Conforme ilustrado na 7(a), a combinação resulta sempre em uma potência menor que a nominal (VANEK, 2008).

Figura 6 – Temperatura variável e irradiância constante: (a) Curva IxV e (b) Curva PxV.

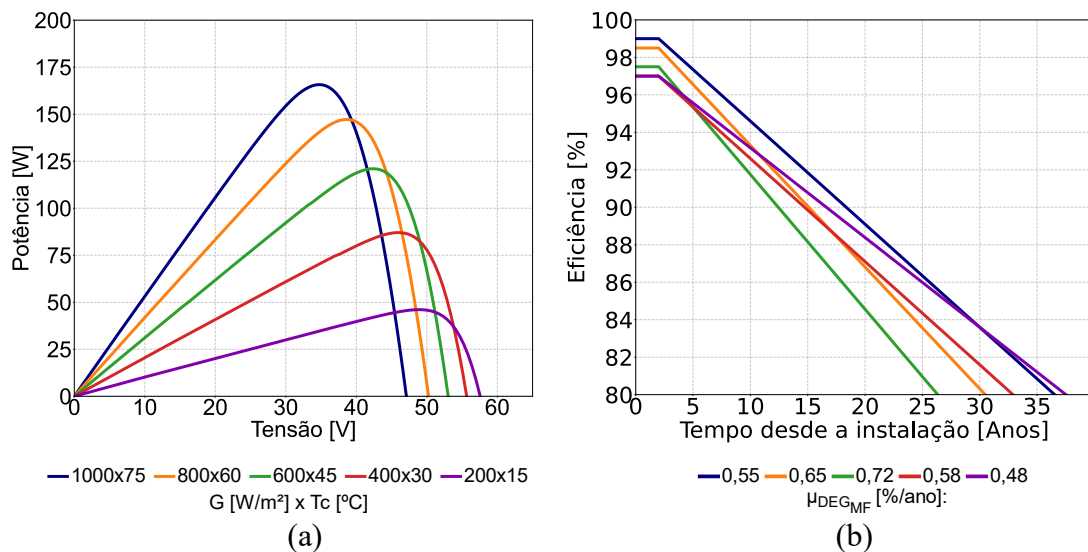


Fonte: Autoria própria.

Adicionalmente, a degradação ao longo do tempo é uma preocupação crítica, com os fabricantes especificando taxas anuais de degradação (μ_{DEG}) como indicadores da redução gradual na capacidade de geração de energia ao longo da vida útil do painel. Essa degradação, ilustrada na Figura 7(b), é influenciada por fatores ambientais, exposição à luz solar e processos químicos internos, variando em torno de 0,5% a 1% ao ano. Após 25 anos, período comumente considerado para a vida útil dos módulos, a expectativa é de que a capacidade de geração de energia seja reduzida em aproximadamente 15% a 25%, destacando a importância de avaliações contínuas para garantir a confiabilidade e durabilidade dos sistemas fotovoltaicos ao longo do tempo (SMETS, 2015).

Apesar de ser um dos fatores de perdas nos SFs, na revisão de literatura feita, não foi verificado modelos matemáticos que descrevessem essa característica. Assim, neste trabalho, foi introduzido o equacionamento para o cálculo do fator de degradação dos módulos para cada dia do ano, desde o primeiro dia de instalação. A equação proposta e utilizada para a construção da Figura 7(b) compõe a metodologia proposta e será descrita no capítulo de metodologia de estimação de geração (Capítulo 4).

Figura 7 – Característica de operação: (a) Curva PxV e (b) Curva de degradação.



Fonte: Autoria própria.

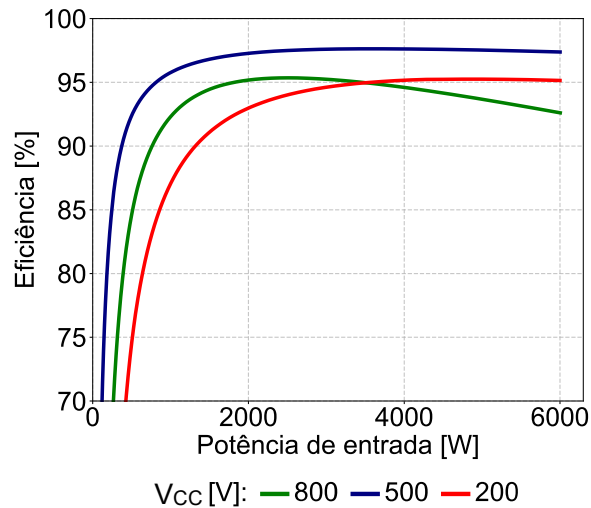
Além desses fatores, para compreender plenamente o desempenho dos módulos em diferentes condições, é necessário considerar também os coeficientes de temperatura, que incluem os de potência máxima, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, respectivamente, (μ_{PMP} , μ_{VOC} , μ_{ISC}), e que desempenham um papel crucial na resposta das características elétricas dos módulos às variações de temperatura. Geralmente expressos em porcentagem por grau Celsius (%/°C), esses coeficientes ajudam a estimar a variação nas

características elétricas com as mudanças de temperatura ambiente, sendo essenciais para compreender o funcionamento dos módulos em diferentes condições (TIWARI, 2010).

2.1.2 Características elétricas de inversores

Um dos primeiros parâmetros a ser considerado na especificação do inversor fotovoltaico (IF) é a potência nominal (P_{NIF}), expressa em watts (W) ou kilowatts (kW). Essa medida indica a capacidade de saída do inversor e desempenha um papel-chave na seleção e dimensionamento do equipamento. Outro fator essencial é a máxima eficiência do inversor fotovoltaico (η_{MIF}), um parâmetro crucial que impacta diretamente o desempenho global do sistema. Essa eficiência é definida como a relação entre a potência de saída do inversor e a potência de entrada, proveniente dos módulos fotovoltaicos. Em termos práticos, quanto maior a eficiência do inversor, menor a perda de energia durante a conversão de CC para corrente CA (RAMPINELLI e MACHADO, 2021). Além de variar com a potência de entrada, a eficiência também varia com o nível de tensão do conjunto fotovoltaico (V_{CC}), conforme ilustrado na Figura 8.

Figura 8 – Curvas de eficiência de um inversor fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de FARADA (2015).

Além da eficiência convencional, destaca-se a eficiência europeia, também conhecida como Euro-eta ou eficiência ponderada euro (η_{EU}). Essa métrica se destaca por sua independência em relação à tensão de entrada, oferecendo uma perspectiva mais realista ao considerar a operação dos equipamentos diante das flutuações ambientais, como resposta às variações na irradiância e temperatura ao longo do dia e do ano.

A eficiência europeia leva em conta a operação dos equipamentos em uma ampla faixa de 0 a 100% de sua potência nominal. Na Equação (1) associada a essa métrica, realiza-se uma média ponderada de seis valores de eficiência para diferentes níveis de carregamento do inversor, abrangendo de 5% a 100%. O cálculo considera a fração do tempo em que o inversor opera em cada ponto de carregamento. Assim, $3 \cdot \eta_{5\%}$, por exemplo, indica que o inversor operou 3% do tempo em um carregamento de 5%, em que $\eta_{5\%}$ representa a eficiência do inversor nesse cenário de operação (PINHO e GALDINO, 2014).

$$\eta_{EU} = \frac{3 \cdot \eta_{5\%} + 6 \cdot \eta_{10\%} + 13 \cdot \eta_{20\%} + 10 \cdot \eta_{30\%} + 48 \cdot \eta_{50\%} + 20 \cdot \eta_{100\%}}{100} . \quad (1)$$

Ademais, esses não são os únicos fatores importante na escolha de um inversor. A tensão de saída nominal (V_{NIF}) e a frequência de saída (Hz), asseguram que a energia convertida esteja em conformidade com os padrões elétricos da rede de distribuição. Por fim, inversores modernos frequentemente apresentam recursos avançados, como a tecnologia de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) (do inglês: *Maximum Power Point Tracking*), ajustando continuamente a operação dos módulos para extrair a máxima energia disponível em diferentes condições de irradiância e temperatura (SMETS, 2015).

2.1.3 Fatores de perdas

As perdas em sistemas fotovoltaicos constituem um aspecto importante na avaliação de sua eficiência e desempenho. Além dos aspectos citados dos módulos e inversores, outros diversos fatores contribuem para a diminuição da produção de energia, sendo essenciais para compreender e otimizar o funcionamento desses sistemas. Entre os principais elementos que também influenciam as perdas estão a incompatibilidade entre os módulos (*mismatch*), as perdas nos cabos em CC e CA, limites de potência e eficiência do inversor, o sombreamento e a sujeira acumulada nos módulos e a disponibilidade geral do sistema. Estas perdas podem variar significativamente, impactando diretamente a eficiência da geração de energia solar fotovoltaica. Na Tabela 1, são apresentados os valores percentuais típicos da maioria das causas de perdas nesses sistemas e sua variação padrão. A sujeira acumulada sobre os módulos, por exemplo, apresenta valor esperado de 5%, podendo variar de 2 a 25% (MARION, 2015).

Tabela 1 – Percentual de perdas nos sistemas fotovoltaicos.

Causas	Variação (%)		Causas	Variação (%)			
	Típico (%)			Típico (%)			
Potência do módulo	0,0	-15,0	+5,0	Incompatibilidade dos módulos	-2,0	-3,0	-1,5
Cabeamento CC	-2,0	-3,0	-1,0	Degradação inicial do módulo	-2,0	-10,0	-1,0
Diodos e Conexões	-0,5	-1,0	-0,3	Sombreamento nos módulos	0,0	-100,0	0,0
Inversor	-4,0	-7,0	-4,0	Indisponibilidade do sistema	-2,0	-100,0	-0,5
Cabeamento CA	-1,0	-2,0	-0,7	Sujeira nos módulos	-5,0	-25,0	-2,0

Fonte: Adaptado de MARION *et al.* (2005).

2.2 RADIAÇÃO SOLAR

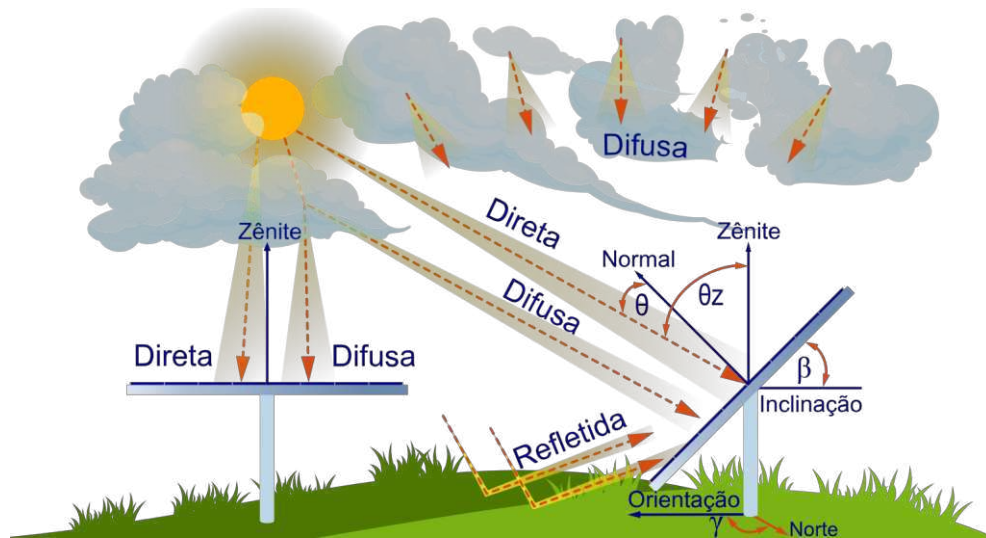
A radiação solar é a energia radiante emitida pelo Sol, que se propaga pelo espaço e chega à Terra. É composta por um amplo espectro de radiação eletromagnética, que inclui raios gama, raios X, luz visível, infravermelho e ondas de rádio. Essa radiação é emitida em todas as direções e se propaga pelo espaço até alcançar a Terra. No entanto, antes de atingir a superfície terrestre, a radiação solar precisa atravessar a atmosfera, onde pode ser afetada por fenômenos como absorção, reflexão e dispersão. A parcela que atinge a superfície terrestre pode ser capturada e convertida em outras formas de energia, como eletricidade ou calor, por meio de tecnologias como módulos solares fotovoltaicos e sistemas de aquecimento solar (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

2.2.1 Componentes da Irradiância

A radiação solar incidente na superfície terrestre é frequentemente decomposta em duas componentes distintas: a irradiância direta normal (G_{DR}) e a irradiância difusa (G_{DF}). Na literatura, os termos empregados comumente são *Direct Normal Irradiance* (DNI) e *Diffuse Horizontal Irradiance* (DHI), respectivamente. Na Figura 9, apresenta-se uma ilustração visual dessas componentes (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

A irradiância direta normal representa a fração da irradiância extraterrestre que atinge a superfície em linha reta entre o observador e o Sol, sem sofrer dispersão ou reflexão significativa, sendo quase livre de interferências atmosféricas como poeira e gases. Por outro lado, a irradiância difusa é o resultado da dispersão da radiação solar pelos constituintes atmosféricos, como moléculas, partículas suspensas e nuvens. Essa radiação se espalha em várias direções, chegando à superfície terrestre de maneira difusa, proveniente de diferentes direções do céu.

Figura 9 – Componentes da radiação solar na atmosfera e superfície terrestre.



Fonte: Autoria própria.

A soma das parcelas da irradiância solar incidente em uma determinada área plana e na horizontal, como a superfície terrestre, por exemplo, é chamada de irradiância solar global (G), ou *Global Horizontal Irradiance* (GHI), e é expressa pela Equação (2), em que θ é o ângulo de incidência entre os raios solares e a reta normal a uma superfície horizontal. Sua mensuração é comum em bases de dados meteorológicos, fornecendo dados cruciais para a tomada de decisões em projetos de energia solar (KALOGIROU, 2014).

$$G = G_{DR} \cdot \cos(\theta) + G_{DF} . \quad (2)$$

Além dessas componentes, em superfícies inclinadas, entra em cena uma terceira contribuição significativa de irradiância: a irradiância refletida. Esta parcela consiste na radiação que incide sobre a superfície terrestre ou objetos e é refletida de volta ao ambiente. A magnitude desta componente varia conforme as características da superfície, incluindo a cobertura do solo. Quanto mais clara a superfície, maior o nível de reflexão (QU *et al.*, 2015).

Considerando um painel fotovoltaico, instalado com determinado ângulo de inclinação (β), a irradiância total incidente é resultante da interação de três componentes distintas, conforme representado na Figura 9. Matematicamente expressa pela Equação (3), essa irradiância total no plano inclinado (G_I) é a soma das componentes que incidem sobre ele, sendo a irradiância direta (G_{IDR}), irradiância refletida no solo (G_{IRF}), e irradiância difusa no céu (G_{IDF}) (KALOGIROU, 2014).

$$G_I = G_{IDR} + G_{IDF} + G_{IRF} . \quad (3)$$

2.2.2 Bases de Dados Solarimétricos

Na estimativa de geração de energia em sistemas fotovoltaicos, a análise inicial da disponibilidade de dados solarimétricos no local de instalação é fundamental. Essa avaliação proporciona uma compreensão aprofundada do potencial de geração do sistema, sendo essencial a presença de dados que incluam a irradiância global e as componentes direta e difusa, além de dados climáticos, como temperatura do ar. NETO *et al.* (2023) apresentam uma revisão bibliométrica sobre bases de dados espaciais úteis para estudos climáticos e de geração de energia solar/eólica e apresentam as mais difundidas e confiáveis para esse tipo de estudo, sendo algumas delas indicadas neste trabalho.

2.2.2.1 Bases de Dados no Brasil

No Brasil, existem duas bases de dados principais. Uma das bases é oriunda do programa SunData 3.0, concebido pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB). O programa tem seu banco de informações atualizado a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição, produzido pelo Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Os dados obtidos ao longo de 17 anos de imagens de satélite são compostos por 72.272 registros e resolução espacial de aproximadamente 10 km x 10 km. A base inclui médias anuais e mensais da irradiação global horizontal, difusa, direta normal e no plano inclinado com inclinação igual à latitude (CRESESB, 2023).

A outra é a base de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), proveniente da coleta de dados por meio de 194 estações convencionais e de 574 estações automáticas. As estações convencionais coletam apenas as horas de insolação. Por outro lado, as estações automáticas coletam temperatura, umidade, pressão atmosférica, precipitação, direção e velocidade do vento e irradiação solar. Infelizmente, não são coletados dados de irradiação direta normal e de irradiação difusa horizontal. Além disso, os dados são coletados de minuto em minuto, integrados e disponibilizados de hora em hora (INMET, 2023). Dada a extensão geográfica do Brasil, é geralmente alta a probabilidade de encontrar uma estação meteorológica a menos de 30 km em muitas regiões. No entanto, especialmente no Norte do país, vastas áreas carecem de estações próximas, o que pode limitar a precisão das estimativas meteorológicas nessa região (SANTOS, 2020).

Além dessas duas, o Brasil conta com diversas outras bases de dados solarimétricos consolidadas, como o Atlas Solarimétrico do Brasil (TIBA *et al.*, 2000), o Atlas Brasileiro de

Energia Solar (PEREIRA *et al.*, 2017), o Atlas Solarimétrico de Minas Gerais (REIS e TIBA, 2016), Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná (TIEPOLO *et al.*, 2018), Atlas Solarimétrico do Ceará (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS *et al.*, 2010), Atlas Eólico e Solar do Estado do Rio Grande do Norte (GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE *et al.*, 2022) e, atualmente, o Atlas Solarimétrico da Paraíba (SECRETARIA DE ESTADO DA INFRAESTRUTURA E DOS RECURSOS HÍDRICOS, 2023).

2.2.2.2 Bases de Dados Internacionais

Em escala internacional, a primeira base é disponibilizada pela *National Aeronautics and Space Administration of the United States* (NASA) no âmbito do *POWER Data Methodology*. Os dados provêm de várias fontes, com parâmetros meteorológicos baseados no modelo MERRA-2 da NASA. Este modelo utiliza previsões numéricas do tempo e assimilação de dados observacionais para gerar conjuntos representativos do estado atmosférico. Quanto aos dados solares, são inferidos por observações via satélite e inversão matemática para determinar a insolação na superfície. O intervalo de dados disponibilizados abrange um extenso período, desde 1981 até o tempo atual, e é global, permitindo uma cobertura abrangente em termos de espaço. Os dados são oferecidos em resoluções temporais de 1 hora e espaciais de aproximadamente 100 km x 100 km para conjuntos de dados de radiação e cerca de 50 km x 70 km para conjuntos de dados meteorológicos (NASA, 2023). Os dados incluem irradiância global horizontal, índice de clareza, albedo de superfície, ângulo zenital solar, temperaturas, umidade, precipitação, pressão atmosférica, velocidade e direção do vento, entre outros.

Outra base de dados internacional é a disponibilizada pela *National Solar Radiation Database* (NSRDB), desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) dos Estados Unidos, que é uma iniciativa abrangente que disponibiliza, de forma gratuita, um conjunto de dados de alta resolução temporal e espacial. O NSRDB incorpora medições de vários canais de satélites e do MERRA-2 e abrange informações sobre irradiância global, direta e difusa, todas medidas no plano horizontal. Além disso, inclui variáveis meteorológicas relevantes, como temperatura do ar, pressão atmosférica, umidade, velocidade e direção do vento, albedo de superfície e ângulo zenital. Os dados disponíveis abarcam o período entre os anos de 1998 a 2021, sendo adquiridos com resoluções variadas de 2 km x 2 km, 4 km x 4 km e 10 km x 10 km. Os registros são disponibilizados em intervalos de 15, 30 e 60 minutos, proporcionando uma visão detalhada e abrangente ao longo do tempo (NREL, 2023).

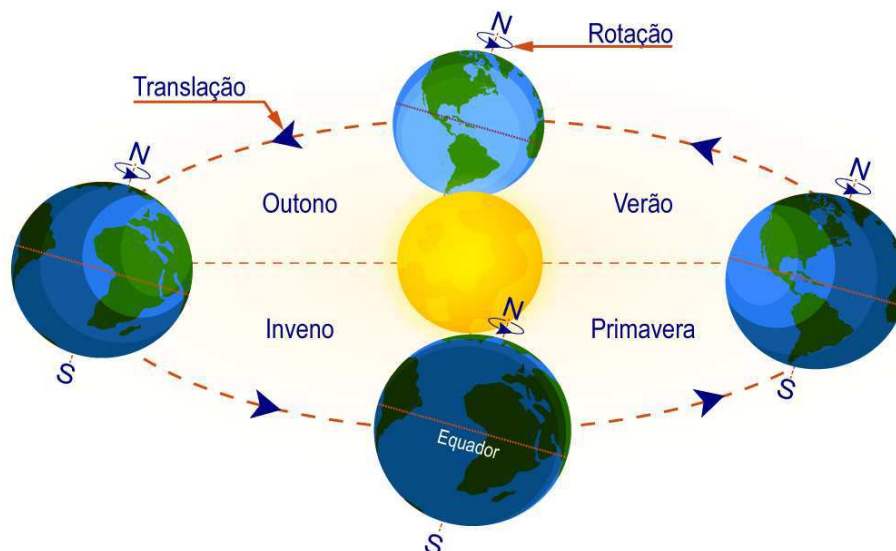
2.3 ÂNGULOS E TRAJETÓRIA SOLAR

Compreender os conceitos de ângulos e trajetória solar, especificamente os movimentos da Terra ao redor do Sol e a geometria Sol-Terra, é fundamental para determinar a quantidade de radiação solar incidente em um determinado local e momento. Na construção da metodologia proposta (MP), por exemplo, esses conceitos são essenciais para determinação da irradiância no plano dos módulos, a depender do ângulo de inclinação e orientação dos módulos em relação ao norte. Além disso, no estudo de SFs, uma compreensão aprofundada desses conceitos permite otimizar a orientação e inclinação dos MFs, garantindo maior eficiência na captação e conversão de energia.

2.3.1 Movimentos da Terra ao Redor do Sol

O ângulo de incidência dos raios solares (θ) sobre a superfície terrestre varia diariamente devido aos movimentos complexos da Terra em torno do Sol, conhecidos como translação e rotação, como ilustrado na Figura 10. A translação representa a órbita da Terra ao redor do Sol. Esse movimento segue uma trajetória regular, completando um ciclo em aproximadamente 365 dias, e é responsável por alterar a posição aparente do Sol no céu no sentido Norte-Sul. Essa mudança na posição solar é fundamental para a formação das estações do ano, influenciando diretamente a distribuição da luz solar ao longo do ano (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 10 – Movimento da Terra ao redor do Sol.



Fonte: Autoria própria.

A rotação, por outro lado, representa o giro da Terra em torno de seu próprio eixo polar Norte-Sul, com um ciclo completo levando cerca de 24 horas. Esse movimento é percebido

como o deslocamento aparente do Sol no plano horizontal da Terra, iniciando ao Leste (Nascente) e encerrando ao Oeste (Poente), sendo o principal responsável pela alternância entre dia e noite. Além disso, a inclinação da Terra, aproximadamente $23,5^\circ$ em relação ao seu eixo de rotação e à órbita solar, contribui para variações na quantidade de radiação solar recebida pelo planeta, influenciando seu clima no decorrer do ano (RAMPINELLI e MACHADO, 2021).

2.3.2 Constante Solar

A constante solar (G_{SC}) é a medida da quantidade de energia solar que atinge a parte superior da atmosfera terrestre por unidade de área e tempo e sua magnitude média é de aproximadamente 1367 W/m^2 . É relevante destacar que este valor é uma média, uma vez que a energia solar que atinge a superfície externa da atmosfera não permanece constante ao longo do ano devido à trajetória elíptica da Terra ao redor do Sol (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

2.3.3 Irradiância Extraterrestre

A irradiância extraterrestre refere-se à intensidade máxima da radiação solar que atingiria a parte superior da atmosfera terrestre se não houvesse absorção ou dispersão atmosférica. Essa irradiação varia sazonalmente, devido à órbita terrestre, resultando em flutuações sazonais de aproximadamente $\pm 3,3\%$. Cálculos astronômicos são empregados para estimar a energia solar no topo da atmosfera, considerando essas variações durante o ano. Assim, a irradiância solar que atinge a atmosfera terrestre (G_0) pode ser calculada, para cada dia do ano (N_j), também chamado de dia juliano, pela Equação (4) (TIWARI, 2010):

$$G_0 = G_{SC} \cdot \left[1 + 0,333 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot N_j}{365}\right) \right]. \quad (4)$$

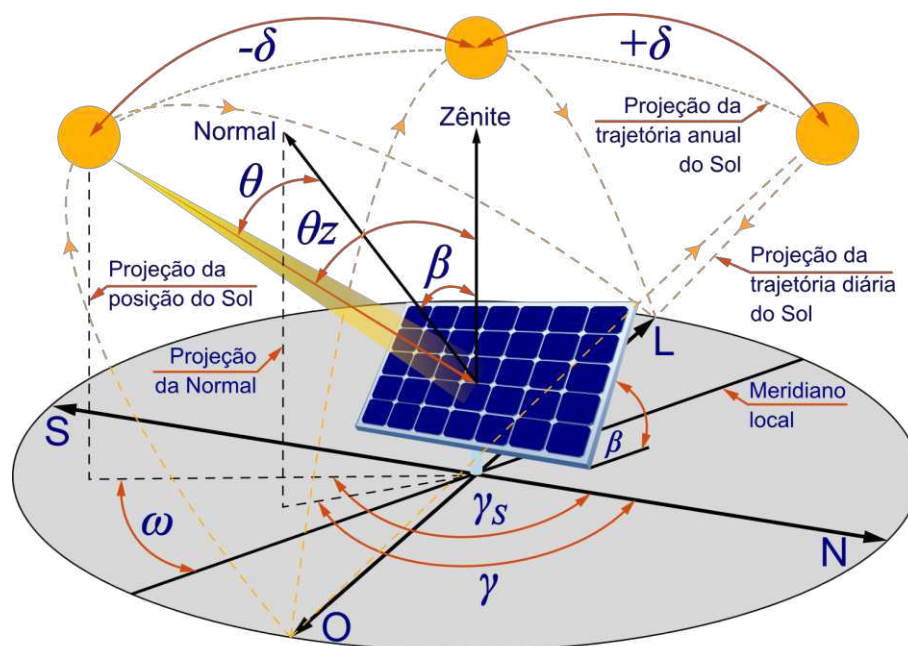
Uma outra abordagem, descrita por SPENCER (1971), fornece uma equação com baixa variação, de aproximadamente $\pm 0,01\%$. Na Equação (5), é levado em conta o ângulo de rotação da terra (ψ), que será descrito na próxima seção.

$$G_0 = G_{SC} \cdot \left(\begin{array}{l} 1,00011 + 0,034221 \cdot \cos \psi + 0,00128 \cdot \text{sen } \psi + \\ + 0,000719 \cdot \cos \psi + 0,000077 \cdot \text{sen } 2\psi \end{array} \right). \quad (5)$$

2.3.4 Geometria Sol-Terra

A geometria solar abarca diversos aspectos, como a trajetória aparente do Sol no céu ao longo do dia e ao longo das estações do ano, a inclinação do eixo terrestre e a influência desses elementos na distribuição da luz solar em distintas localidades e momentos. Compreender esses aspectos possibilita diversas ações no âmbito de sistemas fotovoltaicos, como a estimativa da radiação solar incidente em um local específico e momento determinado, transposição da radiação para um plano inclinado, além de permitir a observação da influência da sazonalidade, inclinação e orientação de superfícies coletoras na captação da energia solar (MEDEIROS, 2020). A NBR 10899, que padroniza a terminologia para energia fotovoltaica, é uma referência importante nesse contexto (ABNT, 2020), indicando os principais ângulos a serem considerados, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 – Ângulos notáveis em energia solar.



