



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANA PATRICIA FONTENELE BARROS

**PREDIÇÃO DA TEMPERATURA OPERACIONAL DAS CÉLULAS
FOTOVOLTAICAS: UMA ANÁLISE DOS MODELOS PARA AS CONDIÇÕES DO
CLIMA SEMIÁRIDO BRASILEIRO**

FORTALEZA

2022

ANA PATRICIA FONTENELE BARROS

PREDIÇÃO DA TEMPERATURA OPERACIONAL DAS CÉLULAS
FOTOVOLTAICAS: UMA ANÁLISE DOS MODELOS PARA AS CONDIÇÕES DO
CLIMA SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Monografia apresentada ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Coorientadora: MSc. Leticia de Oliveira Santos

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B273p Barros, Ana Patricia Fontenele.

Predição da temperatura operacional das células fotovoltaicas : uma análise dos modelos para as condições do clima semiárido brasileiro / Ana Patricia Fontenele Barros. – 2022.
98 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.

Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
Coorientação: Profa. Ma. Leticia de Oliveira Santos.

1. Geração fotovoltaica. 2. Temperatura de operação das células FV. 3. Modelos térmicos FV . I. Título.
CDD 621.3

ANA PATRICIA FONTENELE BARROS

PREDIÇÃO DA TEMPERATURA OPERACIONAL DAS CÉLULAS
FOTOVOLTAICAS: UMA ANÁLISE MODELOS PARA AS CONDIÇÕES DO CLIMA
SEMIÁRIDO BRASILEIRO

Monografia apresentada ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia.

Aprovada em: 08 / 02 / 2022 .

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

MSc. Leticia de Oliveira Santos
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof^a. Dr^a. Renata Imaculada Soares Pereira
Instituto Federal de Alagoas (IFAL)

Este trabalho é dedicado a meu avô, Jaime Ferreira Barros (*in memoriam*), que sempre me ensinou que a única coisa que é nossa de verdade, é o conhecimento.

AGRADECIMENTOS

Primeiro a Deus por todas as bênçãos concedidas.

Agradeço a meu avô, Jaime Ferreira Barros, por ter sido o melhor exemplo de ser humano que uma criança poderia ter. Por todo amor, carinho e atenção a mim dedicados.

A minha mãe, Zuleide, e a meu pai, Emílio, pelo apoio constante. Agradeço as minhas irmãs, Letícia e Caroline, por estarem ao meu lado em todos os momentos, suportando estresses e me ajudando a superar problemas.

A meus amigos, Laísa, Pedro, Victor, Emanuelle, Aline e Valeska que estão comigo desde o início, obrigada por, mesmo de longe, sempre estarem ali por mim. Agradeço a todos meus amigos da faculdade de Fortaleza, Wendell, João, Matheus, Ramon e todos os outros que me acolheram e tornaram esta caminhada mais doce. Por todas as lembranças boas que vivemos juntos.

Ao Barros e ao Valdery, que foram muito mais