Fonte: Autoria própria.

Em que: θ_z – Ângulo de zênite
 ω – Ângulo horário solar
 δ – Ângulo de declinação
 γ_s – Ângulo de azimute solar
 θ – Ângulo de incidência
 β – Ângulo de inclinação da superfície
 γ – Ângulo de azimute de superfície

No presente trabalho, o cálculo desses ângulos e o entendimento dos conceitos associados a eles são imprescindíveis para determinar a irradiância total no plano dos MFs que constituem os SFs por meio da aplicação do modelo de transposição de PEREZ *et al.* (1990), que será descrito na seção 2.4.

2.3.5 Ângulo de Rotação da Terra

Esse conceito refere-se à medida angular da posição da Terra em sua órbita ao redor do Sol em relação a um ponto de referência fixo no espaço, para determinado dia do ano. À medida que executa sua translação, o ângulo de rotação muda diariamente, afetando a intensidade e a duração da luz solar recebida em diferentes partes do planeta. O cálculo do ângulo de rotação, para cada dia do ano (N_j) pode ser dado pela Equação (6) (SPENCER, 1971):

$$\psi = (1 - N_j) \cdot \frac{2 \cdot \pi}{365}. \quad (6)$$

2.3.6 Ângulo de Declinação Solar

A declinação solar é uma medida angular que indica a posição do Sol no céu em relação ao plano do equador terrestre. Essa medida varia ao longo do ano devido à inclinação de $23,45^\circ$ do eixo da Terra em relação à sua órbita ao redor do Sol. Com uma faixa de variação de $-23,45^\circ$ a $+23,45^\circ$, a declinação solar modifica-se à medida que a Terra orbita o Sol, resultando nas diferentes estações do ano. Quando o Sol se encontra sobre o equador, a declinação solar é zero. O ângulo de declinação solar (δ) em graus pode ser obtido por meio da Equação (7) (VANEK, 2008):

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left[(284 + N_j) \cdot \frac{360}{365} \right]. \quad (7)$$

Uma outra abordagem descrita por SPENCER (1971), fornece uma equação com menor variação, cerca de $0,0035^\circ$:

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cdot \cos \psi + 0,070257 \cdot \text{sen} \psi - 0,006758 \cdot \cos 2\psi + 0,000907 \cdot \text{sen} 2\psi - 0,002697 \cdot \cos 3\psi + 0,00148 \cdot \text{sen} 3\psi. \quad (8)$$

2.3.7 Equação do Tempo

A trajetória solar diária começa ao nascer e termina ao pôr do Sol, marcando o meio-dia solar quando o Sol culmina em sua altura máxima acima do horizonte. Contudo, esse momento não coincide necessariamente com as 12h00 do relógio local. A equação do tempo indica a diferença entre o tempo solar verdadeiro e o tempo solar médio, variando de cerca de +16 minutos (quando o Sol cruza o meridiano local mais cedo) a -14 minutos (quando cruza mais tarde). Essa correção é essencial em aplicações dependentes da posição solar, como o cálculo

de energia solar. Os valores da E_t podem ser obtidos a partir da Equação (9) (KALOGIROU, 2020):

$$E_t = 9,87 \cdot \text{sen } 2\psi - 7,53 \cdot \text{cos } \psi - 1,50 \cdot \text{sen } \psi . \quad (9)$$

Uma outra abordagem descrita por SPENCER (1971) fornece a Equação (10) com menor erro:

$$E_t = 229,18 \cdot \left(\begin{array}{l} 0,0000075 + 0,001868 \cdot \text{cos } \psi - 0,032077 \cdot \text{sen } \psi - \\ - 0,014615 \cdot \text{cos } 2\psi - 0,040849 \cdot \text{sen } 2\psi \end{array} \right) . \quad (10)$$

2.3.8 Horário Solar

Além da equação do tempo, é necessário aplicar outro ajuste ao horário local para estimar o real do Sol, chamado de horário solar. Esse outro ajuste ocorre devido à vinculação da hora legal de um local a um fuso horário padrão. Pode haver uma diferença longitudinal entre o meridiano do observador (ϕ_e) e o meridiano do fuso horário (ϕ_p), onde cada grau de diferença equivale a 4 minutos. Portanto, o horário solar (h_s), em minutos, é calculado pela equação (VENEK, 2008; KALOGIROU, 2020):

$$h_s = h_{ol} + 4 \cdot (\phi_p - \phi_e) + E_t . \quad (11)$$

2.3.1 Ângulo Horário Solar

O ângulo horário solar (ω) é uma medida angular que indica a posição do Sol no céu em relação ao meridiano local, sendo positivo em direção ao oeste e negativo em direção ao leste. Este ângulo é frequentemente utilizado para determinar a altura do Sol no céu em um determinado momento do dia. Ao meio-dia solar, seu valor é zero, indicando que o Sol está diretamente acima do meridiano local. Conforme o dia avança, aumenta até atingir 90 graus ao pôr do Sol, quando o Sol está no horizonte. No início da manhã, o ângulo horário solar é negativo, indicando que o Sol está a leste do meridiano local. Seu valor é calculado pela Equação (12) (TIWARI, 2010; KALOGIROU, 2020):

$$\omega = 15 \cdot (h_s - 12) . \quad (12)$$

2.3.2 Ângulo de Zênite

O ângulo de zênite (θ_z), determinado a partir da Equação (13), é a distância angular entre a linha imaginária normal ao plano do observador, chamada linha de zênite, e o centro do Sol. Essa medida indica a altura do Sol no céu a partir da perspectiva do observador em um momento específico, indicado pela latitude (φ). Quando o Sol está diretamente acima do observador, o ângulo de zênite é zero. Ao longo do dia, o ângulo varia, atingindo valores máximos durante o nascer e o pôr do Sol, quando o astro está mais próximo do horizonte (IQBAL, 1983).

$$\theta_z = \cos^{-1}[\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\delta)]. \quad (13)$$

2.3.3 Ângulo Azimute

O ângulo azimute (γ_s), dado pela Equação (14), é uma medida angular utilizada para descrever a posição horizontal de um ponto em relação ao norte geográfico. Ele é medido no plano horizontal, sendo 0° correspondente ao norte, 90° ao leste, 180° ao sul e 270° ao oeste. No meio-dia solar, esse ângulo é nulo, indicando que os raios solares coincidem com o norte geográfico, marcando a metade do percurso solar. É importante destacar que o ângulo azimute nulo não coincide necessariamente com o meio-dia horário, mas sim com o meio-dia solar (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\gamma_s = -\text{sign}(\omega) \cdot \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cdot \cos \varphi} \right) \right|. \quad (14)$$

2.3.4 Ângulo de Incidência

O ângulo de incidência (θ), dado pela Equação (15), é a medida do desvio entre os raios solares e a perpendicular à superfície considerada. Em uma superfície horizontal, ele coincide com o ângulo de zênite. Este ângulo descreve como os raios solares atingem a superfície, influenciando a quantidade de radiação solar recebida. Quando o Sol está diretamente acima (ângulo de zênite zero), o ângulo de incidência solar é mínimo, resultando em maior intensidade de radiação. Conforme o Sol se movimenta no céu, esse ângulo varia, impactando a distribuição da luz solar sobre a superfície. Além da influência do zênite e do azimute, o ângulo de incidência também é afetado pelo ângulo de inclinação (β) do módulo e por sua orientação em relação ao norte (γ) (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

$$\theta = \cos^{-1}[\cos \theta_z \cdot \cos \beta + \sin \theta_z \cdot \sin \beta \cdot \cos(\gamma_s - \gamma)]. \quad (15)$$

2.3.5 Massa de Ar

A Massa de Ar (AM) refere-se à quantidade de atmosfera pela qual a luz solar deve atravessar antes de atingir a superfície da Terra. Essa medida é expressa em múltiplos, como AM1, AM1.5, AM2, indicando diferentes espessuras de atmosfera. O valor AM1 representa a incidência normal da luz solar, atingindo a Terra perpendicularmente à atmosfera. À medida que a luz solar incide em um ângulo oblíquo, a massa de ar aumenta. Para módulos solares e células fotovoltaicas, a radiação solar é geralmente testada ou calibrada sob condições de AM1.5, representando a condição em que a luz solar atinge a superfície terrestre através de uma camada de atmosfera equivalente a 1,5 vezes a espessura atmosférica ao nível do mar. A massa de ar pode ser obtida em função do ângulo zenital (θ_z) a partir da Equação (16) (KIVALOV, 2007; VANEK, 2008):

$$AM = \frac{1}{\cos(\theta_z) + 0,5057 \cdot (96,080 - \theta_z)^{-1,634}}. \quad (16)$$

2.4 A RADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO

Em muitos casos, os sistemas fotovoltaicos são instalados em telhados, onde a inclinação e a orientação podem variar conforme a disposição do telhado e as características específicas do local. Em contraste, nos sistemas fotovoltaicos de solo, a flexibilidade é maior, permitindo a escolha da inclinação e orientação dos módulos. Nos dois tipos de instalação, esses fatores impactam diretamente na quantidade de radiação solar capturada, exercendo influência significativa na eficiência de cada sistema. No entanto, as bases de dados solarimétricos geralmente fornecem informações sobre a irradiância solar no plano horizontal, exigindo o uso de ferramentas matemáticas para transpor esses dados para a superfície de módulos instalados com diversas inclinações e orientações. Nesse processo de transposição, os conceitos abordados na seção anterior (seção 2.3) são de fundamental importância.

2.4.1 Irradiância Direta no Plano Inclinado

A quantidade de irradiância direta incidente no plano inclinado de módulos fotovoltaicos pode ser obtida por meio de relações simples entre a irradiância direta no plano horizontal e o

ângulo de incidência dos raios solares (θ), conforme expresso na Equação (17) (KALOGIROU, 2020).

$$G_{IDR} = G_{DR} \cdot \cos(\theta). \quad (17)$$

2.4.2 Irradiância Refletida no Solo

O cálculo da irradiância refletida do solo, descrito na Equação (18), incorpora a irradiância incidente no solo, o índice de refletância do solo (albedo, ξ) e o ângulo de inclinação dos módulos (β). Nessa aplicação, considera-se que a irradiância incidente sobre o solo é uniforme, sendo equivalente à irradiância global (G). Além disso, a equação presume que a irradiância refletida ocorre de maneira uniforme em todas as direções, tratando o solo como um refletor difuso, e leva em conta a visibilidade do solo em relação ao arranjo fotovoltaico e proposto por REINDL *et al.* (1990).

$$G_{IRF} = G \cdot \xi \cdot \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right). \quad (18)$$

A estimativa do albedo, conforme detalhado na Tabela 2, abrange uma gama variada de valores para diferentes ambientes e superfícies. Em ambientes urbanos, por exemplo, o albedo varia entre 0,14 e 0,22. Superfícies como neve fresca apresentam albedo significativamente alto, alcançando 0,82. Outras superfícies comuns, como concreto (0,25-0,35), tijolos vermelhos (0,33) e alumínio (0,85), possuem valores específicos de albedo conforme indicado na tabela.

Tabela 2 – Valores de albedo por material.

Material	Albedo	Material	Albedo
Areia e solo seco	0,20 – 0,40	Tijolos vermelhos	0,33
Áreas urbanas	0,14 – 0,22	Neve fresca	0,82
Asfalto seco	0,09 – 0,15	Asfalto molhado	0,18
Concreto	0,25 – 0,35	Alumínio	0,85
Grama	0,15 – 0,25	Grama fresca	0,26

Fonte: QU *et al.* (2015).

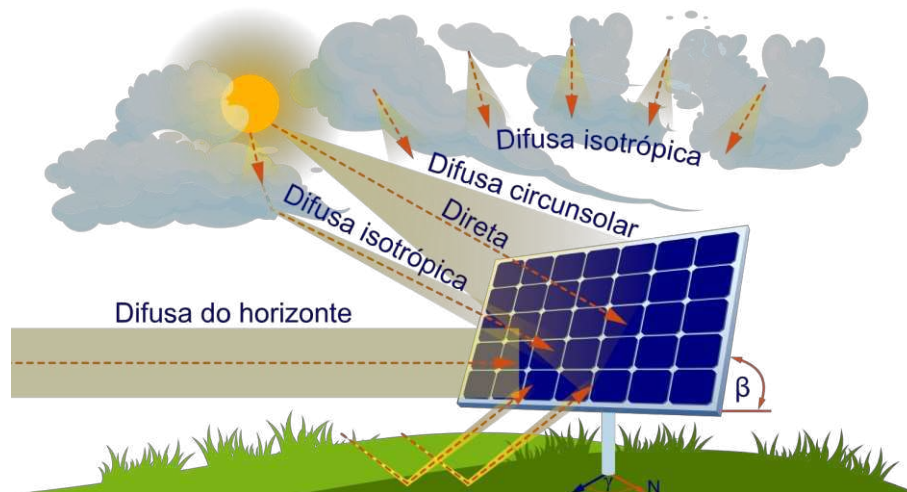
2.4.3 Irradiância Difusa e o Modelo de Perez

A análise da irradiância difusa no céu envolve a subdivisão em três componentes principais, conforme exemplificado na Figura 12. O primeiro componente é isotrópico, caracterizando a irradiância que se dispersa uniformemente em todas as direções. O segundo componente diz respeito à irradiância difusa circunsolar, representando o espalhamento

concentrado ao redor de um feixe de irradiância direta. Por fim, o terceiro componente, conhecido como brilho do horizonte, destaca a irradiância solar concentrada próximo à linha do horizonte, sendo mais evidente em dias de céu claro (SILVA, 2019).

Diversos modelos de transposição de dados baseiam suas previsões na combinação desses componentes (LOUTZENHISER *et al.* 2007). Essa combinação pode resultar em modelos isotrópicos ou anisotrópicos, dependendo da abordagem escolhida. O modelo isotrópico é o mais simples, considerando apenas a componente isotrópica. Em contraste, os modelos anisotrópicos levam em conta a natureza não uniforme da irradiância difusa, incorporando a segunda, a terceira componente ou ambas (DAVID *et al.*, 2013; SILVA, 2019).

Figura 12 – Componentes da irradiância difusa.



Fonte: Autoria própria.

Alguns desses modelos notáveis incluem o Modelo de LIU e JORDAN (1962), o Modelo de KLUCH (1979), o Modelo de HAY e DAVIES (1980), o Modelo de REINDL *et al.* (1990) e o Modelo de PEREZ *et al.* (1990). Cada um desses modelos utiliza diferentes formulações matemáticas e considerações atmosféricas para estimar a irradiância difusa no plano inclinado, proporcionando opções variadas para aplicações específicas em energia solar (SILVA, 2019).

O modelo de PEREZ *et al.* (1990) destaca-se por sua maior complexidade em comparação com os métodos mencionados anteriormente ao considerar as três componentes da irradiância difusa. Ao contrário dos modelos anteriores, que podem desconsiderar casos específicos, como a intensificação da componente circunsolar em atmosferas com alta irradiância difusa e brilho intenso, PEREZ *et al.* (1990) incorpora coeficientes empíricos em sua equação. Esses coeficientes, representados por $F1$ e $F2$, correspondem à anisotropia circunsolar e à anisotropia do horizonte, respectivamente. A irradiância difusa no plano dos módulos, com inclinação β , calculado pelo modelo é descrita conforme a Equação (19) (PEREZ *et al.* 1990):

$$G_{IDF} = G_{DF} \cdot \left[(1 - F_1) \cdot \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + \left(F_1 \cdot \frac{a}{b} \right) + (F_2 \cdot \text{sen}(\beta)) \right]. \quad (19)$$

Em que

$$a = \max[0, \cos(\theta)], \quad (20)$$

$$b = \max[\cos(\theta_z), \cos(85^\circ)]. \quad (21)$$

Essa abordagem permite que o modelo de Perez seja aplicado a uma gama mais ampla de configurações, onde as componentes circunsolar e de horizonte se sobrepõem à parcela isotrópica, com intensidades determinadas pelos valores de F_1 e F_2 , que variam conforme os índices de claridade (ε) e de brilho (Δ). Os coeficientes de anisotropia circunsolar (F_1) e de anisotropia horizontal (F_2) são calculados conforme Equações (22) e (23). Os Subcoeficientes $Fi1$, ..., $Fi6$ encontram-se na Tabela 3, onde “i” designa o número da linha. Cada uma das linhas da tabela corresponde a um intervalo de valores de ε (PEREZ *et al.* 1990).

$$F_1 = F_{i1} + F_{i2} \cdot \Delta + F_{i3} \cdot \theta_z. \quad (22)$$

$$F_2 = F_{i4} + F_{i5} \cdot \Delta + F_{i6} \cdot \theta_z. \quad (23)$$

Tabela 3 – Subcoeficientes de irradiância para cada uma das classes de claridade do céu.

Classes de ε	Fi1	Fi2	Fi3	Fi4	Fi5	Fi6
[1,000;1,065[-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
[1,065;1,230[0,13	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
[1,230;1,500[0,33	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
[1,500;1,950[0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
[1,950;2,800[0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
[2,800;4,500[1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
[4,500;6,200[1,06	-1,6	-0,359	0,264	-1,127	0,131
[6,200; +∞[0,678	-0,327	-0,25	0,156	-1,377	0,251

Fonte: PEREZ *et al.* (1990).

Nesse modelo, esses índices caracterizam o estado da atmosfera. O índice de claridade leva em consideração as condições do céu limpo, parcialmente nublado e nublado, sendo que sua variação representa a transição de um estado para outro. Já o índice de brilho do céu reflete a opacidade ou espessura das nuvens. Ambos os índices podem ser determinados, respetivamente, pelas Equações (24) e (25), onde k é uma constante que assume o valor de 1,041 quando o ângulo de zênite (θ_z) está expresso em radiano (PEREZ *et al.* 1990).

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_{DF} + G_{DR}}{G_{DF}} + k \cdot (\theta_Z)^3}{1 + k \cdot (\theta_Z)^3}. \quad (24)$$

$$\Delta = AM \cdot \frac{G_{DF}}{G_0}. \quad (25)$$

2.5 MÉTRICAS ESTADÍSTICAS

No desenvolvimento da metodologia proposta por este trabalho, a utilização de métricas estatísticas é imperativa para avaliar a precisão dos resultados obtidos com sua aplicação. Essas métricas fornecem uma medida quantitativa de quão bem as previsões ou estimativas da metodologia correspondem aos valores reais. Tais métricas são empregadas para avaliar a metodologia proposta em comparação com os dados de laboratório, com dados provenientes de SFs reais e com a metodologia tradicional. O objetivo é avaliar energia teoricamente prevista pelas duas metodologias ($E_P(t)$) em comparação com os dados reais de energia gerada ($E_R(t)$) por estes SFs dentro de um período T .

2.5.1 Erro Absoluto Médio

O Erro Absoluto Médio ou MAE (do inglês: *Mean Absolute Error*), mede a média dos desvios absolutos entre as previsões do modelo e os valores observados, independentemente da direção do erro (positiva ou negativa). Em outras palavras, o MAE quantifica a magnitude média dos erros, proporcionando uma visão direta da discrepância entre as previsões e os resultados reais. Quanto mais próximo o valor estiver de zero, melhor será a precisão do modelo. Seu valor pode ser obtido por meio da Equação (26) (KARUNASINGHA, 2022).

$$MAE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t_i=1}^T |E_P(t_i) - E_R(t_i)|. \quad (26)$$

2.5.2 Erro Médio

O Erro Médio, ou MBE (do inglês: *Mean Bias Error*) é calculado tomando a média aritmética dos desvios, sem levar em consideração a direção desses desvios. Se o MBE for próximo de zero, sugere que, em média, as previsões do modelo estão corretas. Se for positivo,

o modelo tende a superestimar, e se for negativo, tende a subestimar. O NMBE (do inglês: *Normalized Mean Bias Error*), por sua vez, é uma versão normalizada do MBE e é comumente expresso em termos percentuais. Seu valor fornece uma interpretação direta do quanto, em média, as previsões do modelo se desviam, em porcentagem, em relação à média dos valores reais. Essas métricas são obtidas, respectivamente, por meio da Equação (27) e da Equação (28) (SILVA, 2019).

$$MBE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t_i=1}^T (E_P(t_i) - E_R(t_i)). \quad (27)$$

$$NMBE = \frac{1}{T} \cdot \sum_{t_i=1}^T \left(\frac{E_P(t_i) - E_R(t_i)}{E_R(t_i)} \right) \cdot 100\%. \quad (28)$$

2.5.3 Erro Médio Quadrático

O Erro médio quadrático ou RMSE (do inglês: *Root Mean Squared Error*) é uma métrica que avalia a precisão de um modelo ao medir a raiz quadrada da média dos quadrados dos erros entre as previsões e os valores reais (Equação (31)). Quanto menor o RMSE, melhor a precisão do modelo, indicando que os desvios entre previsões e valores reais são, em média, pequenos. Já o NRMSE (do inglês: *Normalized Root Mean Squared Error*) é uma versão normalizada do RMSE, frequentemente expressa em termos percentuais, indicando a magnitude relativa do erro em relação à amplitude dos valores reais. Quanto menor o NRMSE, melhor a precisão relativa do modelo em termos percentuais. Essas métricas são obtidas, respectivamente, por meio da Equação (29) e Equação (30) (DAM *et al.*, 2022).

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t_i=1}^T (E_P(t_i) - E_R(t_i))^2}{T}}. \quad (29)$$

$$NRMSE = \frac{1}{T} \cdot \sqrt{\sum_{t_i=1}^T \left(\frac{E_P(t_i) - E_R(t_i)}{E_R(t_i)} \right)^2} \cdot 100\%. \quad (30)$$

2.5.4 Fator de Correlação

O Fator de Correlação (FC) é uma métrica fundamental para avaliar a relação linear entre dois ou mais conjuntos de dados. Essa avaliação é realizada por meio da fórmula do coeficiente

de correlação de Pearson, expressa na Equação (33), em que \bar{E}_P e \bar{E}_R são as respectivas médias dos valores analisados. O resultado do FC varia de -1 a 1, onde 1 indica uma correlação perfeita positiva, -1 uma correlação perfeita negativa, e 0 indica ausência de correlação linear. Idealmente, esse fator deveria assumir valor 1 (COHEN, 2009).

$$FC = \frac{\sum_{t_i=1}^T (E_P(t_i) - \bar{E}_P(T)) \cdot (E_R(t_i) - \bar{E}_R(T))}{\sqrt{\left[\sum_{t_i=1}^T (E_P(t_i) - \bar{E}_P(T))^2 \right] \cdot \left[\sum_{t_i=1}^T (E_R(t_i) - \bar{E}_R(T))^2 \right]}}. \quad (31)$$

2.5.5 Coeficiente de Determinação (R^2)

O coeficiente de determinação é uma métrica estatística utilizada para avaliar a qualidade de um modelo de regressão em explicar a variabilidade dos dados. Em termos simples, o R^2 quantifica a qualidade da adaptação do modelo aos dados. Seu valor varia de 0 a 1, onde 0 indica que o modelo não explica nenhuma variabilidade nos dados e 1 indica que modelo explica toda a variabilidade, indicando um bom ajuste. Essa medida é calculada a partir da Equação (32) (HAHN, 1973).

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{t_i=1}^T (E_P(t_i) - E_R(t_i))^2}{\sum_{t_i=1}^T (E_P(t_i) - \bar{E}_P(T))^2}. \quad (32)$$

2.5.6 Taxa de Desempenho

A Taxa de Desempenho (TD), já indicada na Equação (34), é uma métrica comumente usada para avaliar o desempenho global de um sistema de energia solar. Essa medida é calculada a partir da Equação (33). Uma TD ideal seria igual a 1, indicando que o sistema está gerando exatamente a quantidade de energia esperada. Valores acima de 1 indicam um desempenho superior ao esperado, enquanto valores abaixo de 1 indicam subdesempenho (PINHO e GALDINO, 2014).

$$TD = \frac{E_P(t)}{E_R(t)}. \quad (33)$$

2.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram abordados os principais conceitos necessários para o desenvolvimento da metodologia proposta. Entre eles, os aspectos construtivos e elétricos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e fatores climáticos que os impactam, conceitos de geometria Sol-Terra e um modelo de transposição da irradiância global horizontal para uma superfície inclinada. Ao fim do capítulo, foram abordadas as principais métricas estatísticas para avaliação da metodologia proposta. No próximo capítulo, é feita uma revisão de literatura, em ordem cronológica, que permitirá compreender o estado da arte no âmbito de modelagem e estimação de geração de energia em sistemas fotovoltaicos.

CAPÍTULO 3

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O presente capítulo tem como objetivo apresentar uma análise abrangente do estado da arte sobre o tema, com ênfase em destacar as contribuições e limitações de cada trabalho revisado, além de identificar oportunidades para melhorias no contexto modelagem e estimação de geração de energia por sistemas fotovoltaicos.

Os trabalhos revisados concentram-se principalmente a partir da década de 1990, um período que representa uma transição no cenário energético global. A escolha desse ponto temporal específico se justifica pela notável ascensão das energias renováveis, em especial da fotovoltaica, influenciada pela crise energética entre as décadas de 80 e 90, que impulsionou a busca por alternativas devido à volatilidade nos preços do petróleo e pela associação das energias renováveis ao desenvolvimento sustentável, catalisada pelo Protocolo de Kyoto em 1997 (AGUIRRE e IBIKUNLE, 2014).

3.1 PRINCIPAIS TRABALHOS

KROPOSKI *et al.* (1994) tiveram como objetivo comparar diferentes metodologias de avaliação de desempenho de módulos fotovoltaicos. O estudo envolveu a análise de seis técnicas de cálculo de energia gerada, com base em dados reais medidos em módulos de diferentes tecnologias em Golden, Colorado, durante o mês de setembro de 1994. Segundo os autores, uma das técnicas utiliza o conceito de “horas de sol pleno”, que fornece uma estimativa rápida. A segunda, de um "dia padrão", que considera as variações climáticas diárias e soma a energia gerada ao longo desse dia. Já a terceira, indicada como a mais eficiente, considera condições meteorológicas reais do local para calcular a energia produzida ao longo de um período de tempo selecionado. O artigo enfatiza a importância de criar metodologias de previsão de desempenho mais realistas e eficientes em diversas condições meteorológicas. No entanto, a dependência de dados de um único local pode restringir a aplicabilidade dos resultados a outras regiões e não apresenta uma metodologia padrão para isso, o que pode dificultar a comparação entre diferentes estudos.

HOVE (2000) desenvolveu um método simplificado para prever o desempenho médio de longo prazo de sistemas fotovoltaicos, demonstrando como os resultados podem ser aplicados para otimização econômica. A metodologia inclui a estimativa da saída elétrica de um conjunto fotovoltaico em Gweru, no Zimbábue, em intervalos horários ao longo do dia médio de cada

mês durante um ano, totalizando 288 dados de geração. A média horária de irradiância global é estimada estatisticamente, e o componente difuso da radiação é previsto por meio de uma correlação empírica com a irradiância global. Além disso, o estudo incorpora uma análise financeira que abrange os custos iniciais e relacionados a mudanças de melhoria ou manutenção no sistema com o tempo. A metodologia sugere que a metodologia é aplicável para cálculos manuais, podendo ser agilizado com planilhas eletrônicas como as da Microsoft Excel.

KING *et al.* (2002) tiveram como objetivo realizar uma análise abrangente dos fatores que impactam a produção anual de energia em sistemas fotovoltaicos, abordando tanto o nível de módulos quanto o de sistema. O estudo quantifica o impacto de variáveis-chave, como irradiação, temperatura de operação e perdas devido ao ângulo de incidência, considerando diferentes tecnologias construtivas de módulos fotovoltaicos. Além disso, o artigo explora a influência, a nível de sistema, dos fatores observados, bem como estudos correlatos que indicam faixas percentuais de perdas de energia devido à sujeira, resistência de cabos, degradação dos módulos ao longo do tempo e incompatibilidade de equipamentos do sistema. Para as simulações, o estudo utiliza a base de dados do NSRDB, embora não especifique a resolução temporal. As simulações abrangem a geração mensal, durante um ano, para três localidades nos Estados Unidos. A principal contribuição da pesquisa consiste na disponibilização de uma ferramenta para calcular o desempenho esperado do sistema, permitindo comparações com seu desempenho real.

SURI *et al.* (2005) apresentaram o PV-GIS, um banco de dados de radiação solar baseado na web para o cálculo do potencial de energia fotovoltaica na Europa. O artigo apresenta três aplicativos web interativos que proporcionam acesso a um banco de dados para visualização de mapas de radiação solar, simulação de perfis diários de irradiância e estimativa de geração em sistemas fotovoltaicos. O banco de dados inclui valores médios mensais e anuais de irradiação global, mas não contempla dados de temperatura. Foram utilizados dados reais de medições terrestres e dados de satélite para construir o banco de dados de radiação solar. Os dados de medições terrestres foram obtidos de estações meteorológicas em toda a Europa, enquanto os dados de satélite foram obtidos do satélite *Meteosat*. A plataforma apresenta ainda a possibilidade de cálculo da energia em sistemas fotovoltaicos que leva em consideração a potência de pico, a eficiência dos módulos e a taxa de desempenho, e os valores médios diários de irradiação global, mas desconsidera a temperatura ambiente.

DURISCH *et al.* (2007) propuseram uma abordagem para estimar o rendimento de energia de módulos fotovoltaicos em condições climáticas variáveis. Os autores desenvolveram um modelo de eficiência semi-empírico, considerando a irradiação solar global, temperatura

das células e massa de ar relativa. As demais variáveis do modelo foram derivadas de medições de corrente/tensão (I/V) obtidas em condições reais de operação, usando cinco módulos comerciais com características construtivas distintas. Os módulos apresentaram duas configurações, sendo fixos, voltados para o sul, com um ângulo de inclinação de 30 graus e outra com o uso de rastreamento solar. O estudo aplica o modelo de eficiência a dados reais de Al Quawairah, uma região ensolarada no sul da Jordânia, para demonstrar sua utilidade na estimativa do rendimento energético anual dos módulos testados. O uso de dados meteorológicos confiáveis e médias de 5 minutos para calcular a temperatura das células e, por conseguinte, a eficiência dos módulos, é destacado. No entanto, o trabalho apresenta desvantagens e limitações, como a necessidade de determinar os parâmetros do modelo para cada tipo de módulo.

NOTTON *et al.* (2010) tiveram como objetivo primordial a determinação do dimensionamento ideal de um sistema fotovoltaico conectado à rede, abrangendo uma ampla gama de condições climáticas e considerando quatro tecnologias distintas de módulos fotovoltaicos. Na primeira fase da pesquisa, a produção horária para cada tecnologia de módulo é estimada utilizando um modelo desenvolvido por DURISH *et al.* (2007). O estudo calcula a energia produzida por módulos fotovoltaicos somando a produção horária ao longo do ano. Analisa a eficiência do inversor e considera diversas perdas para determinar o dimensionamento ótimo do conjunto fotovoltaico. Utiliza parâmetros como tecnologia do módulo, tipo de inversor, inclinação dos módulos e localização específica. Aplicando a metodologia com dados de Bulgária e Córsega, o estudo analisa desempenhos mensais em configurações ótimas previamente determinadas. Os autores concluíram que a inclinação e o dimensionamento do inversor impactam significativamente a eficiência. Destacaram que a inclinação do módulo afeta o valor médio mensal das eficiências tanto do módulo quanto do sistema fotovoltaico. Observaram ainda que, na Bulgária, as variações de radiação solar e temperatura entre localidades são mais significativas do que na Córsega, onde a influência do local é menos pronunciada devido à dimensão reduzida.

KUMAR e SUDHAKAR (2015) apresentaram uma análise abrangente do desempenho de uma usina solar fotovoltaica de 10 MW em Ramagundam, Índia. Os objetivos principais envolvem a investigação das variações sazonais na produção da usina, a avaliação técnica por meio da estimativa do rendimento energético anual, a comparação entre dados reais de desempenho e simulações de *software*, além da identificação das perdas do sistema. O estudo também destacou a medição da radiação solar global horizontal (GHI) e da temperatura do ar no local da planta. O artigo ressaltou observações significativas, como uma saída máxima de

10,34 MW e uma saída mínima de 40,83 kW ao longo do ano. A localização estratégica da usina em uma região com alta insolação é destacada como um fator crucial para a eficiente geração de energia. O trabalho enfatizou, ainda, a importância de considerar fatores como perdas do sistema e degradação ao projetar e operar usinas solares fotovoltaicas conectadas à rede.

OLIVEIRA *et al.* (2019) tiveram como propósito a comparação do desempenho de dois métodos computacionais na estimativa da geração de energia em sistemas fotovoltaicos: o software PVsyst e um algoritmo baseado na biblioteca de código aberto PVlib, implementado no MATLAB. A pesquisa envolveu a obtenção de dados de radiação solar, provenientes de medições e de um banco de dados solarimétricos. Foi realizada uma análise da decomposição da irradiância solar global em componentes diretas normais e difusas horizontais, além de uma avaliação da modelagem dos módulos solares e inversores para os cálculos de produção de energia. Os autores destacaram ainda que a comparação entre os resultados simulados e os dados experimentais revelou que os erros na estimativa de produção de energia foram inferiores a 30% para o algoritmo MATLAB e inferiores a 20% para o *software* PVsyst. Essa análise indicou que o algoritmo apresenta menor precisão, especialmente em dias nublados. Os autores sublinham a importância do monitoramento de dados meteorológicos, como irradiação solar, temperatura do ar e velocidade do vento, para prever o potencial de produção de energia solar em uma determinada área geográfica.

SILVA (2019) tiveram como objetivo avaliar a precisão de diversos métodos de modelagem de irradiância solar, abrangendo modelos de decomposição em diferentes componentes, modelos de transposição para o plano inclinado como o modelo de PEREZ *et al.* (1990), além de uma análise simplificada do modelo de síntese horária proposto por AGUIAR *et al.* (1988). A implementação desses modelos foi realizada em Python. A pesquisa comparou os resultados dos modelos com dados solarimétricos medidos em Golden, Colorado, pelo NREL. Destaca-se que a combinação dos modelos de decomposição de DIRINT e transposição de Perez apresentou os melhores resultados para essa localização, com um erro médio de -1,61% e erro médio quadrático de 3,18% ao ano. Adicionalmente, a estimativa de energia gerada pelos modelos foi confrontada com dados coletados a cada 5 minutos entre 2017 e 2018, provenientes de um sistema fotovoltaico de 3,72 kWp instalado em Araçariguama, SP. De maneira geral, a ferramenta desenvolvida demonstrou resultados satisfatórios em comparação com simulações utilizando o PVsyst. O erro médio quadrático dos resultados da simulação em relação ao PVsyst, utilizando o modelo de transposição de Perez, foi de 2,52%, e 6,94% quando comparado com dados medidos.

YANG *et al.* (2020) conduziram uma pesquisa com o objetivo de analisar/obter a taxa de desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede, localizado em Curitiba, Paraná, com uma potência instalada de 2,1 kWp. A análise da taxa de desempenho abrangeu uma revisão quantitativa dos fatores de perda ao longo de um período de um ano. A metodologia incluiu o cálculo dos índices de irradiação no plano do painel fotovoltaico, a temperatura nas células fotovoltaicas e a potência de saída do sistema, utilizando dados meteorológicos da estação automática INMET em Curitiba. As perdas decorrentes de sombreamento, sujeira, variação do espectro da massa de ar (AM) e cabeamento foram quantificadas como percentuais fixos, com base em dados provenientes da literatura estrangeira. Ao final do estudo, destaca-se que a média anual da taxa de desempenho estimada foi de 72,99%, enquanto o valor real alcançou 74,33%, resultando em uma diferença de 1,34%. Observa-se que a estimativa se aproximou significativamente do desempenho real, alinhando-se a uma TD padrão de 75%, frequentemente adotada em projetos e mapas fotovoltaicos, como no Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná.

WANG *et al.* (2022) abordaram a configuração ótima de redes de distribuição com geração distribuída em climas frios, com foco na modelagem refinada da energia fotovoltaica (PV) e nas características de acoplamento termoelétrico de unidades combinadas de calor e energia. O estudo utilizou dados reais do NSRDB e do conjunto de dados OpenEI para modelar a rede e considerou perfis de carga dependentes do clima e do tempo. O trabalho configura a rede com edifícios residenciais e comerciais, juntamente com diversos conversores de energia e dispositivos de armazenamento. A principal contribuição do artigo reside na modelagem da saída de energia de SFs, considerando detalhes específicos, como geometria solar, efeitos da temperatura das células, sujeira, neve, entre outros fatores. Essa modelagem resultou em uma configuração mais realista da GD, com a inclusão de 746 MFs ao SF modelado. Os resultados indicaram que configurações baseadas apenas no modelo de SF convencional tendem a superestimar a produção de energia.

3.2 COMPARATIVO DA METODOLOGIA DOS TRABALHOS ANALISADOS

Nas Tabela 4, estão resumidas as características da metodologia adotadas nos estudos discutidos anteriormente, como também a usada para construção deste trabalho. Os trabalhos foram avaliados nos seguintes aspectos:

1. Uso de bases de dados climáticos, com considerável cobertura territorial, que dispõem, no mínimo, de irradiância direta, difusa e da temperatura ambiente;

2. Uso de dados climáticos na resolução temporal pelo menos diária e no intervalo de 1 ano;
3. Uso de ferramentas na metodologia com código aberto e/ou sem custos para uso;
4. A metodologia expõe as variáveis do modelo e vai além da potência nominal dos módulos e inversores, incluindo também outras grandezas elétricas disponíveis nas folhas de dados dos equipamentos fotovoltaicos;
5. A metodologia considera a orientação e/ou inclinação dos módulos fotovoltaicos;
6. A metodologia considera a influência das três componentes da irradiância difusa e/ou a influência do albedo;
7. A metodologia considera um intervalo de tempo abrangente, permitindo avaliar a influência das estações do ano nos resultados;
8. A metodologia considera o cálculo de perdas elétricas do cabeamento de corrente contínua e alternada;
9. A metodologia considera o cálculo das perdas por degradação ao longo do tempo dos módulos fotovoltaicos;
10. A metodologia considera o cálculo das perdas por limite de potência e eficiência do inversor;
11. As simulações ou resultados foram comparados com resultados de sistemas reais;
12. A análise contemplou a distribuição espacial, abrangendo mais de uma localidade.

Tabela 4 – Síntese das características da metodologia usadas nos trabalhos analisados.

Referência	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
KROPOSKI <i>et al.</i> (1994)			✓								✓	
HOVE (2000)			✓	✓	✓	✓	✓				✓	
KING <i>et al.</i> (2002)	✓	✓		✓	✓		✓				✓	✓
SURI <i>et al.</i> (2005)	✓	✓	✓		✓	✓						
DURISCH <i>et al.</i> (2007)	✓	✓	✓									
NOTTON <i>et al.</i> (2010)			✓		✓	✓	✓					✓
KUMAR e SUDHAKAR (2015)		✓			✓	✓	✓				✓	
OLIVEIRA <i>et al.</i> (2019)			✓	✓	✓	✓					✓	
SILVA (2019)		✓	✓	✓	✓	✓	✓				✓	
YANG <i>et al.</i> (2020)		✓	✓	✓	✓	✓	✓				✓	
WANG <i>et al.</i> (2022)	✓	✓	✓		✓	✓	✓					
Metodologia Proposta	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Autoria própria.

3.3 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na Tabela 5, estão resumidas as principais contribuições e limitações consideradas nos estudos discutidos anteriormente, como também as deste trabalho.

Tabela 5 – Síntese das contribuições e limitações dos trabalhos analisados.

Referência	Contribuições e Limitações
KROPOSKI <i>et al.</i> (1994)	Contribuições: Realizaram uma análise comparativa de seis diferentes técnicas de cálculo de energia para avaliar o desempenho de MFs a partir de dados reais de geração.
	Limitações: Concentraram-se em MFs específicos e métodos com variáveis que não são fornecidas nas folhas de dados dos fabricantes ou que necessitam ser determinadas para cada modelo de módulo e não consideraram fatores de perdas na metodologia.
HOVE (2000)	Contribuições: Apresentou um método simplificado para prever o desempenho de SFs e realizou uma análise econômica para avaliar a viabilidade financeira dos sistemas.
	Limitações: O método usou variáveis empíricas nos cálculos e as simulações do sistema foram realizadas ao longo do dia médio de cada mês do ano. Também não considerou fatores de perdas no modelo.
KING <i>et al.</i> (2002)	Contribuições: Quantificaram o impacto de variáveis-chave, como irradiação, temperatura de operação e perdas devido ao ângulo de incidência, considerando diferentes tecnologias construtivas de MFs e ao fim, disponibilizam uma ferramenta para calcular o desempenho esperado de SFs.
	Limitações: Não apresentaram os métodos usados para realizar as estimativas de geração de energia pelos MFs, o que pode dificultar a reprodução e melhoria do estudo.
SURI <i>et al.</i> (2005)	Contribuições: Apresentam ferramentas <i>web</i> integradas com um banco de dados de radiação solar para o cálculo do potencial de GDF na Europa, permitindo que simulem perfis diários de irradiância e estimem a GE para uma configuração de SF escolhida.
	Limitações: A ferramenta se concentra em simulações e dados para o continente europeu, não tendo aplicação para outras localidades fora da Europa. Também não apresentam os métodos de cálculo usados para realizar as estimativas de geração de energia pelos MFs e IFs.
DURISCH <i>et al.</i> (2007)	Contribuições: Desenvolveram um modelo para estimar o rendimento de energia de MFs considerando a GHI, temperatura das células e massa de ar relativa. O estudo considerou diferentes modelos de MFs com instalação fixa e com sistemas de rastreamento.
	Limitações: O modelo desenvolvido não considerou fatores de perdas e necessita de parâmetros que devem ser calculados para cada tipo de módulo.
NOTTON <i>et al.</i> (2010)	Contribuições: Apresentaram métodos para otimizar a geração de energia em SFs, determinando a configuração ideal entre <i>strings</i> e IFs. Esses métodos foram aplicados em diversas tecnologias de módulos, considerando inclinações e tipos de IFs distintos.
	Limitações: O modelo de SF usado não considerou fatores de perdas e necessita de parâmetros que devem ser calculados para cada tipo de módulo.

KUMAR e SUDHAKAR (2015)	<p>Contribuições: Realizaram uma análise abrangente do desempenho de uma UFV, comparando dados reais de geração com simulações obtidas pelos <i>softwares</i> PVsyst e Solar GIS. A avaliação incluiu a análise das perdas do sistema e a identificação de fatores que impactam a eficiência da planta.</p>
	<p>Limitações: Utilizaram ferramentas comerciais com valor de licença considerável, restringindo a aplicação da metodologia.</p>
OLIVEIRA <i>et al.</i> (2019)	<p>Contribuições: Compararam o desempenho de um algoritmo desenvolvido e implementado no MATLAB, com o do <i>software</i> PVsyst na estimação de GE em um SF real.</p>
	<p>Limitações: Utilizaram ferramentas comerciais com valor de licença considerável, além de utilizar modelos de módulos e inversores com parâmetros não disponíveis em folhas de dados e compostos por variáveis que não são fornecidas nas folhas de dados dos fabricantes ou que necessitam ser determinadas para cada modelo de equipamento.</p>
SILVA (2019)	<p>Contribuições: Desenvolveu uma ferramenta em <i>Python</i> dedicada à simulação de SFs, que incorpora métodos para modelagem de irradiância. Esta abordagem abrange modelos de decomposição, técnicas transposição para o plano inclinado, e um modelo de síntese horária para essa variável.</p>
	<p>Limitações: Os modelos dos MFs e do IF são constituídos por variáveis que não são fornecidas nas folhas de dados dos fabricantes ou que necessitam ser determinadas para cada modelo de equipamento e considera percentuais fixos para os fatores de perdas no sistema.</p>
YANG <i>et al.</i> (2020)	<p>Contribuições: Apresentaram uma metodologia para analisar/obter a TD de um SF conectado à rede, considerando temperatura ambiente, irradiância, o ângulo de inclinação dos módulos e fatores de perdas no sistema.</p>
	<p>Limitações: Consideram percentuais fixos para os fatores de perdas no sistema.</p>
WANG <i>et al.</i> (2022)	<p>Contribuições: Abordaram estudos de configuração ótima de redes de distribuição com GD em climas frios, com foco na modelagem refinada de SFs e nas características de acoplamento de termoeletricas à rede.</p>
	<p>Limitações: O modelo do IF é constituído por variáveis que não são fornecidas nas folhas de dados dos fabricantes ou que necessitam ser determinadas para cada modelo de equipamento. O estudo considera ainda percentuais fixos para os fatores de perdas no sistema.</p>
Metodologia Proposta	<p>Contribuições: Estima a GE por SFs conectados à rede considerando aspectos climáticos, físicos e elétricos dos sistemas e considera apenas variáveis disponibilizadas pelos fabricantes de equipamentos fotovoltaicos. Também introduz o cálculo de parcelas dos fatores de perdas nos sistemas, como no cabeamento, por ineficiência dos equipamentos e por degradação dos MFs.</p>
	<p>Limitações: A não consideração de módulos bifaciais pode limitar aplicação da metodologia em sistemas com esse tipo de módulo.</p>

Fonte: Autoria própria.

A análise dos trabalhos evidencia a necessidade de desenvolver metodologias de previsão de desempenho realistas e eficientes para sistemas fotovoltaicos, sublinhando a importância de considerar fatores como degradação temporal e perdas do sistema. A dependência de dados locais representa um desafio, restringindo a generalização dos resultados, enquanto a ausência de uma metodologia padrão dificulta comparações entre estudos. Adicionalmente, a análise revela que configurações baseadas no modelo de SF convencional frequentemente superestimam a produção de energia nos sistemas. Destaca-se a relevância de compreender a distribuição geográfica e temporal do recurso de energia solar, enfatizando a necessidade de levar em conta peculiaridades locais. Contudo, a lacuna observada em muitos estudos reside na desconsideração de componentes da irradiância, da variação de temperatura, de variáveis características dos equipamentos, de cálculos de perdas no sistema e distribuição geográfica. E em outras situações utilizam metodologias com variáveis que não são fornecidas nas folhas de dados dos fabricantes ou que necessitam ser determinadas para cada modelo de equipamento, dificultando a aplicabilidade da metodologia.

3.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram abordados os principais estudos relacionados ao tema central da dissertação, destacando-se as contribuições específicas do presente trabalho. A análise dessas pesquisas ressalta a necessidade premente de desenvolver metodologias de previsão de desempenho para sistemas fotovoltaicos que sejam simultaneamente realistas e eficientes. Foi enfatizada a importância de considerar fatores climáticos, elétricos e físicos dos sistemas.

CAPÍTULO 4

METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO

No presente capítulo, é apresentada a metodologia desenvolvida para aprimorar o processo de estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Inicialmente, são apresentadas as principais equações de estimativa de geração utilizadas na literatura e em projetos desses sistemas. Em seguida, é abordada a metodologia tradicionalmente utilizada nessas estimativas, fornecendo uma base para compreender as práticas convencionais empregadas. Além disso, são detalhados os métodos utilizados para compor a metodologia desenvolvida nesta pesquisa, destacando as melhorias introduzidas para aprimorar a precisão e eficiência do processo de estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos.

4.1 EQUAÇÕES DE ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Durante o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, uma abordagem comumente utilizada envolve o uso da Equação (34), que permite estimar a quantidade de energia elétrica gerada. A equação leva em consideração a potência elétrica nominal de cada módulo (P_{NMF}), o número de módulos (N_{MF}), as horas de sol pleno na área do sistema (h_{sp}) e a taxa de desempenho (TD), também chamado de *Performance Ratio*. Essa taxa é uma relação entre o desempenho teórico do sistema e o desempenho real dele. Se não houvesse nenhuma perda, o valor de TD seria 100%, porém como há diversas variantes, para sistemas bem dimensionados, o TD varia entre 75 e 80%. O índice de horas de sol pleno, por sua vez, representa a razão entre a irradiância incidente na área do sistema fotovoltaico durante o período considerado (kWh/m^2) pela irradiância padrão de 1000 W/m^2 (PINHO e GALDINO, 2014; TELES FILHO, 2015). A partir dos dados de irradiação diária média mensal (H_{MED}), são calculadas as horas de sol pleno por meio da Equação (35):

$$E_P = N_{MF} \cdot P_{NMF} \cdot h_{sp} \cdot TD . \quad (34)$$

$$h_{sp} = \frac{H_{MED}}{1000 \text{ W/m}^2} . \quad (35)$$

Por não considerar fatores elétricos e climáticos, esta equação não é amplamente empregada em estudos científicos, conforme verificado na revisão da literatura. Nesse campo, diversas equações são exploradas. Entre elas, a Equação (36) propõe que a potência gerada

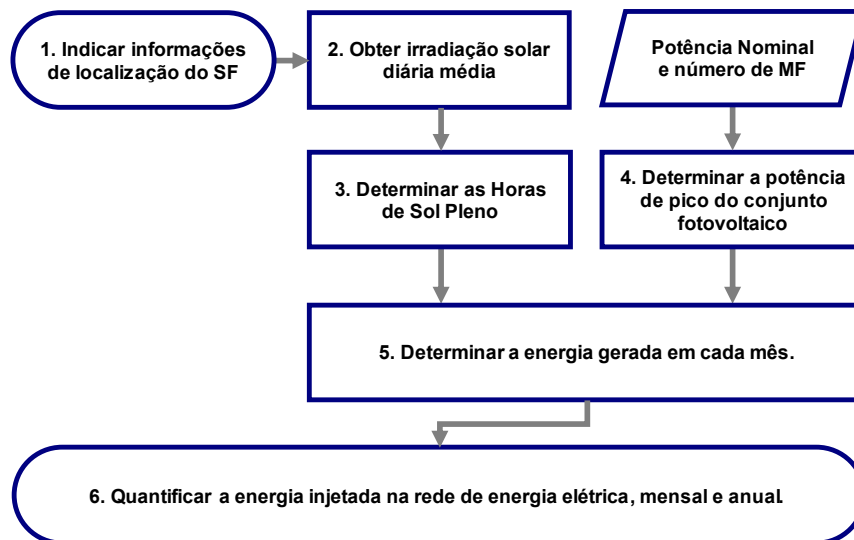
(P_{GMF}) em um módulo pode ser modelada em função da potência nominal do módulo (P_{NMF}), da temperatura de operação das células (T_{CMF}), do coeficiente de potência por temperatura do módulo (μ_{PMF}) e da irradiância incidente sobre este (G_I). A equação leva em conta ainda a temperatura (T_{SCT}) e a irradiância padrão (G_{SCT}), fixadas em 25°C e 1000 W/m², respectivamente (OLIVEIRA, 2016; WANG *et al.*, 2020; YANG *et al.*, 2020).

$$P_{GMF} = P_{NMF} \cdot [1 + \mu_{PMF} \cdot (T_{CMF} - T_{SCT})] \cdot \left(\frac{G_I}{G_{SCT}}\right). \quad (36)$$

4.2 ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO PELA MÉTODOLOGIA TRADICIONAL

Na estimação de geração pela metodologia tradicional (MT), a abordagem segue parâmetros similares aos empregados por empresas especializadas na comercialização de sistemas fotovoltaicos. Na Figura 13 estão indicadas as etapas envolvidas nesse processo tradicional de estimação de energia e posteriormente é descrito cada método que a compõe.

Figura 13 – Etapas para estimação de energia pela metodologia tradicional.



Fonte: Autoria própria.

4.2.1 Modelo do Sistema Fotovoltaico

A modelagem do sistema fotovoltaico nessa metodologia adota uma abordagem exclusivamente orientada pela sua potência de pico do conjunto de módulos. Em cada um deles, esse valor é obtido multiplicando a potência nominal de cada módulo (P_{NMF}) pela quantidade de módulos de todo o SF (N_{MF}), conforme expresso na Equação (37).

$$P_{TCC} = P_{NMF} \cdot N_{MF} \cdot \quad (37)$$

4.2.1.1 Estimação da Energia Gerada

Para realizar essa estimativa, adota-se a Equação (34), reapresentada pela Equação (38), descrita na fundamentação teórica, que representa a energia gerada mensalmente. Essa equação leva em consideração a potência de pico do sistema fotovoltaico, as horas de sol pleno (h_{sp}) e o número de dias no mês (N_{DM}). Nessa equação, t_i representa o mês, variando de 1 a 12.

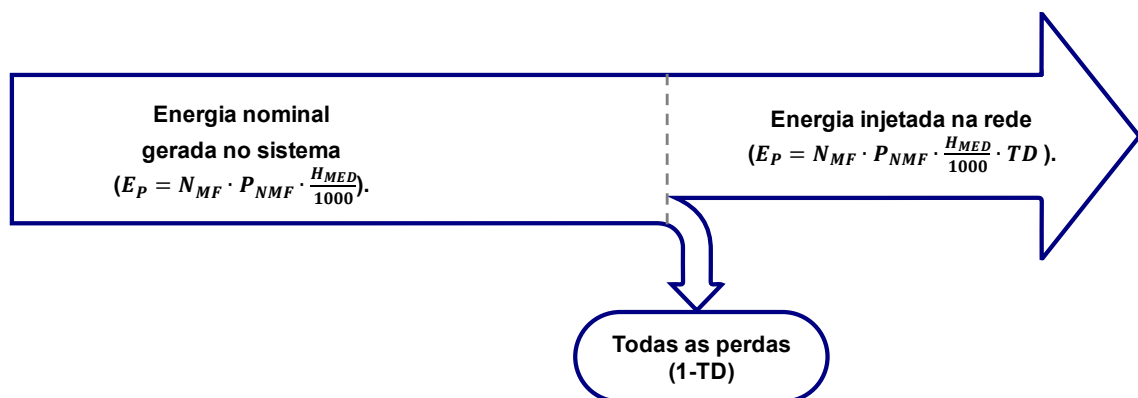
$$EP_{MT}(t_i) = P_{TCC} \cdot h_{sp}(t_i) \cdot N_{DM}(t_i). \quad (38)$$

Ao final do processo de cálculo mensal, a Equação (39) é empregada para obter a energia total prevista ao longo do ano pela MT.

$$EP_{MT}(T) = \sum_{t_i=1}^{12} EP_{MT}(t_i). \quad (39)$$

Na Figura 14 é apresentada uma síntese do processo de cálculo da energia por meio da metodologia tradicionalmente utilizada. A partir da imagem, é possível perceber que todas as perdas presentes nos sistemas fotovoltaicos são agrupadas em um único termo, que depende da taxa de desempenho.

Figura 14 – Sequência de cálculo da energia pela metodologia tradicional.



Fonte: Autoria própria.

4.3 ESTIMAÇÃO DE GERAÇÃO PELA MÉTODOLOGIA PROPOSTA

4.3.1 Variáveis Características dos Módulos e Inversores

O primeiro passo na proposição da metodologia envolveu uma análise aprofundada do estado da arte e da tecnologia fotovoltaica, visando entender os principais fatores que influenciam a geração de energia e como esses fatores são modelados. A maioria das referências aborda conceitos relacionados, mas muitas usam variáveis que nem estão sempre presentes nas folhas de dados de inversores e módulos. Além disso, alguns trabalhos baseiam-se apenas na potência nominal dos módulos, enquanto outros utilizam modelos com variáveis que exigem determinação para cada modelo de equipamento.

Diante disso, a metodologia adotada incorporou um filtro buscando modelos difundidos na literatura que fazem uso de dados fornecidos pelos fabricantes. Após a seleção, verificou-se folhas de dados para garantir a disponibilidade consistente dessas variáveis, com pesquisa em registros do Inmetro e comitês internacionais. Na Tabela 6 são apresentados os maiores fabricantes de inversores e a disponibilidade das suas características elétricas. Da mesma forma, na Tabela 7 são apresentados para os módulos.

Tabela 6 – Maiores fabricantes de inversores fotovoltaicos.

Inversores	η_{MIF}	η_{EU}	Curva η_{IF}	P_{MIF}	P_{NIF}
Huawei	✓	✓	×	✓	✓
Sungrow	✓	✓	✓	✓	✓
Solis	✓	✓	×	✓	✓
ABB	✓	✓	✓	✓	✓
Fronius	✓	✓	✓	✓	✓
Growatt	✓	✓	×	✓	✓
SMA	✓	✓	×	✓	✓
Goodwe	✓	✓	×	✓	✓
Solaredge	✓	✓	×	✓	✓
WEG	✓	✓	×	✓	✓

Fonte: Autoria própria.

Nas tabelas, P_{MIF} é a potência máxima de saída do inversor, para um intervalo de tempo, que em alguns fabricantes, é maior que a potência nominal. O percentual da eficiência nominal do módulo nos dois primeiros anos de instalação é indicado por η_{IMF} e μ_{DEG} é a taxa de degradação anual que reduz essa eficiência ao longo dos anos. No estágio inicial deste trabalho, a intenção era incluir mais parâmetros do inversor, como a curva de eficiência (η_{IF}), por exemplo. No entanto, observou-se que esse parâmetro é fornecido por um número limitado de fabricantes. Diante dessa restrição, o parâmetro foi descartado, sendo adotada em seu lugar a eficiência europeia (η_{EU}) como alternativa viável.

Tabela 7 – Maiores fabricantes de módulos fotovoltaicos.

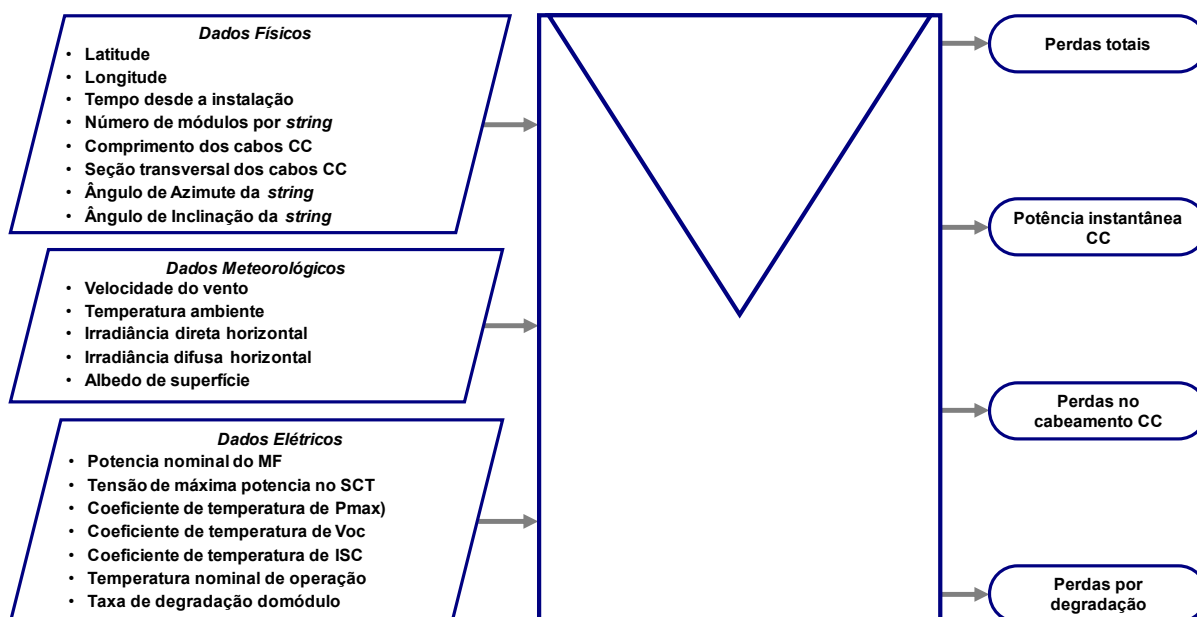
Módulos	η_{NMF}	η_{IMF}	μ_{DEG}	μ_{PMF}	μ_{ISC}	μ_{VOC}	T_{NMF}	I_{NMF}
JA solar	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Trina	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Jinko	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Canadian	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Sunova	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Longi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bluesun	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Risen	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Era solar	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Astroenergy	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Fonte: Autoria própria.

4.3.2 Representação dos Módulos Fotovoltaicos

A maior parte dos dados de entrada destina-se à modelagem dos módulos fotovoltaicos, divididos em três segmentos: físicos, elétricos e meteorológicos. Nos dados físicos, incluem-se a localização do sistema, informações sobre inclinação, orientação, comprimento e seção dos cabos. Nos dados elétricos, são considerados coeficientes de temperatura, potência, entre outros. Já os dados meteorológicos são essenciais para estimar, principalmente, a temperatura de operação dos módulos e a potência gerada. Na Figura 15 está ilustrado a representação do módulo fotovoltaico bem como suas entradas e saídas. Pela figura, é possível perceber que as perdas no cabeamento, por degradação e a potência CC líquida disponível para o inversor são valores de saída.

Figura 15 – Representação dos módulos fotovoltaicos.

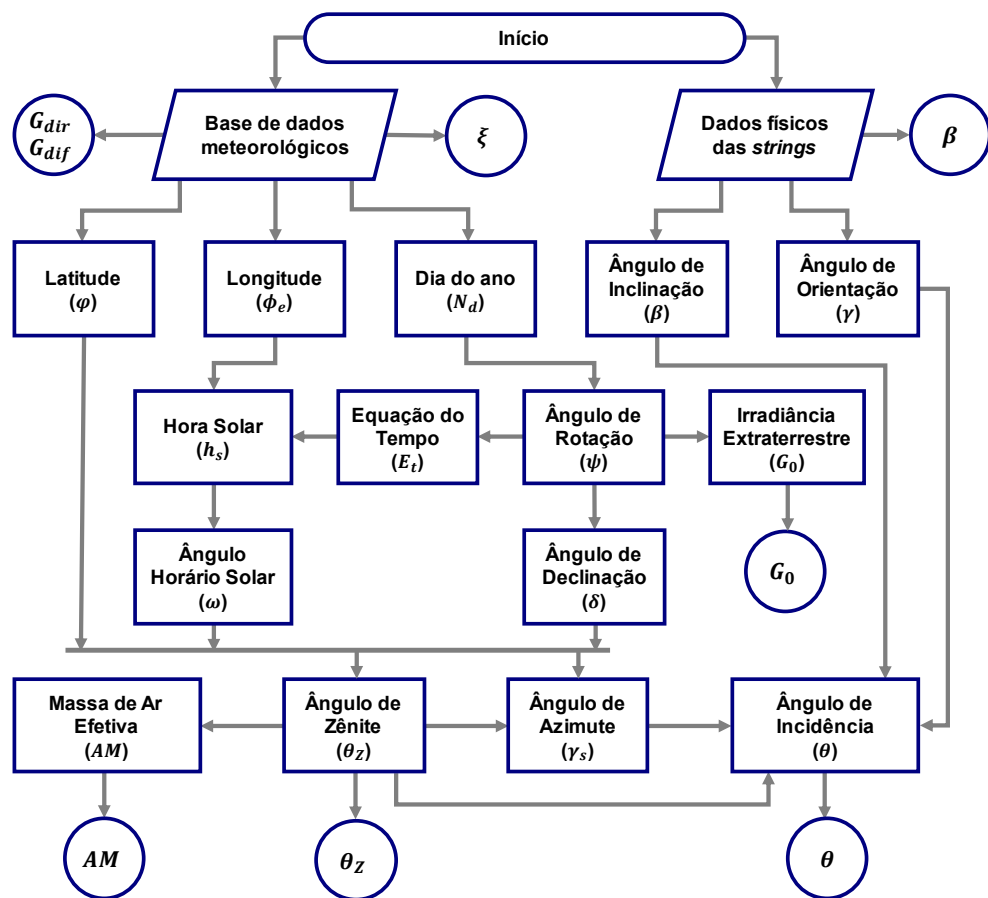


Fonte: Autoria própria.

4.3.2.1 Irradiância no Plano dos Módulos

Uma das estimativas mais desafiadoras reside na determinação da irradiação total incidente sobre os módulos. Este processo inicia-se com os cálculos de geometria solar, os quais são realizados a partir dos dados de localização e das características de montagem do arranjo, como inclinação e orientação. Na Figura 16, apresentam-se as etapas iniciais desse processo, delineando os cálculos das variáveis e ângulos essenciais para determinar, principalmente, o ângulo de incidência da irradiação sobre o conjunto.

Figura 16 – Fluxograma dos cálculos de geometria solar.

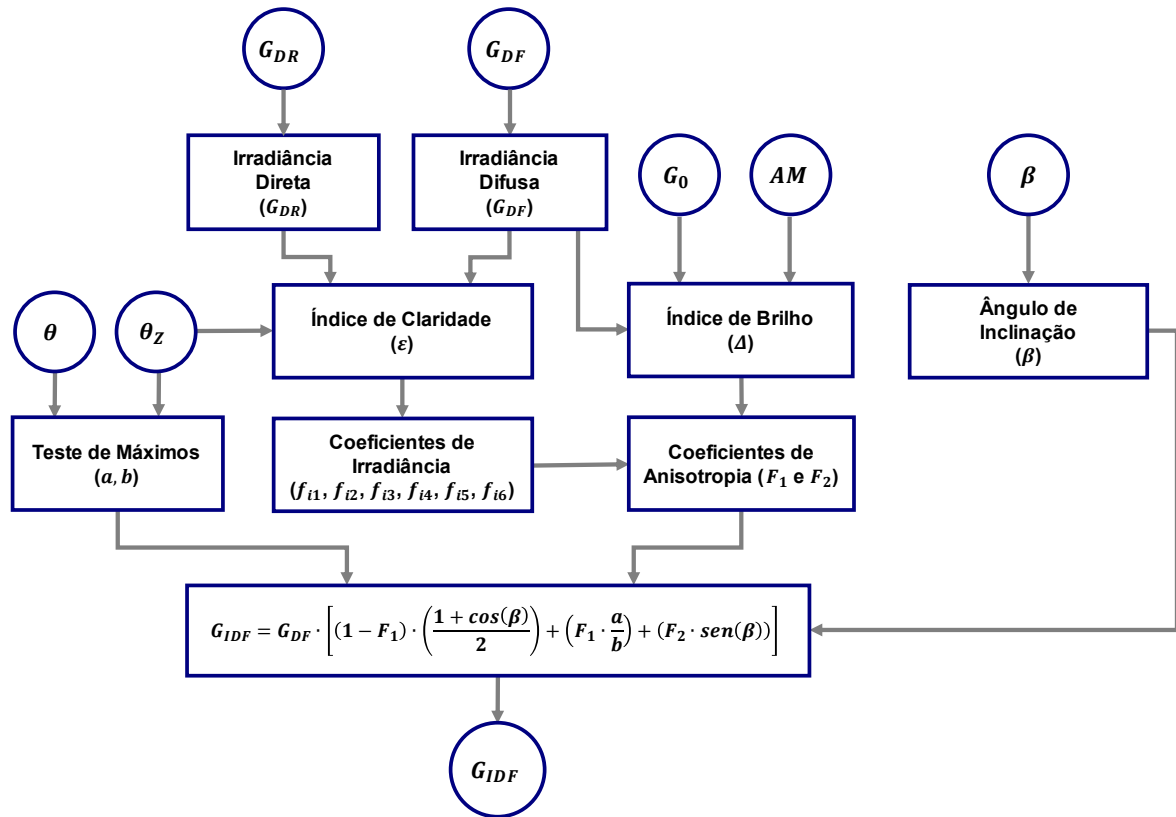


Fonte: Autoria própria.

As variáveis e ângulos resultantes desse processo são então empregados nos cálculos das três componentes da irradiação no plano inclinado. A metodologia para obtenção de cada componente e suas respectivas equações foram previamente descritos no Capítulo 2. Conforme discutido, as componentes direta e refletida são relativamente de simples obtenção. No entanto, a componente difusa demanda um modelo de transposição mais complexo. Na Figura 17, encontra-se o fluxograma referente à aplicação do modelo de PEREZ *et al.* (1990) para a irradiação difusa. Na Figura 18 estão ilustradas, em formato de fluxograma, as variáveis de

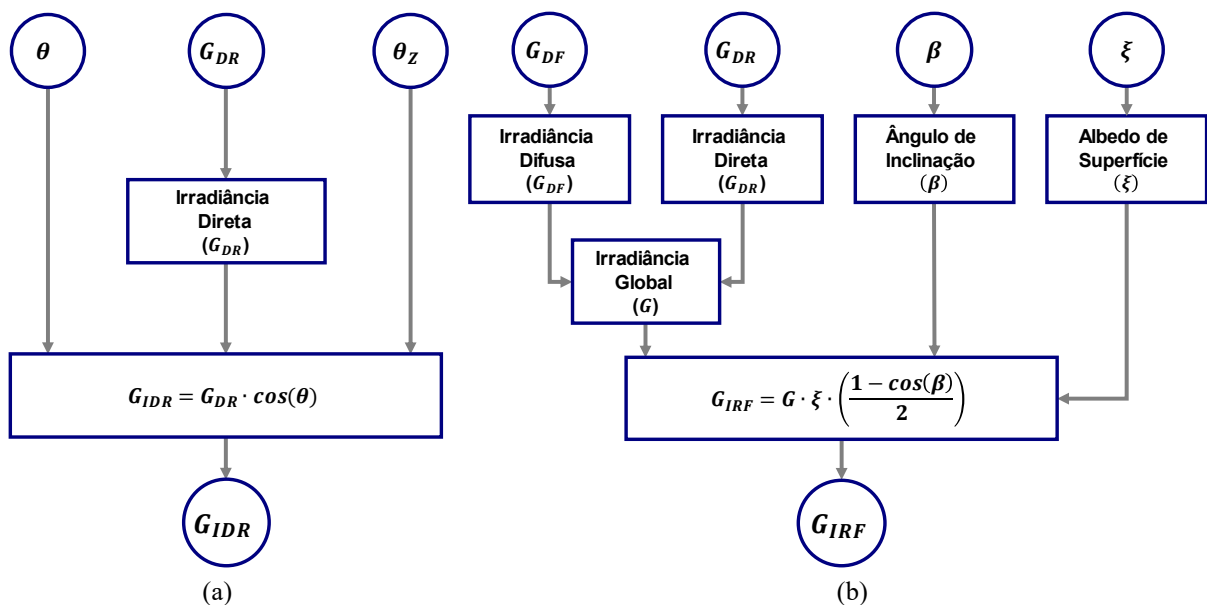
entrada e o processo de cálculo da irradiação direta e a refletida no solo. Finalmente, na Figura 19, é detalhado o procedimento para obtenção da irradiação total incidente no plano da *string*.

Figura 17 – Fluxograma de derterminação da irradiância difusa pelo modelo de Perez.



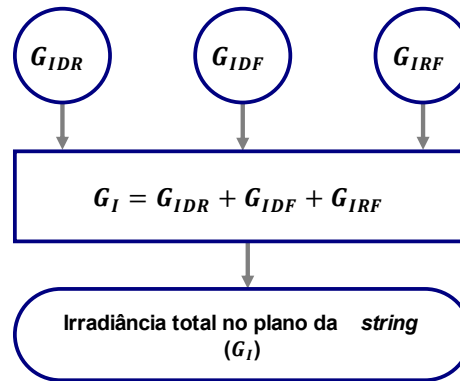
Fonte: Autoria própria.

Figura 18 – Fluxograma de determinação da irradiância (a) direta e (b) refletida.



Fonte: Autoria própria.

Figura 19 – Fluxograma de determinação da irradiância total no plano dos módulos.



Fonte: Autoria própria.

4.3.2.2 Temperatura Operação dos Módulos

A temperatura ambiente não reflete diretamente a temperatura de trabalho da célula fotovoltaica. Diversos autores fornecem equações matemáticas com intuito de estimar essa temperatura. No estudo conduzido por YANG (2018), por exemplo, foram avaliadas nove dessas equações obtidas na literatura. Na validação dos resultados, notou-se que a Equação (40), proposta por DUFFIE e BECKMAN (2013), foi a que melhor representou o sistema real estudado, apresentando menor erro médio entre o valor calculado e o valor medido.

A equação descrita e adotada para compor a MP, permite estimar a temperatura de operação das células que compõem os MF (T_{CMF}) levando em conta as condições reais do ambiente, como a irradiância global incidente no plano do MF (G_I), a velocidade do vento (V_w), a temperatura ambiente (T_A) e a temperatura de operação nominal das células do MF (T_{NMF}), fornecida pelo fabricante. A equação descrita considera ainda os parâmetros temperatura ambiente padrão (T_{SRE}) e irradiância padrão (G_{SRE}), fixados em 20 °C e 800 W/m², respectivamente, pelo Padrão de Referência do Ambiente (SER) (do inglês: *Standard Reference Environment*). Considera ainda a eficiência nominal do módulo (η_{NMF}) e produto da transmitância-absorbância ($\tau\alpha$), estimado em 0,9 (YANG, 2018). Nessa equação, t_i indica cada linha do arquivo de dados, variando de 1 a 24, para dados horários, por exemplo.

$$T_{CMF}(t_i) = T_A(t_i) + \left[\left(\frac{G_I(t_i)}{G_{SRE}} \right) \cdot \left(\frac{9,5}{5,7 + 3,8V_w(t_i)} \right) \cdot (T_{NMF} - T_{SRE}) \cdot \left(1 - \frac{\eta_{NMF}}{\tau\alpha} \right) \right]. \quad (40)$$

4.3.2.3 Potência Instantânea Nominal Gerada nos Módulos Fotovoltaicos

Semelhante ao cálculo de temperatura, a potência instantânea gerada pelo MF leva em consideração uma combinação de fatores meteorológicos e elétricos. A Equação (36), rerepresentada na Equação (41), a potência gerada pelo MF (P_{GMF}) é calculada com base na potência nominal do MF (P_{NMF}), na temperatura de operação da célula (T_{CMF}), na irradiância global incidente no plano do MF (G_I) e no coeficiente de temperatura para potência (μ_{PMF}) fornecidos pelo fabricante. O modelo descrito considera ainda a irradiância padrão (G_{STC}) e a temperatura padrão (T_{STC}), fixadas em 1000W/m^2 e $25\text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente (YANG, 2018).

$$P_{GMF}(t_i) = P_{NMF} \cdot [1 + \mu_{PMF} \cdot (T_{CMF}(t_i) - T_{STC})] \cdot \left(\frac{G_I(t_i)}{G_{STC}} \right). \quad (41)$$

4.3.2.4 Perdas e Percentual de Perdas por Degradação no MF

O percentual de perdas por degradação dos módulos é determinado diariamente a partir da eficiência inicial (η_{IMF}) e da taxa de degradação anual (μ_{DMF}) por meio da Equação (42). A eficiência inicial reflete o percentual da potência de pico do módulo, que pode ser entregue no instante inicial da instalação do equipamento. Pela análise das folhas de dados, esse valor é constante nos dois primeiros anos e decai a uma taxa fixa (μ_{DMF}) a partir do segundo ano. O cálculo leva em conta ainda o número de dias desde a instalação dos MF (N_D).

$$\eta_{DMF}(N_D) = \begin{cases} \eta_{IMF}, & 0 < N_D \leq 730 \\ \eta_{IMF} - \mu_{DMF} \cdot (N_D - 730), & N_D > 730 \end{cases}. \quad (42)$$

As perdas instantâneas de potência devido à degradação dos MF (PP_{DMF}) são então calculadas por meio da Equação (43), que considera a potência nominal gerada pelo MF (P_{GMF}) e o percentual de perdas por degradação (η_{DMF}).

$$PP_{DMF}(t_i) = P_{GMF}(t_i) \cdot (1 - \eta_{DMF}(N_D)) \quad (43)$$

As perdas de energia em cada MF (PE_{DMF}), em kWh, são então calculadas por meio da Equação (44), em que t_d é o intervalo de tempo, em minutos, entre dois valores consecutivos dos dados. T é o período total desses dados, sendo 24 para dados horários dentro de um dia e 8760 para dados horários dentro de um ano, por exemplo.

$$PE_{DMF}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T PP_{DMF}(t_i) \cdot t_d \cdot \quad (44)$$

4.3.2.5 Perdas e Percentual de Perdas no Cabeamento CC

Na estimação das perdas nos cabos CC, é primordial considerar a corrente elétrica que percorre os cabos até o inversor. Optar por considerar a corrente de máxima potência (I_{MPP}), ao invés da corrente nominal do MF, é fundamental, pois reflete a capacidade dos inversores de ajustar dinamicamente as *strings* para operar no ponto de máxima potência (MPP). Alguns autores propõem a utilização da Equação (45), que considera a corrente nominal do ponto de máxima potência (I_{NMF}), a irradiância no plano da *string* (G_I), o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito (μ_{ISC}), a temperatura da célula (T_{CMF}), e a temperatura de referência em condições SCT (T_{SCT}) (COELHO, 2012).

$$I_{MPP}(t_i) = I_{NMF} \cdot \left(\frac{G_I(t_i)}{G_{SCT}} \right) + \mu_{ISC} \cdot (T_{CMF}(t_i) - T_{SCT}) \cdot \quad (45)$$

A partir da corrente de máxima potência (I_{MPP}), é possível determinar as perdas no cabeamento pela Equação (46), considerando características físicas como comprimento dos cabos (C_{CST}), seção transversal dos cabos (S_{CST}), e resistividade do material (ρ). O fator 2 leva em consideração os dois cabos que saem da *string* até o inversor. O comprimento dos cabos pode ser considerado como a soma entre os cabos que interligam os MFs e os cabos de conexão entre a *string* e o IF.

$$PP_{CST}(t_i) = (I_{MPP}(t_i))^2 \cdot \frac{\rho \cdot (2 \cdot C_{CST})}{S_{CST}} \cdot \quad (46)$$

O percentual de perdas no cabeamento CC (η_{CMF}) é determinado por meio da Equação (45), considerando a potência nominal gerada em cada módulo (P_{GMF}), o número de módulos que compõem a *string* (N_{ST}), o percentual de perdas por degradação dos módulos (η_{DMF}) e o percentual de perdas por outras características dos MF (η_{OMF}) como sujidade, diodos e conexões, *mismatch* e sombreamento. Esse fator é será descrito na próxima seção. Na equação, o denominador pode ser entendido como a potência total que sai da *string* para o inversor, por meio dos cabos de conexão.

$$\eta_{CMF}(t_i) = 1 - \frac{PP_{CST}(t_i)}{P_{GMF}(t_i) \cdot N_{ST} \cdot \eta_{DMF}(N_D) \cdot \eta_{OMF}}. \quad (47)$$

As perdas de energia em cada *string*, em kWh no cabeamento CC, dentro do período de análise, podem então ser calculadas por meio da Equação (46):

$$PE_{CMF}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T PP_{CMF}(t_i) \cdot t_d. \quad (48)$$

4.3.2.6 Perdas e Percentual das Demais Perdas CC

Os demais percentuais de perdas nos MFs foram agrupados em um único termo, denominado neste trabalho de percentual de outras perdas (OP) a partir da Equação (49), na qual inclui os percentuais fixos de perdas (OP_{MF_i}) por sujidade, diodos e conexões, *mismatch* e sombreamento. As perdas de potência devido a esses fatores podem ser obtidas por meio da Equação (50), enquanto as perdas de energia, em kWh, são calculadas pela Equação (51).

$$\eta_{OMF} = \prod_{i=1}^4 \left(1 - \frac{OP_{MF_i}}{100}\right). \quad (49)$$

$$PP_{OMF}(t_i) = P_{GMF}(t_i) \cdot [1 - \eta_{OMF}]. \quad (50)$$

$$PE_{OMF}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T PP_{OMF}(t_i) \cdot t_d. \quad (51)$$

4.3.2.7 Perdas e Potência Instantânea Total de Saída da *String*

A potência instantânea total de saída de cada *string* (P_{TST}) que compõe o SF é obtida a partir da Equação (52), considerando a potência nominal gerada em cada MF (P_{GMF}), os percentuais de perdas por degradação (η_{DMF}), no cabeamento (η_{CMF}) e demais perdas fixas (η_{OMF}) e o número de MFs (N_{MF}) de cada *string* (s_i). As perdas totais de potência e energia em cada *string* são então calculadas por meio da Equação (53) e Equação (54), respectivamente.

$$P_{TST}(t_i) = P_{GMF}(t_i) \cdot N_{MF}(s_i) \cdot \eta_{DMF}(N_D) \cdot \eta_{OMF} \cdot \eta_{CMF}(t_i). \quad (52)$$

$$PP_{TST}(t_i) = P_{GMF}(t_i) \cdot N_{MF}(s_i) \cdot (1 - \eta_{DMF}(N_D) \cdot \eta_{OMF} \cdot \eta_{CMF}(t_i)). \quad (53)$$

$$PE_{TST}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T PP_{TST}(t_i) \cdot t_d. \quad (54)$$

4.3.2.8 Perdas e Potência Instantânea de Saída do Conjunto de *Strings*

A partir dos valores determinados anteriormente para cada *string* (s_i), é possível calcular os valores totais para o conjunto de *strings* que formam o SF. A partir da Equação (55) é determinada a potência instantânea total CC (P_{TCC}) na saída do conjunto de *strings*. Esse valor de potência é então convertido pelo inversor em potência CA. As perdas de potência e energia totais no conjunto são determinadas a partir da Equação (56) e da Equação (57), respectivamente.

$$P_{TCC}(t_i) = \sum_{s_i=1}^{N_{ST}} P_{TST}(t_i, s_i). \quad (55)$$

$$PP_{TCC}(t_i) = \sum_{s_i=1}^{N_{ST}} PP_{TST}(t_i, s_i). \quad (56)$$

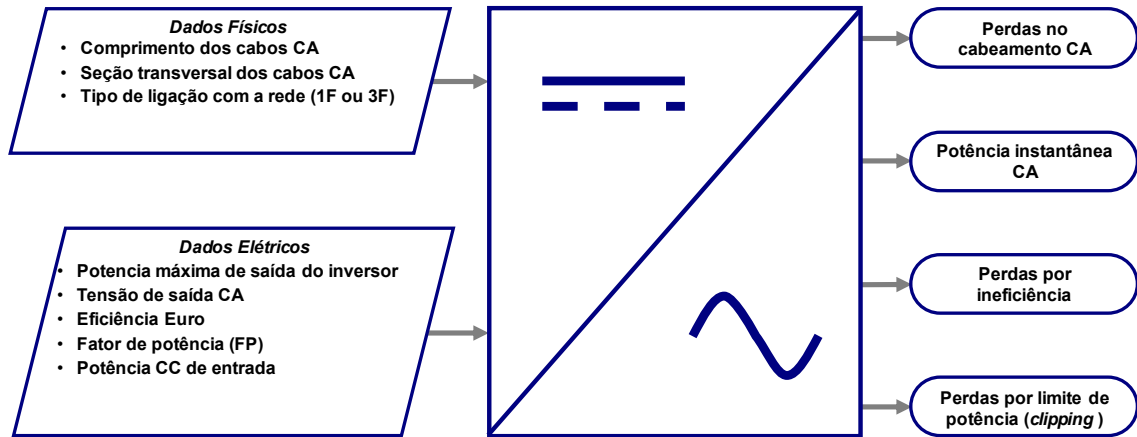
$$PE_{TCC}(T) = \sum_{s_i=1}^{N_{ST}} PE_{TST}(T, s_i). \quad (57)$$

4.3.3 Representação do Inversor Fotovoltaico

Diferente da representação da *string*, o inversor necessita de uma quantidade menor de características. Nele, os dados de entrada são divididos em físicos e elétricos. Nos dados físicos, incluem-se o comprimento e seção dos cabos e a conexão com a rede, sendo trifásica ou monofásica. Nos dados elétricos, são considerados a potência máxima de saída, tensão, eficiência, fator de potência e a potência CC de entrada, proveniente das *strings*. O modelo gera como saída as perdas no cabeamento, as perdas pela eficiência e a potência CA líquida disponível para rede. Na Figura 20 está ilustrado a representação do inversor fotovoltaico bem

como suas entradas e saídas. Os modelos matemáticos que usam essas variáveis serão descritos a seguir.

Figura 20 – Diagrama do modelo do inversor.



Fonte: Autoria própria.

4.3.3.1 Potência Instantânea na Saída do Inversor

A potência CA na saída do inversor é determinada pela eficiência (η_{EU}) e pela potência de CC entrada, que equivale à potência de saída do conjunto de *strings* (P_{TCC}). No entanto, é importante considerar o limite máximo de potência que o inversor pode fornecer em sua saída (P_{MIF}). Em alguns casos, quando o inversor é subdimensionado em relação à capacidade de entrega das *strings*, ocorre o fenômeno conhecido como “corte de geração” ou “*clipping*”, em inglês. Nessa situação, a potência de saída fica restrita à potência máxima do inversor, resultando em uma curva de potência *versus* tempo (na saída do inversor) que se torna achatada ou grampeada (MOUNETOU *et al*, 2014). As características descritas são consideradas na Equação (58):

$$P_{IF}(t_i) = \begin{cases} P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU}, & P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU} \leq P_{MIF} \\ P_{MIF}, & P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU} > P_{MIF} \end{cases} \quad (58)$$

4.3.3.2 Perdas e Percentual de Perdas por Ineficiência do Inversor

A estimativa das perdas de potência devido à ineficiência do inversor (PP_{IIF}) é obtida por meio da Equação (59). O percentual de perdas em decorrência dessa ineficiência pode ser considerado como o próprio η_{EU} .

$$PP_{IIF}(t_i) = \begin{cases} P_{TCC}(t_i) \cdot (1 - \eta_{EU}), & P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU} \leq P_{MIF} \\ P_{MIF} \cdot (1 - \eta_{EU}), & P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU} > P_{MIF} \end{cases} \quad (59)$$

4.3.3.3 Perdas e Percentual de Perdas por *Clipping*

A estimativa das perdas de potência (PP_{LIF}), de energia (PE_{LIF}) e o percentual de perdas devido ao limite de potência do inversor (η_{LIF}), podem ser obtidos por meio das Equaces (60), (61), e (62), respectivamente. Na Equaco (61),  possível notar que o percentual de perdas por *clipping* (η_{CIF})  determinado pela relao direta entre as perdas de potência (PP_{LIF}) e a potencia de saída das *strings* (P_{TCC}) a partir da Equaco (65).

$$PP_{LIF}(t_i) = \begin{cases} 0, & P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU} \leq P_{MIF} \\ P_{IF}(t_i) - P_{MIF}, & P_{TCC}(t_i) \cdot \eta_{EU} > P_{MIF} \end{cases} \quad (60)$$

$$\eta_{LIF}(t_i) = 1 - \frac{PP_{LIF}(t_i)}{P_{TCC}(t_i)} \quad (61)$$

$$PE_{LIF}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T PP_{LIF}(t_i) \cdot t_d \quad (62)$$

4.3.3.4 Perdas e Percentual de Perdas no Cabeamento CA

De modo semelhante aos cálculos de perdas no cabeamento CC, na estimacão das perdas nos cabos de conexão entre o inversor e a rede elétrica  essencial considerar a corrente elétrica que percorre os cabos. Essa corrente  determinada a partir da Equaco (63), que leva em considerao o tipo de ligao com a rede, a tensão entre fase e neutro (V_{FN}) ou tensão entre fases (V_{FF}) e o fator de potência (FP):

$$I_{IF}(t_i) = \begin{cases} \frac{P_{IF}(t_i)}{V_{FN} \cdot FP}, & \text{se monofásico} \\ \frac{P_{IF}(t_i)}{\sqrt{3} \cdot V_{FF} \cdot FP}, & \text{se trifásico} \end{cases} \quad (63)$$

As perdas de potência no cabeamento são então determinadas pelo uso da Equaco (64), considerando características físicas como comprimento dos cabos (C_{CIF}), seo transversal dos

cabos (S_{CIF}), e resistividade do material (ρ). O fator 2 ou 3 leva em consideração a ligação com a rede.

$$PP_{CIF}(t_i) = \begin{cases} (I_{IF}(t_i))^2 \cdot \frac{2 \cdot \rho \cdot C_{CIF}}{S_{CIF}}, & \text{se monofásico} \\ (I_{IF}(t_i))^2 \cdot \frac{3 \cdot \rho \cdot C_{CIF}}{S_{CIF}}, & \text{se trifásico} \end{cases} \quad (64)$$

O percentual de perdas nos cabos CA (η_{CIF}) é então determinado pela relação direta entre as perdas de potência nos cabos (PP_{CIF}) e a potência de saída do inversor (P_{IF}) a partir da Equação (65). Em seguida, é determinado o valor total das perdas de energia dentro do período de estudo a partir da Equação (66).

$$\eta_{CIF}(t_i) = 1 - \frac{PP_{CIF}(t_i)}{P_{IF}(t_i)}. \quad (65)$$

$$PE_{CIF}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T PP_{CIF}(t_i) \cdot t_d. \quad (66)$$

4.3.3.5 Potência Instantânea CA de Saída e Estimação de Energia

A potência instantânea total injetada na rede (P_{TCA}) é obtida pela subtração entre a potência de saída do IF (P_{IF}) e as perdas nos cabos CA (PP_{CIF}). O cálculo é indicado na Equação (67). Por fim, a energia total gerada pelo SF, em kWh, dentro do período de estudo, é obtida por meio da Equação (68).

$$P_{TCA}(t_i) = P_{IF}(t_i) - PP_{CIF}(t_i). \quad (67)$$

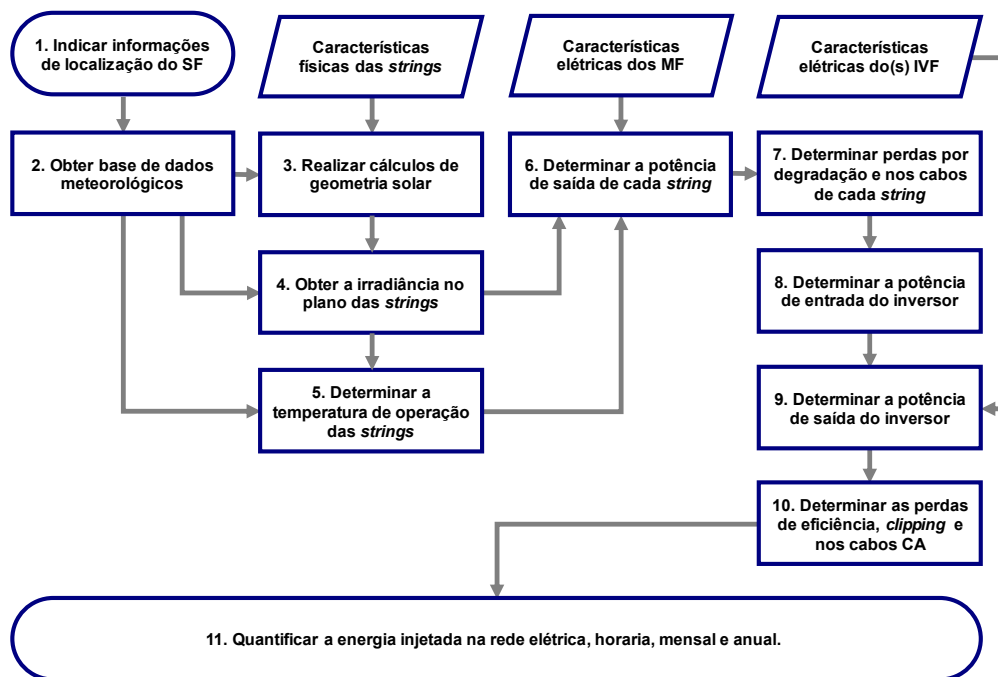
$$EP_{MP}(T) = \frac{1}{60} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{t_i=1}^T P_{TCA}(t_i) \cdot t_d. \quad (68)$$

4.3.4 Fluxograma da Metodologia Proposta

A partir dos métodos de cálculos descritos anteriormente, a metodologia desenvolvida neste trabalho é então sintetizada e apresentada na Figura 21. A abordagem apresentada leva em consideração as condições climáticas e sazonais específicas dos locais de instalação, bem

como as características físicas e elétricas desses sistemas. Notavelmente, a metodologia utiliza informações elétricas de módulos e inversores, dados físicos das *strings* (como inclinação e orientação) e dados meteorológicos do local de instalação. Além disso, os métodos de cálculo de temperatura de operação dos módulos, de transposição da irradiância para o plano inclinado e de potência gerada nos sistemas fotovoltaicos adotados foram obtidos na literatura por meio de pesquisas que buscam os melhores métodos para estimar essas variáveis.

Figura 21 – Fluxograma da metodologia proposta.

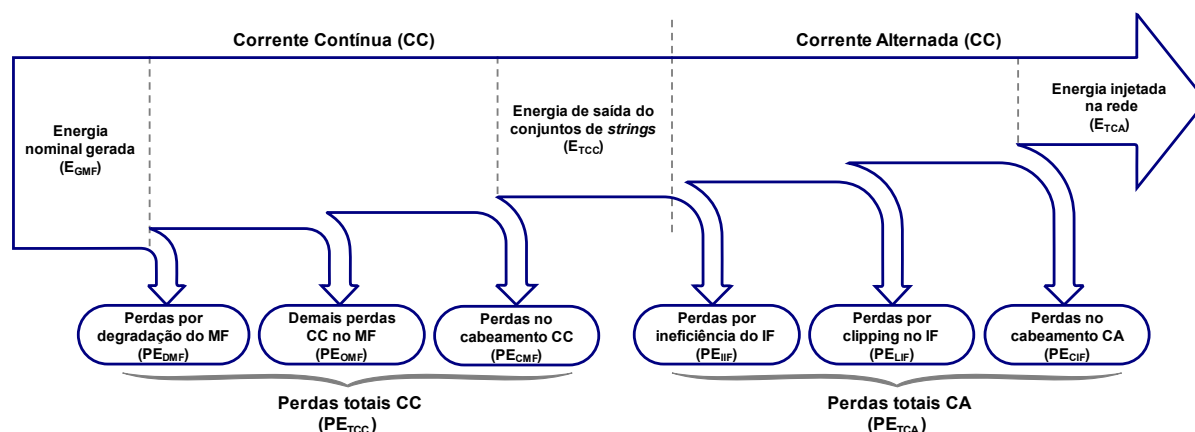


Fonte: Autoria própria.

A metodologia foi integralmente desenvolvida em *Python*. No início do processo, é necessário fornecer a latitude e longitude do local de instalação, juntamente com arquivos contendo dados elétricos das *strings*, dados físicos e dados do inversor. Automaticamente, o algoritmo requisita, via internet, os dados meteorológicos da base de dados selecionada e executa todos os cálculos necessários. Ao final, gera um único arquivo contendo informações sobre perdas no cabeamento CC e CA, perdas por degradação, potência CC gerada e entregue ao inversor, potência de saída do inversor e potência injetada na rede. As saídas mantêm o mesmo intervalo dos dados de entrada, sendo horários ou diários, por exemplo. Adicionalmente, o arquivo inclui a energia gerada diariamente, mensalmente e anualmente.

Na Figura 22 é apresentada uma síntese do processo de cálculo da energia por meio da metodologia proposta e apresentada na Figura 21. A partir da imagem, é possível perceber que são determinadas as parcelas das perdas presentes nos sistemas fotovoltaicos.

Figura 22 – Sequência de cálculo da energia pela metodologia proposta.



Fonte: Autoria própria.

4.3.5 Acesso à Metodologia Proposta

Os arquivos contendo a metodologia proposta foram disponibilizados para *download* online por meio do GitHub no link <<https://github.com/RivanildoAlves>>. Essa disponibilidade facilita significativamente a disseminação da metodologia, permitindo que um público amplo tenha acesso aos recursos necessários para sua utilização. Além disso, essa plataforma possibilita que os usuários obtenham acesso a atualizações regulares, garantindo que possam aproveitar as mais recentes melhorias e ajustes na metodologia.

4.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados todos os procedimentos empregados na busca por uma metodologia de estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos que englobe fatores físicos, climáticos e elétricos característicos de cada sistema. Foram apresentadas a metodologia tradicionalmente usada e a proposta neste trabalho. Todas as variáveis envolvidas no processo foram descritas.

CAPÍTULO 5

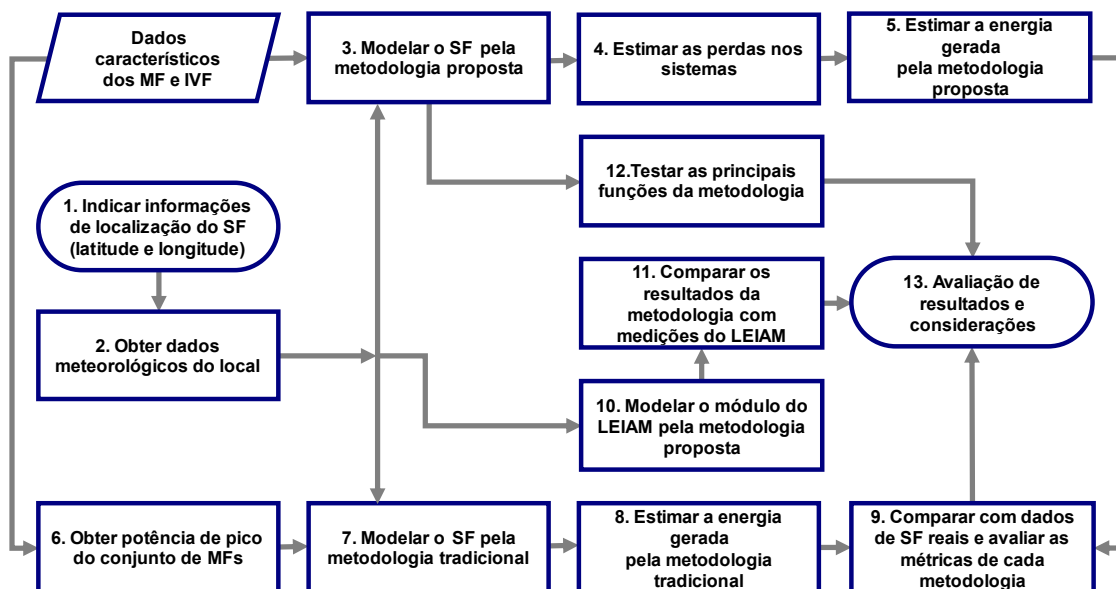
METODOLOGIA DE ANÁLISES

No presente capítulo é apresentada a metodologia adotada para realizar as análises da aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho em sistemas fotovoltaicos reais e na comparação de seu desempenho com a metodologia tradicional. Inicialmente, são apresentados os dados de laboratório, que constituem uma base essencial para a validação experimental da metodologia proposta. Em seguida, são fornecidas as principais características técnicas dos sistemas fotovoltaicos reais considerados, abrangendo detalhes construtivos e elétricos. Além disso, são apresentadas as bases de dados meteorológicas utilizadas.

5.1 ESCOPO GERAL DA METODOLOGIA DE ANÁLISES

Na avaliação da metodologia proposta para estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede é necessário que se cumpram algumas etapas, as quais estão apresentadas na Figura 23 e os passos realizados em cada etapa estão descritos posteriormente.

Figura 23 – Etapas da metodologia de análises.



Fonte: Autoria própria.

A análise da Figura 23 evidencia que, após a formulação da metodologia, seu desempenho é avaliado em comparação com dados reais coletados no Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamentos de Máquinas da Universidade Federal de Campina Grande (LEIAM/UFCG) e em paralelo, com a metodologia tradicional, e com dados provenientes de sistemas fotovoltaicos reais instalados em diferentes cidades da Paraíba, localizadas no Nordeste do Brasil. O objetivo

é não só verificar a taxa de desempenho da metodologia proposta, mas também sua aplicabilidade na modelagem desses sistemas.

Na aplicação da metodologia proposta (MP), tem-se as seguintes etapas:

1. Inicialmente, são indicadas as informações de localização de cada sistema fotovoltaico (SF);
2. Os dados climáticos característicos de cada local da instalação dos SFs são obtidos. No caso da MT, esses dados referem-se à irradiação média diária mensal, enquanto na MP incluem temperatura ambiente, velocidade do vento e irradiância difusa e direta;
3. Cada SF é modelado utilizando a MP. Para os MFs, são levados em conta coeficientes de temperatura, taxa de degradação anual, corrente nominal na MPP, temperatura nominal de operação e potência nominal. Além disso, são fornecidos dados de montagem, como comprimento e seção transversal dos cabos CC, inclinação e orientação dos módulos, tempo de instalação e número de módulos por *string*. Para os IFs, são considerados comprimento e seção transversal dos cabos CA, tipo de ligação com a rede, potência máxima de saída e eficiência europeia;
4. Nesta etapa, são estimadas as principais fontes de perdas nos SFs, incluindo perdas por degradação dos módulos, perdas no cabeamento CA e CC, perdas por ineficiência e limite de potência do inversor, bem como outras perdas, que engloba sujeira, incompatibilidade entre módulos, diodos e conexões, e sombreamento;
5. A energia total prevista pela MP é então calculada, levando em consideração os fatores de perdas descritos anteriormente;

Na aplicação da metodologia tradicional (MT), tem-se as seguintes etapas:

6. É obtida a potência de pico dos SFs para modelagem pela MT aplicando os passos 1 e 2, descritos anteriormente;
 7. Utilizando a MT, cada SF é modelado. Nesta etapa, são considerados os dados climáticos (irradiação diária média mensal) e os dados elétricos dos módulos, que para este método, é o produto do número de módulos fotovoltaicos pela potência nominal deles.
 8. A energia mensal é então estimada por meio da MT;
 9. Os valores de energia estimada para cada SF são comparados com os valores reais de energia produzida por esses sistemas;
-

Paralelamente à comparação entre a MP e a MT com SFs reais, são realizadas outras análises da MP, descritas a seguir:

10. Nesta etapa, é simulado um módulo fotovoltaico real do laboratório LEIAM.
11. Os resultados obtidos na simulação anterior são comparados com os valores reais coletados pelo LEIAM. São estimadas a temperatura de operação, potência instantânea e corrente instantânea do MF.
12. As principais funções implementadas na MP também são avaliadas a partir das simulações dos SFs reais. Nestes testes, são verificadas as funções dos cálculos de perdas no cabeamento CA e CC, por degradação e temperatura de operação dos MFs, e por ineficiência e limite de potência do IF.

Por fim, no item 13, são feitas as devidas avaliações e considerações dos resultados das simulações e da metodologia aplicada.

5.2 APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS MT E MP EM SISTEMAS REAIS

5.2.1 Dados de Laboratório

Como parte dos estudos de aplicação e testes da metodologia, foram usados dados coletados no LEIAM. As leituras realizadas foram efetuadas em intervalos de 15 segundos, durante um período de 24 horas. Na Figura 24(a) apresentam-se os módulos fotovoltaicos do LEIAM e o sensor pirômetro, usado para medir a irradiação solar sobre os módulos e na Figura 24(b), o sistema de *datalogger* responsável pelo armazenamento das informações coletadas.

Figura 24 – Sistema de coleta de dados do LEIAM: (a) pirômetro e (b) *datalogger*.



Fonte: Autoria própria.

Os dados coletados, dentre os quais foram utilizados nesse trabalho são: hora da medição, temperatura do módulo, irradiância, corrente e potência na MPP. Na Tabela 8 são apresentados os valores obtidos dos dados disponibilizados pelo LEIAM.

Tabela 8 – Dados elétricos dos módulos e inversores de cada sistema.

Dados físicos		Dados considerados do módulo								
β (°)	γ (°)	η_{NMf} (%)	η_{IMF} (%)	μ_{DEG} (%)	μ_{PMP} (%/°C)	μ_{ISC} (%/°C)	μ_{VOC} (%/°C)	T_{CNOCT} (°C)	R_p (Ω)	R_s (Ω)
5	0	14,2	98	0,55	0,360	0,050	0,290	42	127	1,1

Fonte: Autoria própria.

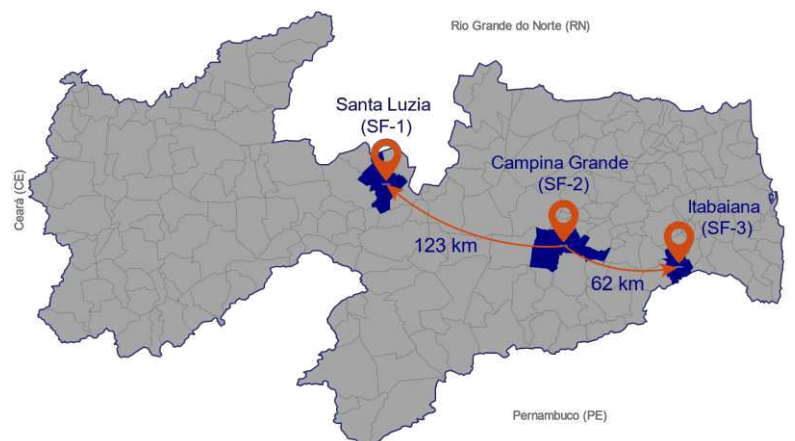
Com esses dados foi possível realizar uma avaliação da metodologia proposta. Inicialmente, foram comparados os dados de irradiância medidos e os obtidos na NSRDB, considerando o mesmo dia. Posteriormente, o modelo da *string* foi simulado com os dados da Tabela 8 (Com exceção de R_p e R_s) e os dados climáticos do local e, a partir disso, os valores de temperatura do módulo, corrente e potência na MPP estimados foram comparados com os medidos.

5.2.2 Sistemas Reais de GD

5.2.2.1 Descrição dos Sistemas Fotovoltaicos

Neste estudo, foi conduzida uma análise da geração de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos instalados em três cidades distintas da Paraíba: Santa Luzia, Campina Grande e Itabaiana. Os dados dos sistemas serviram de referência para avaliar os dois métodos de estimação. Na Figura 25, é apresentado o mapa da Paraíba, destacando essas três cidades e evidenciando a distribuição espacial dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 25 – Localização dos sistemas fotovoltaicos na Paraíba.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 26 e Figura 28, ilustram-se os sistemas SF-1 e SF-3, situados em Santa Luzia e Itabaiana, respectivamente, que atendem empresas provedoras de internet com grande abrangência na região Nordeste. Ademais, na Figura 27, ilustra-se o sistema SF-2, situado na cidade de Campina Grande, sendo este responsável pelo atendimento de uma escola.

Figura 26 – Imagem aérea do SF-1, em Santa Luzia - PB.



Fonte: MCS (2023).

Figura 27 – Imagem aérea do SF-2, em Campina Grande - PB.



Fonte: MCS (2023).

Figura 28 – Imagem aérea do SF-3, em Itabaiana - PB.



Fonte: MCS (2023).

Na Tabela 9, estão resumidas as principais características dos três sistemas. Basicamente, cada sistema é descrito especificando a quantidade e modelo dos inversores, bem como a

quantidade e modelo dos módulos. Por exemplo, o sistema SF-1, localizado em Santa Luzia, é composto por 1 inversor ABB TRIO de 50 kW e 133 módulos Canadian de 380 Wp. O SF-2 é composto por 4 inversores Fronius Eco, sendo 2 de 25 kW e 2 de 27 kW, 288 módulos Canadian, sendo 144 de 380 Wp e 144 de 385 Wp. O último sistema, denominado de SF-3, localizado em Itabaiana, é composto por 2 inversores ABB PVS de 50 kW e 276 módulos Trina de 410 Wp.

Tabela 9 – Dados dos sistemas fotovoltaicos.

Sistema	Inversor		Módulos	
	Quantidade	Modelo	Quantidade	Modelo
SF-1	1	ABB TRIO - 50 kW	133	CANADIAN - CS3U-380 W
SF-2	2	FRONIUS ECO - 25 kW	144	CANADIAN - CS3U-380 W
	2	FRONIUS ECO - 27 kW	144	CANADIAN - CS3U-385 W
SF-3	2	ABB PVS - 50 kW	276	TRINA - TSM-410 DE15M.20(II)

Fonte: Autoria própria.

5.2.2.2 Delimitação dos Dados Analisados

Para a realização deste trabalho, foram obtidos dados de geração de energia, hora a hora, de cada um dos inversores que compõem os sistemas. Esses dados abrangem um período de 365 dias, ao longo do ano de 2022, desde 1º de janeiro até 31 de dezembro de 2022. Os resultados obtidos serão apresentados na seção correspondente. Os dados foram fornecidos pela empresa que oferece serviços ao setor de energia solar e foi responsável pelas instalações.

A partir dos dados disponibilizados, foram selecionados um inversor e o conjunto de módulos conectados a ele como representativo do sistema como um todo. Na Tabela 10 está o resumo da composição de cada sistema analisado. Essa abordagem de seleção foi adotada como uma forma evitar situações em que os dados de geração estivessem incompletos para alguns períodos. Essa situação pode ocorrer devido a problemas técnicos, como o desarme do disjuntor do inversor ou a ruptura de fusíveis, resultando no desligamento do inversor por um ou mais dias.

Tabela 10 – Dados analisados dos sistemas fotovoltaicos.

Sistema	Inversor		Módulos	
	Quantidade	Potência	Quantidade	Potência
SF-1	1	50 kW	133	380 Wp
SF-2	1	25 kW	72	380 Wp
SF-3	1	50 kW	138	410 Wp

Fonte: Autoria própria.

5.2.2.3 Dados Físicos e Elétricos dos Equipamentos

Para simulação correta dos sistemas com metodologia proposta, é fundamental a indicação das variáveis de entrada. Na Tabela 11, estão indicados os dados elétricos característicos dos módulos e inversores de cada sistema. Para os inversores, são indicados tensão nominal (V_{NIF}), potência máxima (P_{MIF}) e rendimento (η_{EU}). Para os módulos, estão indicados os coeficientes de temperatura (μ_{PMP} , μ_{ISC} , μ_{VOC}), taxa de degradação (μ_{DEG}) e a temperatura padrão de funcionamento ($T_{C_{NOCT}}$). Também está indicada a eficiência inicial do módulo nos dois primeiros anos de instalação (η_{IMF}).

Na Tabela 12, por sua vez, são indicadas as características físicas dos sistemas, como cada *string*, seção e comprimento dos cabos (S_{CIF} , L_{CIF}), número de módulos por *string* (N_{MF}), ângulos de inclinação (β) e orientação (γ) e o tipo de conexão do inversor com a rede.

Nos sistemas SF-1 e SF-2, os módulos possuem apenas uma face de captação, ao contrário do SF-3, que apresenta módulos bifaciais. Essa tecnologia permite a captação energia tanto da luz direta quanto da luz refletida, o que pode resultar em um aumento da produção de energia ao longo do dia e do período analisado, em comparação com os demais sistemas.

Tabela 11 – Dados elétricos dos módulos e inversores de cada sistema.

SF	Inversores			Módulos					
	V_{NIF} (V)	P_{MIF} (kW)	η_{EU} (%)	η_{IMF} (%)	μ_{DEG} (%)	μ_{PMP} (%/°C)	μ_{ISC} (%/°C)	μ_{VOC} (%/°C)	$T_{C_{NOCT}}$ (°C)
SF-1	380	50	98	98	0,55	0,360	0,050	0,290	42
SF-2	380	25	98	98	0,55	0,360	0,050	0,290	42
SF-3	380	55	98	98	0,60	0,360	0,040	0,260	41

Fonte: Autoria própria.

Tabela 12 – características físicas de cada sistema.

SF	Tempo (Anos)	Strings						Inversor		
		String	N_{MF}	S_{CST} (mm ²)	C_{CST} (m)	β (°)	γ (°)	C_{CIF} (m)	S_{CIF} (mm ²)	Conexão
SF-1	6	S1, S4, S6	19	4	45	5	0	6	16	3F
		S2, S5, S7	19	4	55	5	0			
		S3	19	4	35	5	0			
SF-2	5	S1, S2, S3	18	6	65	4	-27	12	10	3F
		S4	18	6	75	4	-27			
SF-3	4	S1, S2, S3	16	4	65	5	-15	5	25	3F
		S4, S5, S6	15	4	55	5	-15			
		S7, S8, S9	15	4	45	5	-15			

Fonte: Autoria própria.

5.2.3 Base de Dados Meteorológicos

5.2.3.1 Base para Metodologia Tradicional

Para os dados meteorológicos na aplicação da metodologia tradicional, foram empregados os registros do SunData 3.0 (CRESESB), selecionados de acordo com a proximidade geográfica de cada sistema fotovoltaico em análise. Os dados dizem respeito à irradiação diária média (kWh/m².dia) sobre o plano inclinado, com inclinação equivalente à latitude do local em questão. Esses registros se apresentam de maneira mensal, totalizando 12 médias, uma para cada mês do ano, além de uma média anual. Na Tabela 13 estão informados esses dados para cada sistema fotovoltaico real, que posteriormente serão descritos.

Tabela 13 – Irradiação diária média mensal (kWh/m².dia) para cada SF real.

SF	km	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
SF-1	3,7	5,82	5,99	6,14	5,92	5,37	4,93	5,28	5,99	6,38	6,42	6,34	5,92	5,87
SF-2	3,1	5,32	5,54	5,76	5,37	4,85	4,30	4,38	5,07	5,54	5,66	5,77	5,50	5,25
SF-3	1,9	5,43	5,72	5,84	5,44	4,86	4,49	4,58	5,32	5,63	5,70	5,81	5,64	5,37

Fonte: CRESESB (2023).

5.2.3.2 Base para Metodologia Proposta

Assim como para os dados elétricos dos módulos e inversores, descritos na composição da metodologia proposta, buscou-se as bases de dados meteorológicos utilizadas na literatura. O SunData foi descartado devido à sua limitação em fornecer apenas médias diárias mensais da irradiação. A base de dados do INMET não possui uma cobertura espacial abrangente, apresentando lacunas em algumas regiões. Quanto à base de dados da NASA, sua interface de difícil utilização e o espaçamento de dados de 100 km levaram ao descarte dessa opção também. Na metodologia proposta, optou-se pela utilização da base de dados do NREL. Na Figura 29 é ilustrado o processo de *download* dos dados meteorológicos para um ponto geográfico específico, exibindo informações como local, coordenadas, variáveis de interesse, anos e intervalo temporal dos dados.

Essa escolha foi embasada na facilidade de acesso, na diversidade de variáveis e na abrangência espacial oferecida. A disponibilidade de dados em intervalos horários ao longo de vários anos desempenha um papel de grande importância para análises detalhadas. A praticidade em baixar um arquivo abrangente simplifica a obtenção e gestão das informações, enquanto a flexibilidade em solicitar os dados por meio de códigos *Python* adiciona eficiência

à análise. Isso não apenas facilita a obtenção dos dados, mas também possibilita o desenvolvimento de ferramentas computacionais integradas à base de dados.

Figura 29 – Download de dados na base NSRBD.



Fonte: NREL (2023).

5.3 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os procedimentos adotados para realizar análises da aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho em sistemas fotovoltaicos reais e na comparação de seu desempenho com a metodologia tradicional. Foram são apresentadas as principais características técnicas dos sistemas fotovoltaicos reais considerados para as análises as bases de dados meteorológicas utilizadas. No próximo capítulo serão apresentados os resultados e análises das comparações entre os métodos.

CAPÍTULO 6

ANÁLISE DOS RESULTADOS

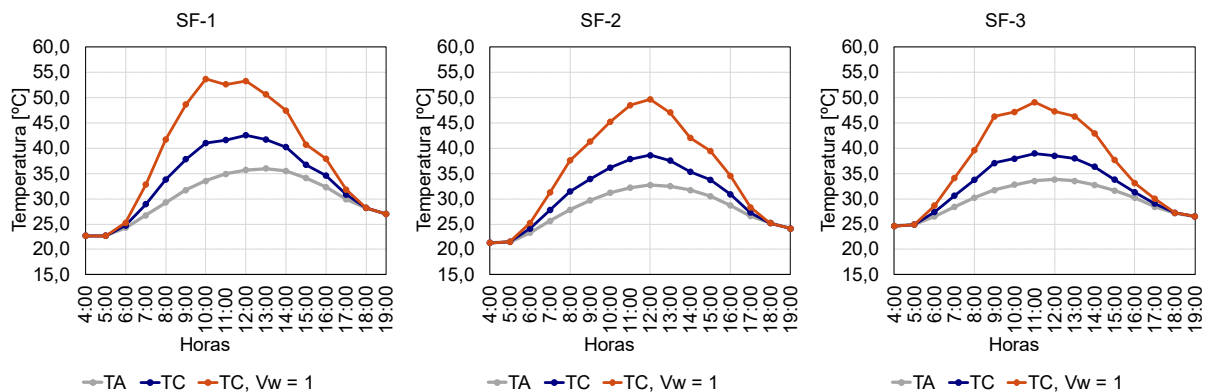
Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir da metodologia adotada para estimar a geração de energia elétrica por SFs. Inicialmente, são apresentados testes de algumas funções presentes na metodologia proposta (MP). Em seguida, são apresentadas as comparações entre as simulações com a MP e dados coletados pelo LEIAM. Posteriormente, é feita uma comparação entre os valores de irradiação média diária mensal obtidos nas bases SunData e NSRBD, para cada local de instalação dos sistemas de GD reais. Por fim, são apresentadas estimativas de geração de energia, em cada um dos três sistemas reais, tanto com a mesma base de dados (NSRBD) quanto com bases distintas (SunData x NSRBD). Ao longo desses estudos, os resultados foram comparados utilizando as métricas estatísticas descritas no Capítulo 2.

6.1 TESTES DE FUNÇÕES DA METODOLOGIA PROPOSTA

6.1.1 Temperatura de operação dos Módulos

Em muitos trabalhos onde é necessário calcular a potência de saída de módulos fotovoltaicos, é considerado que o módulo trabalha com 20 °C a mais que a temperatura ambiente. A partir da base de dados do NSRBD e usando o modelo de cálculo de temperatura da célula, foram obtidos os valores horários dessa variável. A temperatura de operação foi calculada para duas situações. Em uma delas, usando integralmente a Equação (40) e em outra, considerando a velocidade do vento fixa em 1 m/s. O gráfico apresentado na Figura 30 ilustra a variação de temperatura ambiente e dos MFs ao longo do ano de 2022, em cada SF.

Figura 30 – Teste da função de cálculo da temperatura de operação da *string*.



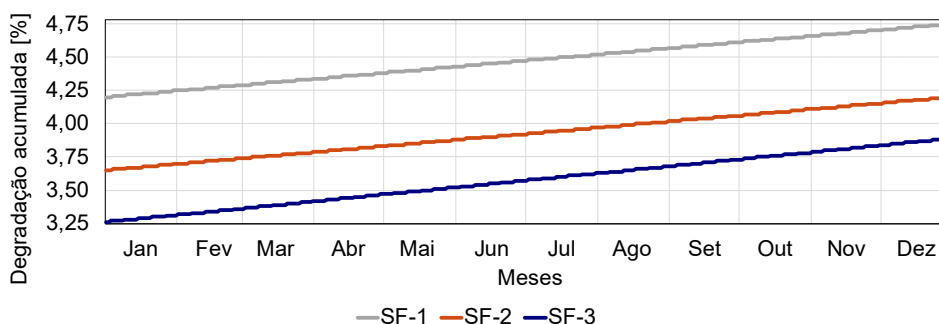
Fonte: Autoria própria.

Como se pode inferir a partir do gráfico, a temperatura da célula aumenta com a temperatura ambiente, como esperado, no entanto, essa diferença não corresponde as aproximações usadas na literatura. Nas três localidades, em períodos próximos do amanhecer e ao anoitecer, com a presença de Sol, essas variações são menores. Quando desconsiderado a influência do vento, a temperatura das células chega a mais de 50 °C. Isso reflete que a velocidade do vento influencia e em cidade com onde seu valor é maior, os módulos tendem a operar com uma temperatura menor.

6.1.2 Degradação dos módulos

Essa função permite determinar a degradação percentual do módulo, dia a dia, a partir da taxa de degradação anual e do tempo desde a instalação, permitindo obter valores atualizados e realizar previsões de perdas em função dessa característica. Na Figura 31, por exemplo, são apresentados os valores estimados com a MP para cada sistema fotovoltaico real ao longo de 2024. O gráfico ilustra visualmente o percentual pelo qual se espera que a eficiência de cada um deles diminua em relação ao momento da instalação.

Figura 31 – Teste da função de cálculo de degradação do módulo.



Fonte: Autoria própria.

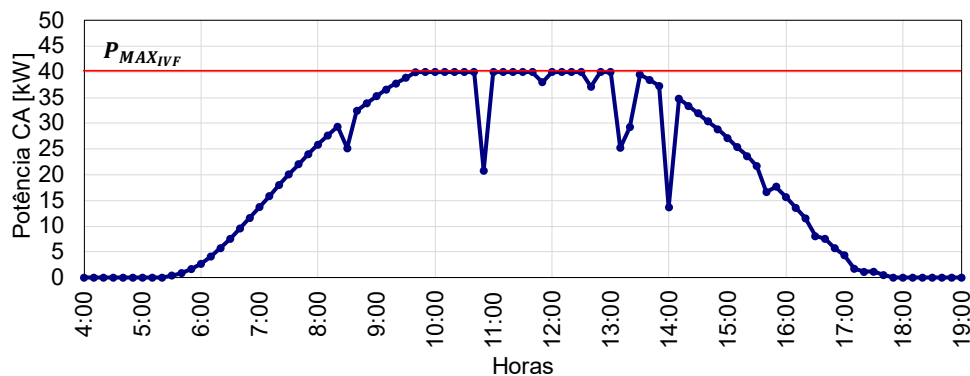
Em janeiro de 2024, por exemplo, o SF-1 deve apresentar degradação acumulada nos seis anos de funcionamento de 4,25%. Ao final deste ano, a eficiência dos módulos deve atingir perda acumulada de 4,75%. Por outro lado, o SF-3, em operação há 3 anos, exibe a menor perda acumulada, aproximadamente 3,25% e deve terminar o ano com 3,90%. No caso do SF-3, com menos tempo de operação, esse valor inicial é menor, no entanto, a taxa de degradação anual informada pelo fabricante é a maior de todas.

6.1.3 Limite de potência do inversor

A função apresenta duas funcionalidades distintas. Primeiramente, possibilita a quantificação das perdas de geração em função do limite máximo de potência do inversor, sendo especialmente relevante em sistemas sobredimensionados. Em segundo lugar, viabiliza a quantificação dessas perdas em situações nas quais a potência máxima do inversor é intencionalmente limitada devido a problemas técnicos específicos.

Na Figura 32, por exemplo, é apresentando o teste da função. Na situação, para o SF-1, em um dia típico de geração, o inversor de 50 kW, teve sua potência máxima de saída limitada em 40 kW. Pela figura, é possível inferir a limitação da potência de saída do inversor no período de 9h30 até as 13h. A energia que deixou de ser injetada na rede é então quantificada nas funções de estimativas de perdas.

Figura 32 – Teste da função de corte de geração do inversor.



Fonte: Autoria própria.

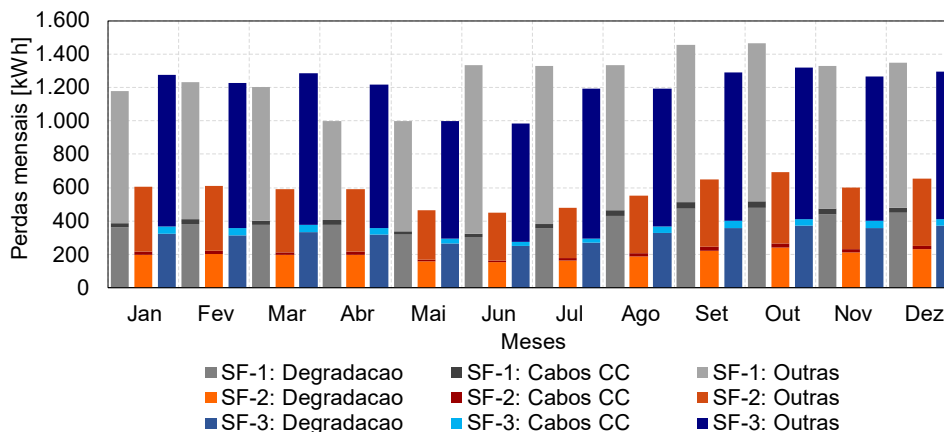
6.1.4 Estimativas de perdas

A metodologia desenvolvida destaca as estimativas de perdas como uma informação-chave, permitindo uma análise detalhada dos potenciais fontes de ineficiência nos sistemas fotovoltaicos. Essa abordagem visa orientar melhorias e otimizações ao compreender as perdas associadas em CC e CA.

Na Figura 33, em particular, são apresentadas as estimativas de perdas mensais na parte CC para cada um dos três sistemas. Na Figura 32 são apresentados os valores estimados para parte CA. Nas Tabela 13 e 15, são apresentados os valores anuais das perdas totais em CC e CA, expressas tanto em quilowatt-horas (kWh) quanto em percentual. Os valores percentuais são em comparação com a energia nominal de todos os dos módulos fotovoltaicos, que deveria ser, idealmente, a energia injetada na rede. Além disso, para efeitos de testes, os inversores

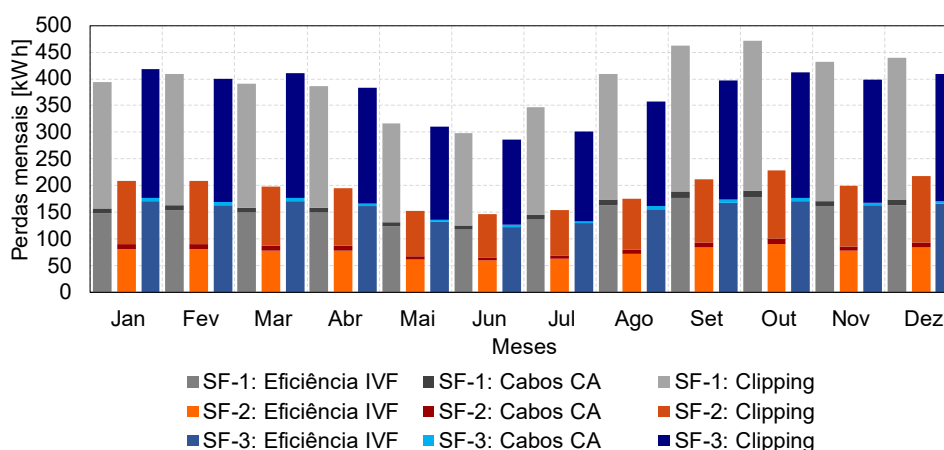
foram limitados em 10% da potência nominal, a fim de verificar ocorrências de *clipping* e quantificar as perdas de energia devido a isso.

Figura 33 – Perdas mensais em CC.



Fonte: Autoria própria.

Figura 34 – Perdas mensais em CA.



Fonte: Autoria própria.

A partir das figuras e das tabelas, observa-se que as perdas no cabeamento CC e CA revelaram-se relativamente baixas, conforme esperado. Na parte CC, os lances de cabeamento não ultrapassam 75 metros, utilizando cabos de 4 ou 6 mm² e com correntes nas *strings* limitadas a corrente de cada módulo, ficando abaixo de 10 A. Em CA, a maior lance é de 12 metros. Entretanto, é importante destacar que em sistemas com maior quantidade de *strings* e lances de cabeamento mais extensos e/ou com seção transversal menor, essas perdas podem aumentar significativamente.

Em contraste, as perdas de energia devido à degradação dos módulos solares são uma considerável fonte de ineficiência, variando entre 3,57% e 4,48% para os sistemas. A análise

global das perdas totais na parte CC, incluindo degradação, cabos, sujeira, sombreamento, *mismatch*, valores gerais entre 13,15% e 13,96%.

Tabela 14 – Perdas anuais estimadas pela MP em CC.

SF	Energia CC (kWh)	Degradação		Cabos CC		Totais CC	
		(kWh)	(%)	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
SF-1	106.167,1	4.760,3	4,48	342,80	0,32	14.816,0	13,96
SF-2	52.824,9	2.365,8	4,48	220,30	0,42	6.944,2	13,15
SF-3	108.028,2	3.862,5	3,57	455,58	0,42	14.284,9	13,22

Fonte: Autoria própria.

Na parte CA, observa-se que o fenômeno de "*clipping*" resultando em perdas significativas, com média de 2,50% entre os sistemas. As perdas por ineficiência do inversor permanecem abaixo de 2%. Esses fatores são os que mais contribuem para as perdas totais na parte CA, estimadas de 4,15 a 4,48%. Para todos os sistemas, as perdas totais estimadas têm média aproximada de 18% ao ano.

Tabela 15 – Perdas anuais estimadas pela MP em CA.

SF	<i>Clipping</i>		Eficiência IF		Cabos CA		Totais CA	
	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)	(kW)	(%)
SF-1	2812,3	2,65	1.827,0	1,72	113,60	0,11	4.752,7	4,48
SF-2	1.283,2	2,43	917,6	1,73	94,59	0,18	2.295,3	4,35
SF-3	2.544,4	2,36	1.874,9	1,74	64,83	0,06	4.484,1	4,15

Fonte: Autoria própria.

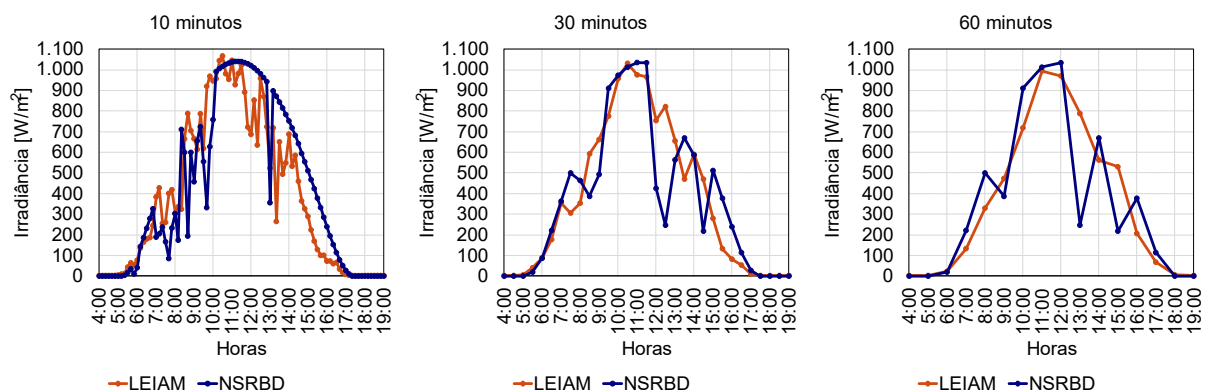
6.2 VERIFICAÇÃO COM DADOS DE LABORATÓRIO

Nesta parte do estudo, dados experimentais de irradiância, obtidos por meio de equipamentos do LEIAM, foram submetidos a uma comparação com os dados provenientes da base NSRBD. O objetivo principal dessa análise consistiu em avaliar a coerência e a compatibilidade entre os conjuntos de dados, a fim de verificar a compatibilidade dos dados da base com dados reais.

Na Figura 33, é apresentada a comparação entre as curvas de irradiância medidas e provenientes da base. Esta análise foi conduzida em três subfiguras, com diferentes intervalos temporais de amostragem: 10, 30 e 60 minutos. Cada subfigura ilustra a sobreposição das curvas, destacando nuances e discrepâncias nos dados. A observação inicial indica uma notável semelhança nas curvas, particularmente aos valores de 10 minutos. A concordância visual sugere que os dados apresentam coerência, principalmente durante esse intervalo temporal mais detalhado.

Entretanto, ao examinar mais de perto os dados, observou-se que em alguns pontos, a curva da NSRBD parece ser influenciada por técnicas de interpolação ou por um modelo presumidamente baseado em condições de céu limpo, introduzindo algumas discrepâncias pontuais. Essas discrepâncias são mais evidentes em intervalos de amostragem mais amplos, como nas curvas de 30 e 60 minutos, respectivamente, também revelam uma convergência visual. Uma descoberta significativa foi a identificação do pico de irradiância entre 11 h e 12 h, alinhando-se consistentemente com os cálculos de geometria solar realizados.

Figura 35 – Curvas de irradiância medidas no LEIAM e da base NSRBD.



Fonte: Autoria própria.

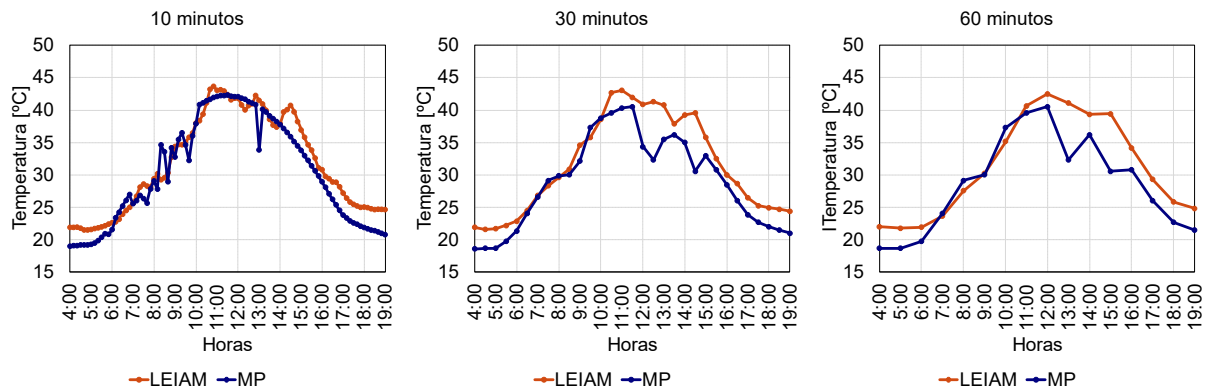
Após a conclusão da verificação da irradiância, a investigação prosseguiu para a análise da temperatura, corrente e potência do módulo, comparando os dados medidos com aqueles estimados pela metodologia proposta. Nesses três casos também foram elaboradas curvas correspondentes aos intervalos de 10, 30 e 60 minutos para avaliar a consistência dos resultados.

A análise revelou uma concordância notável, para as três variáveis, especialmente nas curvas de 10 minutos, sugerindo que a metodologia proposta é eficaz em reproduzir essas variações do módulo durante intervalos mais curtos. Entretanto, divergências tornaram-se evidentes nas curvas de 30 e 60 minutos, onde alguns os valores estimados foram inferiores ou superiores aos dados medidos. Na Figura 34, em que estão apresentadas as curvas de temperatura de operação dos módulos, é possível visualizar essa sistemática, onde os valores estimados são inferiores aos medidos, principalmente no período de 11h30 e 13h. No período da manhã e tarde, foram correlatos aos medidos.

Um ponto relevante a ser destacado é que tanto nos dados medidos quanto nos valores obtidos pelo modelo, a temperatura de operação dos módulos não apresenta um acréscimo de 20 °C em relação à temperatura ambiente, conforme frequentemente adotado em estudos na área de energia solar. Observou-se que a maior temperatura registrada no módulo foi

aproximadamente 43,5 °C, enquanto a temperatura ambiente nesse momento era de 29,6 °C. Em média, entre as 5 h e 17 h, a temperatura do módulo foi de 33,67 °C, pela metodologia, foi de 30,7 °C, comparadas à temperatura ambiente de 26,1 °C.

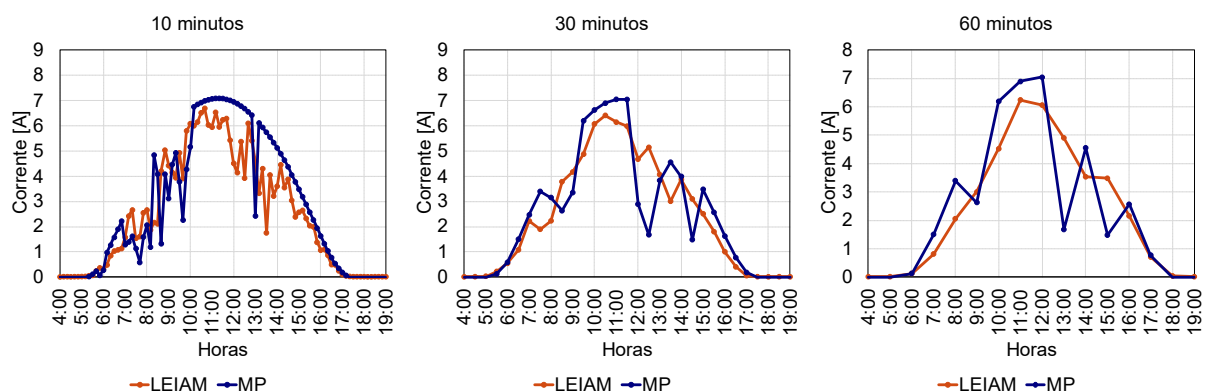
Figura 36 – Curvas de temperatura do módulo medidas no LEIAM e estimadas pela MP.



Fonte: Autoria própria.

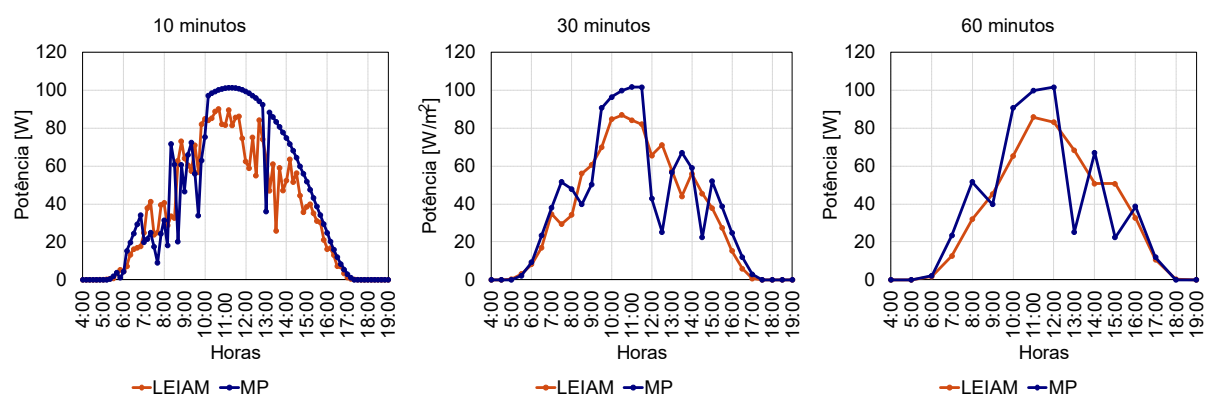
Na Figura 35 e 36 são apresentados os valores comparados de corrente e potência no ponto de MPP do módulo, respectivamente. Para as duas grandezas, é possível inferir que a metodologia tende a indicar valores maiores que o medidos nos pontos de máxima irradiância. Na pratica, isso já era esperando, tendo em vista que a corrente sofre maior influência dessa variável climática e, conseqüentemente, influencia diretamente na potência de saída do módulo. Na média calculada para o intervalo de funcionamento do painel, a estimativa para corrente foi de 3,24 A e para potência foi de 46,90 W, contra 3,13 A e 44,80 W medidos.

Figura 37 – Curvas de corrente do módulo medidas no LEIAM e estimadas pela MP.



Fonte: Autoria própria.

Figura 38 – Curvas de potência do módulo medidas no LEIAM e estimadas pela MP.



Fonte: Autoria própria.

Após a execução de simulações detalhadas e análises, os valores obtidos pela metodologia proposta foram submetidos a uma comparação com os dados reais. A comparação estatística foi conduzida utilizando métricas tradicionais já descritas. Os valores estão apresentados na Tabela 15. Na Tabela, o MAE, o MBE e o RMSE têm magnitudes semelhantes às unidades de medida das variáveis, enquanto NMBE e o NRMSE são em termos percentuais e FC e R^2 são adimensionais.

Os resultados indicaram uma boa concordância entre os valores simulados e os dados reais, especialmente em intervalos de tempo menores, corroborando as observações visuais anteriores. As métricas da temperatura apresentaram os melhores resultados, com menores erros e altos valores de FC e R^2 . As demais variáveis apresentaram métricas semelhantes, com erros médios em torno de 18% e valores de FC e R^2 , em torno de 0,85 e 0,73, respectivamente, indicando bom ajuste.

Tabela 16 – Estatísticas para valores medidos no LEIAM e estimados na MP.

Variável	Intervalo (min)	MAE	MBE	NMBE	RMSE	NRMSE	FC	R^2
Irradiância (W/m ²)	10	142,60	44,82	9,40	186,96	17,51	0,87	0,75
	30	128,72	-4,83	-1,04	183,73	17,81	0,85	0,71
	60	138,63	-6,91	-1,55	199,77	20,14	0,83	0,69
Temperatura (°C)	10	1,77	-0,91	-2,70	2,26	10,22	0,96	0,92
	30	2,72	-2,50	-7,48	3,62	16,97	0,93	0,86
	60	3,08	-2,45	-7,48	4,06	19,57	0,90	0,80
Corrente (A)	10	0,97	0,45	14,68	1,27	19,03	0,88	0,77
	30	0,84	0,11	3,72	1,13	17,61	0,86	0,74
	60	0,96	0,09	3,19	1,31	20,99	0,84	0,70
Potência (W)	10	14,91	7,60	17,15	19,00	21,08	0,87	0,76
	30	12,75	3,14	7,27	16,36	18,80	0,86	0,74
	60	14,57	2,75	6,63	18,98	22,10	0,84	0,70

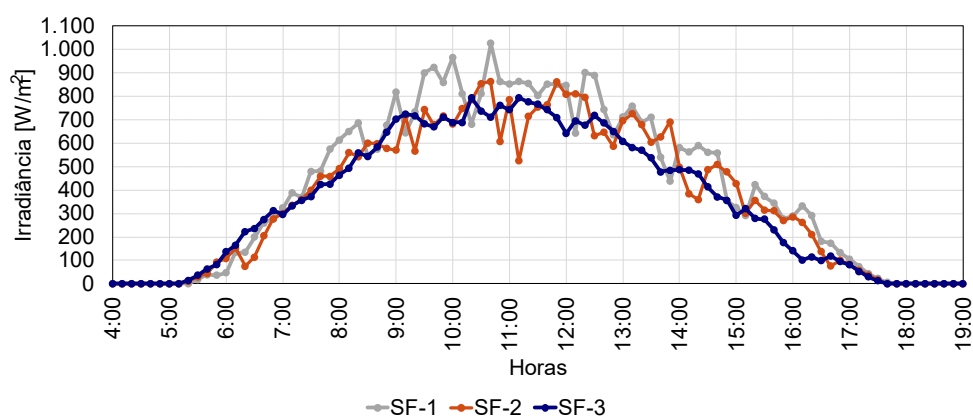
Fonte: Autoria própria.

6.3 COMPARAÇÃO ENTRE IRRADIAÇÃO MÉDIA: SUNDATA X NSRBD

Nessa etapa, foram examinados os dados relativos à irradiação média diária mensal em cada uma das bases de dados consideradas. É relevante observar que os registros fornecidos pela NSRBD são apresentados na forma de irradiância horária, conforme mostrado na Figura 37, que ilustra os dados para o primeiro dia de janeiro em cada sistema real examinado. Em contrapartida, a base do CRESESB apresenta os valores de irradiação de maneira diferente, demandando, assim, a obtenção dos valores médios a partir da base NSRBD.

Para realizar essa adaptação, procedeu-se à soma da irradiância (kW/m^2) horária para cada mês, resultando na irradiação (kWh/m^2) mensal. Posteriormente, esse valor foi dividido pelo número de dias correspondente a cada mês, resultando na irradiação diária média mensal ($\text{Wh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$). O procedimento foi realizado tanto para uma superfície inclinada, com um ângulo de 5° , correspondente à inclinação dos módulos nos sistemas reais, quanto para o plano horizontal. A irradiância horária, no plano inclinado, referente à base NSRBD, foi determinada aplicando o modelo de transposição de Perez, o qual está incorporado na metodologia proposta.

Figura 39 – Curvas de irradiância diária em cada sistemas real.



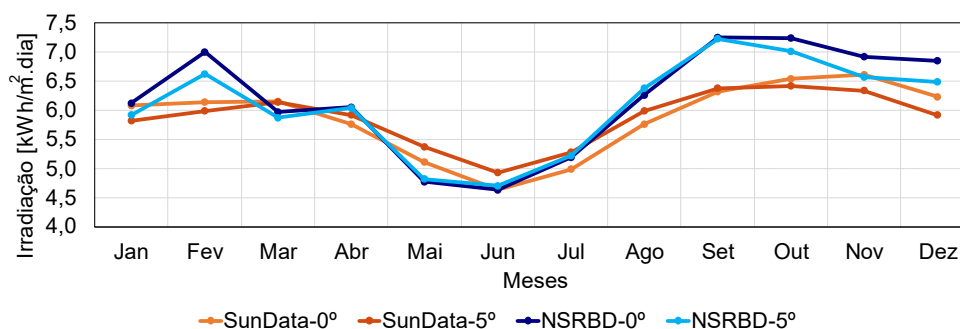
Fonte: Autoria própria.

Na Figura 38, estão representados os valores obtidos para o local de instalação do SF-1. Na Figura 39, são apresentados os resultados correspondentes ao SF-2, e na Figura 40, são evidenciados os dados relativos ao SF-3. Notavelmente, o SF-1 demonstrou, em geral, médias mais elevadas de irradiação solar em comparação com SF-2 e SF-3, enquanto o SF-2 apresentou as médias mais baixas. A presença de variações sazonais é evidente, com os meses de verão exibindo valores máximos de irradiação, contrastando com os meses de inverno que registram valores mínimos, independentemente da inclinação dos módulos.

Destaca-se que, ao se considerar o plano inclinado a 5° , ocorre uma diminuição consistente nos valores de irradiação média diária em comparação com o plano horizontal (0°)

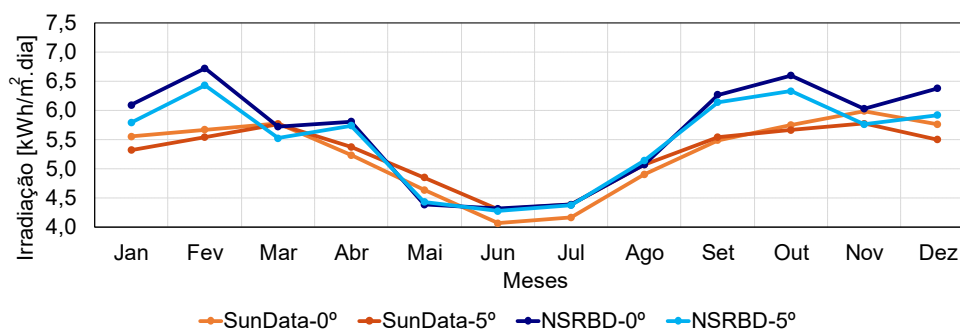
nos meses de primavera (setembro a dezembro) e verão (dezembro a março), em contrastes, nos meses de outono (março a junho) e inverno (junho a setembro) os valores no plano inclinado superam consistentemente os do plano horizontal, indicando que a inclinação favorece a captação nesses meses mais frios. Os resultados são coerentes aos esperados e apontam para a necessidade de considerar a sazonalidade e a inclinação ao planejar e avaliar a eficiência de sistemas fotovoltaicos (VILLALVA, 2017).

Figura 40 – Irradiação média diária mensal SunData x NSRBD para o SF-1.



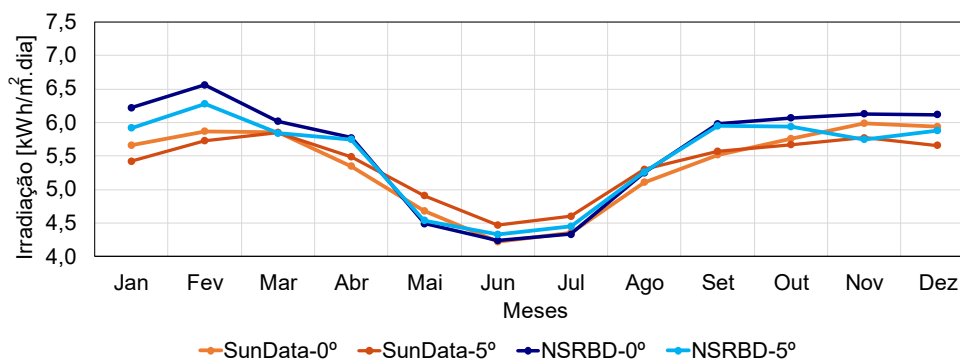
Fonte: Autoria própria.

Figura 41 – Irradiação média diária mensal SunData x NSRBD para o SF-2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 42 – Irradiação média diária mensal SunData x NSRBD para o SF-3.



Fonte: Autoria própria.

Na análise comparativa entre as bases de dados CRESESB e NSRBD, destacam-se discrepâncias, especialmente nos meses de fevereiro, setembro e outubro, enquanto as diferenças nos demais meses são mínimas. As métricas de desempenho, conforme apresentadas na Tabela 17, enfatizam essas baixas disparidades em termos de precisão. Os dados demonstram consistência, revelando baixos erros absolutos e raízes dos erros quadráticos médios, indicando coerência entre os dados. Além disso, a observação de fatores de correlação e coeficientes de determinação elevados destaca a compatibilidade entre os dados das bases e que a metodologia de transposição da MP consegue obter resultados coerentes com os dados indicados pelo SunData.

Tabela 17 – Estatísticas para valores de irradiação média diária SunData x NSRBD.

SF	Ângulo	MAE	MBE	NMBE	RMSE	NRMSE	FC	R ²
SF-1	0°	0,42	0,33	5,57	0,51	25,80	0,93	0,87
	5°	0,38	0,20	3,36	0,45	30,35	0,92	0,85
SF-2	0°	0,45	0,40	7,62	0,55	28,58	0,91	0,83
	5°	0,35	0,23	4,41	0,44	30,27	0,88	0,78
SF-2	0°	0,28	0,24	4,46	0,34	19,38	0,97	0,94
	5°	0,24	0,12	2,25	0,30	21,61	0,94	0,89

Fonte: Autoria própria.

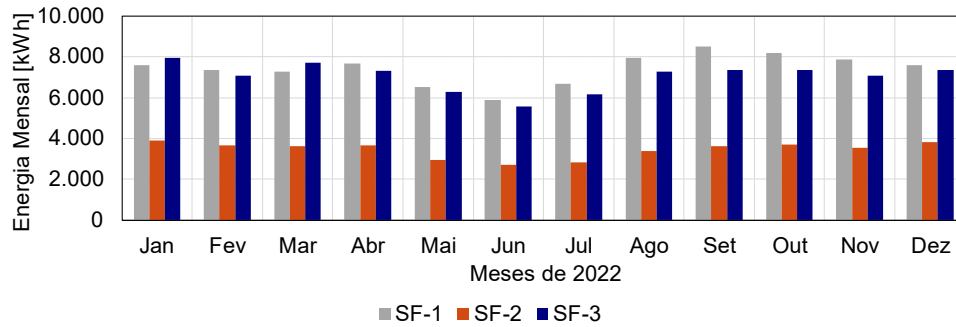
Nessa análise, inicialmente considerou-se a inclusão dos dados do INMET para permitir a comparação entre as três bases. Entretanto, no estado da Paraíba, apenas seis estações de coleta do INMET estão disponíveis. Para o SF-1, a estação mais próxima, em Patos - PB (referência A321), localizada a 43 km do local de instalação, apresenta dados com muitas falhas ao longo de 2022, com alguns dias sem medições e, em outros, disponíveis apenas por poucas horas, variando de uma a cinco horas. A estação A316, em Caicó - RN, fica a quase 60 km, apresentando lacunas semelhantes nos dados. No caso do SF-2, os dados da estação A313, situada a 5 km, estão integralmente disponíveis. Já para o SF-3, a estação mais próxima é a A320, localizada em João Pessoa - PB, com todos os dados disponíveis, porém distante mais de 70 km de Itabaiana. Essas limitações na disponibilidade e qualidade dos dados do INMET levaram à decisão de utilizar apenas as bases NSRBD e CRESESB para análise.

6.4 ESTIMATIVAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Na Figura 43, são apresentados os dados de geração reais, no período indicado, para os três sistemas, SF-1, SF-2 e SF-3. É possível observar que o mês com menor geração para os três sistemas é junho, o que era esperado, uma vez que os níveis de irradiação são os menores para a região da Paraíba. Em relação à maior geração, para o SF-1, ocorreu em setembro e em

outubro, enquanto para o SF-2, nos meses de janeiro e dezembro. Já para o SF-3, os meses de melhor geração foram janeiro e março. Com relação a energia total produzida anual, observou-se, respectivamente, um total de 89.209 kWh, 41.434 kWh e 84.545 kWh.

Figura 43 – Dados de geração reais de cada sistema.



Fonte: Autoria própria.

Esses valores foram comparados com valores estimados de energia para cada sistema utilizando a metodologia tradicional (MT) e a metodologia proposta (MP), utilizando as métricas estatísticas descritas no Capítulo 2. Vale destacar aqui que os dados fornecidos dos sistemas reais são energia na saída do inversor, assim, para efeitos de análises, na metodologia proposta não foram consideradas as perdas no cabeamento CA. Dessa maneira, a energia indicada nas análises também correspondera ao valor gerado na saída do inversor. Na MT, considerou-se a irradiação média diária mensal obtida anteriormente e o TD unitário. Em uma outra situação, o TD foi considerado 0,75, como indicado na literatura e o modelo foi novamente simulado. O procedimento foi adotado inicialmente com a mesma base de dados (NSRBD) e em seguida com bases diferentes (SunData *versus* NSRBD).

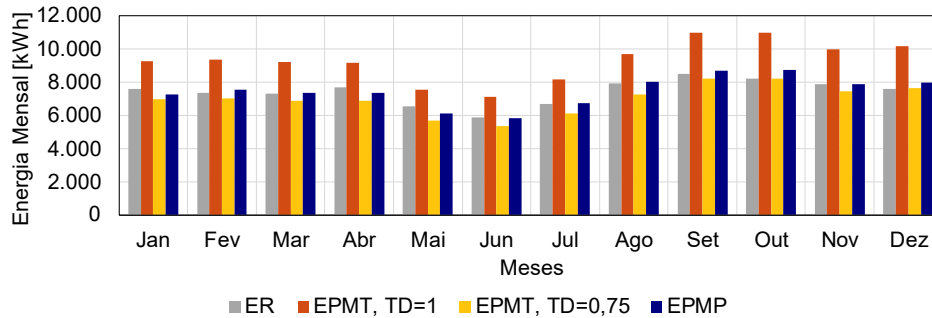
6.4.1 Estimativas com a mesma base de dados (NSRBD)

Nessa análise, foram utilizados os dados da NSRBD para estimar a geração dos sistemas pelas duas metodologias. Essa consideração foi feita para manter o mesmo referencial e avaliar possíveis discrepância entre os métodos. Os valores obtidos, apresentados nas Figuras 42 a 44, para cada SF, teoricamente nos dois casos foram então comparados com os dados reais de geração, descritos anteriormente. Nas Figuras, são indicadas a energia real gerada pelos SFs (ER), a energia prevista a partir da MP (EPMP) e a energia prevista a partir da MT (EPMT), quando TD vale 1 e quando vale 0,75.

Após as simulações, foram então calculadas as métricas estatísticas para análise pelas duas metodologias. Os valores obtidos são indicados na Tabela 18. Na tabela é apresentado

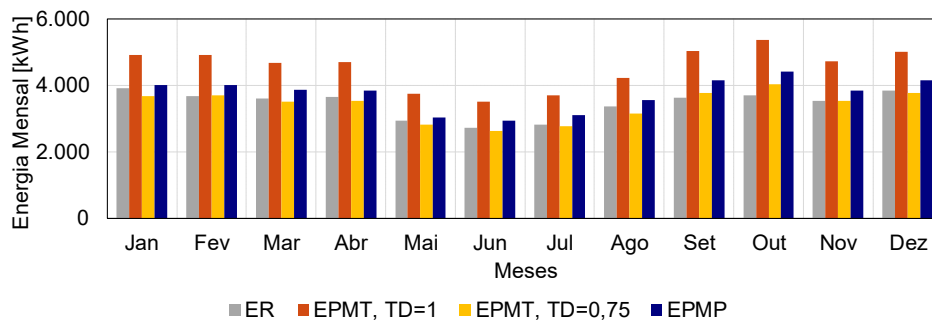
também um novo TD calculado. Vale ressaltar novamente que o MAE, o MBE e o RMSE têm dimensões semelhantes às unidades de medida das variáveis, neste caso, kWh. Por outro lado, o NMBE e o NRMSE são em termos percentuais e FC, R^2 e TD são adimensionais.

Figura 44 – Energia real e estimada usando a NSRBD para o SF-1.



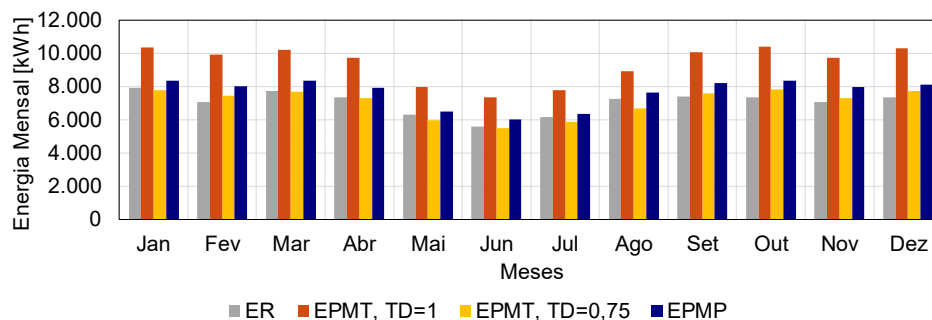
Fonte: Autoria própria.

Figura 45 – Energia real e estimada usando a NSRBD para o SF-2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 46 – Energia real e estimada usando a NSRBD para o SF-3.



Fonte: Autoria própria.

Quando a TD é considerada como unitária, observa-se que a MT tende a superestimar a geração de energia em todos os meses, nos três sistemas avaliados. Essa superestimação ocorre devido à falta de consideração das perdas nos sistemas. Ao adotar uma TD de 0,75, indicando perdas totais de 25%, as estimativas tornam-se mais coerentes. No entanto, mesmo com essa

correção, alguns meses indicam subestimação, enquanto outros apontam para superestimação. Por outro lado, na MP, as estimativas são coerentes, porém sobrestimam a geração em todos os sistemas, para quase todos os meses. Isso sugere que a inclusão de mais fatores de perdas deve ser considerada para melhorias futuras na metodologia. Essa discrepância é mais evidente no SF-3, onde a característica bifacial dos módulos não foi considerada, o que, na verdade, aumenta a eficiência do sistema e contribui para as estimativas mais discrepantes. Essas observações ressaltam a importância de aprimorar a modelagem, levando em conta características específicas dos sistemas, como a bifacialidade, e a incorporação de fatores de perdas mais abrangentes para melhorar a precisão das estimativas de geração de energia.

Tabela 18 – Estatísticas para valores estimados de geração usando a NSRBD.

SF	Método	MAE	MBE	NMBE	RMSE	NRMSE	FC	R ²	TD
SF-1	MT _{TD=1}	1866,10	1866,10	25,10	1935,88	73,58	0,96	0,91	0,80
	MT _{TD=0,75}	468,70	-458,94	-6,17	536,72	20,40	0,96	0,91	1,07
	MP	221,11	26,28	0,35	277,83	10,56	0,96	0,92	1,00
SF-2	MT _{TD=1}	1095,05	1095,05	31,71	1123,17	94,48	0,95	0,89	0,76
	MT _{TD=0,75}	123,14	-41,93	-1,21	150,09	12,63	0,95	0,89	1,01
	MP	294,06	294,06	8,52	338,43	28,47	0,94	0,88	0,92
SF-3	MT _{TD=1}	2369,07	2369,07	33,63	2424,99	102,53	0,93	0,86	0,75
	MT _{TD=0,75}	262,28	15,45	0,22	310,84	13,14	0,93	0,86	1,00
	MP	610,28	610,28	8,66	669,12	28,29	0,95	0,91	0,92

Fonte: Autoria própria.

Com relação às métricas de desempenho, no cenário MT_{TD=1}, evidencia-se um MAE elevado, indicando uma discrepância média significativa entre as previsões e os valores reais. O MBE e o RMSE também apresentam valores elevados, denotando um desvio positivo e uma dispersão considerável nos resultados. A métrica normalizada NMBE, com média de 30%, aponta para uma tendência de superestimação dos resultados nesse cenário. Em contrapartida, no cenário MT_{TD=0,75}, observa-se uma melhoria substancial, com redução significativa em MAE, MBE e RMSE, e um NMBE médio de -2,5%, indicando subestimação dos resultados. O MP destaca-se com resultados mais equilibrados, apresentando baixos valores de erros, com um NMBE médio de 5,8%, uma boa correlação (R² médio de 0,90) e um menor NRMSE médio de 15,60%, em comparação com a MT_{TD=0,75}. Esses indicadores sugerem que a MP oferece uma abordagem mais equilibrada entre subestimação e superestimação, além de uma boa precisão em relação aos demais cenários.

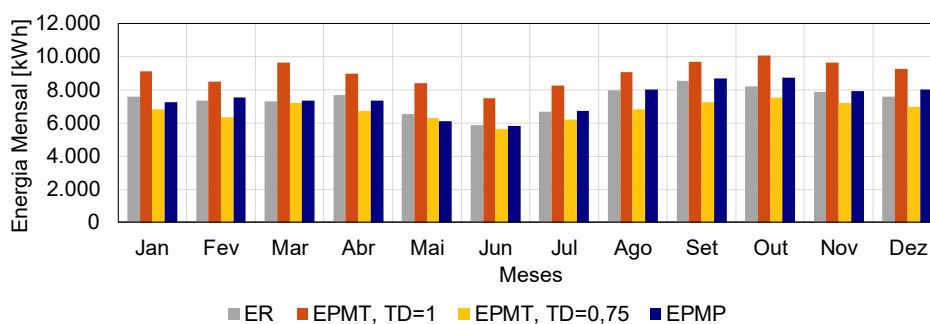
6.4.2 Estimativas com bases de dados distintas (SunData x NSRBD)

Nessa análise, as metodologias foram aplicadas sem alterações nas bases de dados. Assim, considerou-se a irradiação média diária mensal obtida na base do SunData para

simulações da metodologia tradicional e os dados climáticos do NSRBD para a metodologia proposta. Essas considerações mantêm a aplicação das duas metodologias de maneira fidedigna ao adotado na metodologia.

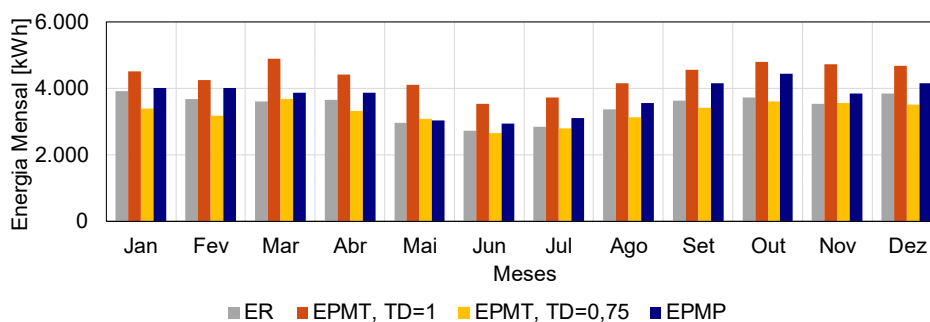
Nas Figura 45 e 46, são ilustrados os valores da energia real e prevista pela MP e pela MT com TD igual a 0,75 e 1. Os valores obtidos nas métricas estatísticas são indicados na Tabela 19. A análise desses dados indica conclusões semelhantes às que foram constatadas anteriormente. Quando a TD é considerada unitária, observa-se que a MT tende a superestimar a geração de energia em todos os meses, nos três sistemas avaliados. Ao adotar uma TD de 0,75, as estimativas tornam-se mais coerentes, mas agora indicam subestimação, em quase todos os meses, para os três sistemas. Isso indica que o uso da base SunData na MT reduz as estimativas de geração para os dois valores da TD.

Figura 47 – Energia real e estimada usando SunData x NSRBD para o SF-1.



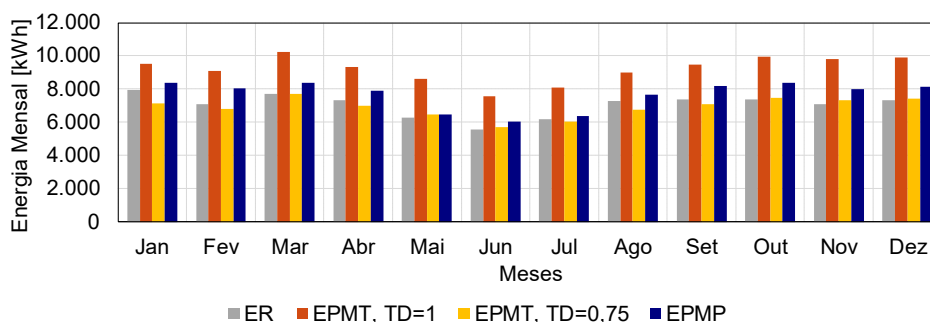
Fonte: Autoria própria.

Figura 48 – Energia real e estimada usando SunData x NSRBD para o SF-2.



Fonte: Autoria própria.

Figura 49 – Energia real e estimada usando SunData x NSRBD para o SF-3.



Fonte: Autoria própria.

No que diz respeito às métricas de desempenho, em relação às análises da seção 5.4.1, no cenário $MT_{TD=1}$, destaca-se um MAE menor em comparação com o cenário anterior, embora ainda elevado, indicando uma discrepância média significativa entre as previsões e os valores reais. No entanto, tanto o MBE quanto o RMSE continuam apresentando valores elevados, sinalizando um desvio positivo e uma dispersão considerável nos resultados. Apesar de uma redução, a métrica normalizada NMBE ainda tem uma média de 26%, apontando para uma tendência de superestimação dos resultados nesse cenário. Por outro lado, no cenário $MT_{TD=0,75}$, observa-se uma melhoria substancial, com uma redução significativa em MAE, MBE e RMSE em relação ao cenário $MT_{TD=1}$. No entanto, é importante notar que o NMBE médio de -5,5% indica uma subestimação dos resultados ainda maior ao utilizar essa base de dados.

Tabela 19 – Estatísticas para valores estimados de geração usando SunData x NSRBD.

SF	Método	MAE	MBE	NMBE	RMSE	NRMSE	FC	R ²	TD
SF-1	$MT_{TD=1}$	1570,35	1570,35	21,12	1607,99	61,12	0,88	0,78	0,83
	$MT_{TD=0,75}$	680,75	-680,75	-9,16	767,70	29,18	0,88	0,78	1,10
	MP	221,11	26,28	0,35	277,83	10,56	0,96	0,92	1,00
SF-2	$MT_{TD=1}$	906,93	906,93	26,27	933,57	78,53	0,84	0,71	0,79
	$MT_{TD=0,75}$	218,32	-183,02	-5,30	275,83	23,20	0,84	0,71	1,06
	MP	294,06	294,06	8,52	338,43	28,47	0,94	0,88	0,92
SF-2	$MT_{TD=1}$	2166,98	2166,98	30,76	2196,08	92,85	0,89	0,78	0,76
	$MT_{TD=0,75}$	260,21	-136,12	-1,93	335,25	14,17	0,89	0,78	1,02
	MP	610,28	610,28	8,66	669,12	28,29	0,95	0,91	0,92

Fonte: Autoria própria.

6.5 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos a partir da metodologia adotada para estimar a GE por SFs. Foram apresentados testes de algumas funções presentes na metodologia proposta, comparação entre os valores de irradiação média diária mensal das bases de dados usadas e comparação de resultados de simulações com dados reais em diferentes sistemas.

CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para aprimorar a de estimação de energia gerada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede, considerando os efeitos das condições climáticas e da sazonalidade do clima nos locais de instalação, bem como características físicas e elétricas desses sistemas de geração.

Na implementação da metodologia proposta (MP) em Python, foram apresentados métodos para representar os componentes dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede que, além de considerar exclusivamente as características elétricas disponíveis em folhas de dados dos componentes, integra as variáveis climáticas, sazonais, físicas e elétricas características de cada sistema. A metodologia permitiu caracterizar sistemas fotovoltaicos a partir de variáveis tais como irradiância, temperatura ambiente, velocidade dos ventos, degradação anual, eficiência, orientação e inclinação dos módulos e limites de potência e ineficiência do inversor. Além disso, foi possível tanto quantificar parcelas dos fatores de perdas como estimar a geração de energia elétrica ao longo do tempo nesses sistemas em intervalos horários, diários, mensais e anuais.

As estimativas das parcelas dos fatores de perdas na geração de energia, abrangeram perdas elétricas nos cabeamentos, limites de potência do inversor, ineficiências operacionais e degradação temporal dos módulos fotovoltaicos. Com a aplicação nos SF reais, observou-se que as perdas de energia devido à degradação dos módulos solares são uma fonte considerável de ineficiência, variando entre 3,57% e 4,48% para os sistemas. A análise global das perdas totais na parte CC, incluindo degradação, cabos, sujeira, sombreamento, *mismatch*, apresentam valores gerais entre 13,15% e 13,96%. Na parte CA, observa-se que o fenômeno de "*clipping*" leva a perdas com média de 2,50% entre os sistemas. As perdas por ineficiência do inversor permanecem abaixo de 2%. Esses fatores são os que mais contribuem para as perdas totais na parte CA, estimadas de 4,15 a 4,48%. Para todos os sistemas, as perdas totais estimadas têm média aproximada de 18% ao ano.

Na validação da MP, em comparação com a metodologia tradicional (MT) e os sistemas reais, as métricas estatísticas ressaltaram a eficiência em proporcionar uma abordagem equilibrada entre subestimação e superestimação, além de uma precisão consistente nos cenários de análise. No cenário $MT_{TD=1}$, destaca-se um elevado Erro Absoluto Médio (MAE), indicando uma discrepância significativa média entre as previsões e os valores reais. O Erro Médio (MBE) e o Erro Quadrático Médio (RMSE) também apresentam valores elevados,

refletindo um desvio positivo e uma dispersão considerável nos resultados. A métrica normalizada NMBE tem uma média entre 26% e 30% para o uso das bases NSRBD e SunData, respectivamente, indicando uma tendência de superestimação dos resultados. Em contrapartida, no cenário $MT_{TD=0,75}$, observa-se uma melhoria substancial, com redução significativa em MAE, MBE e RMSE. O NMBE médio entre -2,5% e 5,5% para o uso das bases NSRBD e SunData, respectivamente, sugere uma tendência de subestimação dos resultados nesse cenário. A metodologia proposta (MP) destaca-se com resultados mais equilibrados, apresentando baixos valores de erros, um NMBE médio de 5,8%, altos valores de FC e uma boa correlação, com R^2 médio de 0,90.

Por fim, na aplicação das metodologias, a MT com uma TD de 0,75 revela-se apropriada para realizar estimativas rápidas e coerentes em cenários em que os ângulos de inclinação e orientação dos módulos estão otimizados ou próximos da condição ideal (0 graus norte e inclinação próxima do ângulo da latitude), e quando a potência de pico dos módulos se aproxima da potência do inversor, condições essas dos sistemas reais estudados. Contudo, em situações que se desviam desses parâmetros, a metodologia pode demonstrar limitações ao não conseguir representar a geração dos sistemas em diferentes situações. Além disso, a incapacidade da MT em mensurar os fatores de perdas nos sistemas torna-se evidente. Em contraste, a MP:

- Permite a modelagem representativa de sistemas fotovoltaicos, refletindo sua dinâmica temporal em virtude das condições físicas, climáticas, sazonais e elétricas;
 - Oferece uma abordagem quantitativa fundamentada para estimar parte dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos;
 - Oferece a capacidade de avaliar como os ângulos de montagem dos módulos influenciam a geração de energia, contribuindo para um *design* mais eficiente;
 - Permite avaliar como o dimensionamento dos cabos afeta as perdas do sistema, fornecendo informações para otimização da infraestrutura elétrica;
 - Permite avaliar como o sobredimensionamento dos inversores pode impactar no desempenho do sistema;
 - Permite a avaliação do impacto do modelo dos módulos e inversores nas gerações e perdas dos sistemas, possibilitando a escolha de componentes que maximizem a eficiência.
-

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Com base nos resultados obtidos e nas observações feitas, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros para aprimorar e expandir a pesquisa:

1. Expandir a metodologia para considerar módulos bifaciais e cálculos de mais fatores de perdas, como métodos específicos para estimativas de sujidade, sombreamento e a indisponibilidade do sistema devido à manutenção ou falhas técnicas.
2. Realizar experimentos práticos para validar os resultados obtidos pela metodologia proposta, incluindo medições por um período de tempo maior que considere variações sazonais;
3. Explorar a incorporação de dados climáticos médios históricos na metodologia. A inclusão de séries temporais climáticas de longo prazo pode proporcionar uma visão mais abrangente dessas condições ao longo do tempo, permitindo ajustes na metodologia.
4. Investigar o uso de técnicas de inteligência artificial, como aprendizado de máquina e redes neurais, para melhorar a precisão das estimativas da metodologia proposta.
5. Projetar e implementar uma interface gráfica amigável que integre a metodologia proposta. Essa interface poderia oferecer aos usuários uma plataforma intuitiva para inserção de dados, visualização de resultados e ajuste de parâmetros.

6.2 PUBLICAÇÕES

Os resultados desta pesquisa foram divulgados por meio da submissão e publicação de artigo, cujos detalhes são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 – Trabalhos desenvolvidos durante a realização da pesquisa.

Autores	Título	Revista/Congresso	Ano
SOARES, R. A.; SILVA FILHO, M. Q. da.; DIAS, P. V.; DANTAS, F. B.; LUCENA, M. D.; FERNANDES Jr., D.; LOPES, F. V.	Análise da Geração de Energia Elétrica por Sistemas Fotovoltaicos na Paraíba: Desempenho Real versus Estimativas	X Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos	2023

Fonte: Autoria própria.

REFERÊNCIAS

- AGUIAR, R. J. *et al.* Simple Procedure for Generating Sequences of Daily Radiation Values Using a Library of Markov Transition Matrices. *Solar Energy*, v. 40, n. 1, p. 269-279, 1988.
- AGUIRRE, M.; IBIKUNLE, G. Determinants of Renewable Energy Growth: A Global Sample Analysis, *Energy Policy*, vol. 69, pp. 374-384, 2014.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 out. 2023.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Caderno Temático: Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 2ª ed. Brasília, 2016.
- ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.
- CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS *et al.* Atlas Eólico e Solar: Ceará. Curitiba: Camargo Schubert; Fortaleza: ADECE, FIEC, SEBRAE, 2019. 188 p.
- CARDOSO, I. S. Metodologia de Regulação de Tensão no PAC de uma Rede de Distribuição Secundária após a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica. Universidade Federal de Campina Grande (Dissertação de Mestrado), Campina Grande, Paraíba, 2016.
- COELHO, L. D. N. Modelos de Estimativa das Componentes de Radiação Solar a Partir de Dados Meteorológicos. 129 p. Tese (Doutorado), Universidade de Brasília, 2016.
- COELHO, R. F.; MARTINS, D. C. An Optimized Maximum Power Point Tracking Method Based on PV Surface Temperature Measurement. In: *Sustainable Energy*, 2012.
- COHEN, I. *et al.* Pearson correlation coefficient. Noise reduction in speech processing, p. 1-4, 2009.
- CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Potencial Solar - SunData 3.0. Disponível em: <<https://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- DAM, R. S. *et al.* Application of radioactive particle tracking and an artificial neural network to calculating the flow rate in a two-phase (oil–water) stratified flow regime. *Applied Radiation and Isotopes*, [s. l.], v. 180, e-article 110061, 2022.
- DAVID, M.; LAURET, P.; BOLAND, J. Evaluating tilted plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 51, p. 124-131, 2013.
- DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Fourth Edition. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
-

- DURISCH, W., *et al.* Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 91, 79–84, 2007.
- FARANDA, R. S. *et al.* The Optimum PV Plant for a Given Solar DC/AC Converter. In: *Energies*, 2015.
- GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE *et al.* Atlas eólico e Solar do Estado do Rio Grande do Norte, Natal: ISI-ER, 2022.
- GUEYMARD, C. A. An Anisotropic Solar Irradiance Model for Tilted Surfaces and Its Comparison with Selected Engineering Algorithms. *Solar Energy*, 38, 367-386, 1987.
- HAHN, G. J. The coefficient of determination exposed. *Chemtech*, v. 3, n. 10, p. 609-612, 1973.
- HAY, J. E., DAVIES. J. A. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. *Proc. of First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, 1980.
- HOVE, T. A Method for Predicting Long-Term Average Performance of Photovoltaic Systems. *Renewable Energy*, 21, 207-229, 2000.
- INMET - Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- IQBAL, M. *An Introduction to Solar Radiation*. Toronto, Canada: Academic Press, 1983.
- IRENA, I. R. E. A. *Renewable Power Generation Costs in 2017*, 2017.
- KALOGIROU, S. A. *Engenharia de Energia Solar: Processos e Sistemas*. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 864 p.: il., 2016.
- KARUNASINGHA, D. S. K. Root mean square error or mean absolute error? Use their ratio as well. *Information Sciences*, [s. l.], v. 585, p. 609-629, March, 2022.
- KING, D. L. *et al.* Analysis of Factors Influencing the Annual Energy Production of Photovoltaic Systems. *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, New Orleans, LA, USA, 2002.
- KIVALOV, S. N. Improved Ray Tracing Air Mass Numbers Model. *Applied Optics*, vol. 46, no. 29, 2007.
- KLUCHER, T. M. Evaluation of Models to Predict. *Solar Energy*, v. 23, p. 111-114, 1979.
- KROPOSKI, B. *et al.* A Comparison of Photovoltaic Module Performance Evaluation Methodologies for Energy Ratings. Presented at the First World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Waikoloa, Hawaii, December 5-9, 1994.
- KUMAR, B. S., & SUDHAKAR, K. Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India. *Energy Reports*, 1, 184–192, 2015.
-

- LIU, B.; JORDAN, R. Daily insolation on surfaces tilted towards equator. *ASHRAE J.*; (United States), v. 10, 10, 1961.
- LOUTZENHISER, P. G. *et al.* Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation. *Solar Energy*, v. 81, n. 2, p. 254-267, 2007.
- MARION, W. *et al.* Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In: *Proceedings of the 31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference*, Lake Buena Vista, Florida, 2005.
- MASTERS, G. M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. "Published simultaneously in Canada" – Title page verso, 2013.
- MEDEIROS, C. A. G.; MARTINS, A. M. Geometria Sol-Terra: Revisão Didática com Ênfase no Hemisfério Sul e Direcionada pela ABNT NBR 10899:2013. Apresentado no VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020.
- MELO, L. S. de. Análise Comparativa de Modelos de Fontes Fotovoltaicas no Contexto da Geração Distribuída. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, 2018.
- MOUNETOU, R. *et al.* Oversizing array-to-inverter (dc-ac) ratio: What are the criteria and how to define the optimum? In: *Proc. Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib*, p. 2813–2821, 2014.
- MUBARAK, R.; HOFMANN, M.; RIECHELMANN, S.; SECKMEYER, G. Comparison of modelled and measured tilted solar irradiance for photovoltaic applications. *Energies*, v. 10, n. 11, 2017.
- MYERS, D. R. *Solar Radiation: Practical Modeling for Renewable Energy Applications*. Boca Raton, FL: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013.
- NASA. POWER - Prediction of Worldwide Energy Resource. Metodologia. Fontes de Dados. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/docs/methodology/data/sources/>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- NETO, A. A. A.; LOPES, F. V.; ABRAHÃO, R. The Role of Spatial Databases for Climatic and Solar/Wind Energy Generation Studies: A Bibliometric Review. In: *2023 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. IEEE, p. 1-7, 2023.
- NOTTON, G., *et al.* Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy*, 35, 541–554, 2010.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. National Solar Radiation Database (NSRDB): International Data. Disponível em: <<https://nsrdb.nrel.gov/data-sets/international-data>>. Acesso em: 10 ago. 2023.
- OLIVEIRA, S. A. Geração Distribuída Fotovoltaica: Avaliação dos Impactos Técnicos e um Breve Estudo de Viabilidade Econômica. Universidade Federal de Campina Grande (Dissertação de Mestrado). Campina Grande, 2016.
-

- OLIVEIRA, T. P. Análise e Desenvolvimento de Ferramentas para Simulação de Sistemas Fotovoltaicos. Universidade Estadual de Campinas (Dissertação de Mestrado) , Campinas. 2019.
- OLIVEIRA, T. P. *et al.* Comparison of Irradiance Decomposition and Energy Production Methods in a Solar Photovoltaic System. World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Energy and Power Engineering, 13(5), 2019.
- PADOVAN, A.; Del Col, D. Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes. Solar Energy, v. 84, n. 12, p. 2068-2084, 2010.
- PALUDO, J. A. Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente. Universidade de São Paulo (Dissertação de Mestrado), São Paulo, 2014.
- PEREIRA, E. B. *et al.* Atlas brasileiro de energia solar. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 80 p., 2017.
- PEREZ, R.; INEICHEN, P.; SEALS, R.; MICHALSKY, J.; STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. Solar Energy, v. 44, n. 5, p. 271-289, 1990
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES, CEPEL - DTE - CRESESB. Edição Revista e Atualizada. Rio de Janeiro, março de 2014.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.
- QU, Y.; LIANG, S.; LIU, Q.; HE, T.; LIU, S.; LI, X. Mapping Surface Broadband Albedo from Satellite Observations: A Review of Literatures on Algorithms and Products. p. 990-1020, 2015.
- RAMPINELLI, G. A.; MACHADO, S. Manual de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída: Teoria e Prática. 1.ed. Curitiba: Brasil, 2021.
- REINALDO, P. M.; DUPCZAK, B. S.; ARANHA NETO, E. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede de baixa tensão da CELESC. Eletrônica de Potência, Florianópolis, v. v. 25, n. 3, p. 316-325, 2020.
- REINDL, D.; BECKMAN, W.; DUE, J. Diuse fraction correlations. Solar Energy, v. 45, n. 1, p. 1-7, 1990.
- REIS, R.; TIBA, C. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais – Volume II. Editora Futura Express. 236 f. : il. Belo Horizonte, MG, 2016.
- SANTOS, H. F. L. *et al.* Que fonte de dados meteorológicos utilizar no Brasil? Que incerteza esperar? Uma comparação entre diferentes abordagens e variadas fontes de dados. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 2020.
-

SECRETARIA DE ESTADO DA INFRAESTRUTURA E DOS RECURSOS HÍDRICOS. Atlas solarimétrico da Paraíba. Cachoeira Paulista, SP: Centro de Gestão de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação, 2023.

SILVA, M. K. Estudo de Modelos Matemáticos para Análise da Radiação Solar e Desenvolvimento de Ferramenta para Modelagem e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos. Universidade Estadual de Campinas (Dissertação de Mestrado), Campinas, 2019.

SMETS, A. H. M. *et al.* Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems. UIT Cambridge, England. Delft, the Netherlands and Berlin, Germany, 2015.

SPENCER, J. W. Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, v. 2, n. 5, p. 172, 1971.

ŠÚRI, M., *et al.* PV-GIS: a web-based solar radiation database for the calculation of PV potential in Europe. *International Journal of Sustainable Energy*, 24(2), 55–67, 2005.

TELES FILHO, P. M. C. Estudos da viabilidade econômica da micro e minigeração fotovoltaica à luz da resolução normativa nº 482 da ANEEL. Universidade Federal do Ceará (Dissertação de Mestrado), Fortaleza, 2015.

TIBA, C. *et al.*, Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Solarimétricos. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 111 p, 2000.

TIEPOLO, G. M. *et al.* Atlas de energia solar do Estado do Paraná-resultados. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 9, n. 1, p. 01-10, 2018.

TIWARI, G. N.; DUBEY, S. *Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications*. Published by The Royal Society of Chemistry, Thomas Graham House, Science Park, Milton Road, Cambridge CB4 0WF, UK, 2010.

VANEK, F. M.; ALBRIGHT, L. D. *Energy Systems Engineering: Evaluation and Implementation*. McGraw-Hill Companies, 2008.

VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações*. 2a ed, Saraiva, 2017.

WANG, W. *et al.* Irradiance-to-power conversion based on physical model chain: An application on the optimal configuration of multi-energy microgrid in cold climate. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, June 2022.

YANG, R. L. *et al.* (2020). Estimativa da Taxa de Desempenho a Partir da Potência de Saída para um Sistema Fotovoltaico em Curitiba. In: VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 01 a 05 de junho de 2020.

YANG, R. L. *et al.* Estimção da Temperatura em Células Fotovoltaicas para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba. *Smart Energy Paraná*, 2018.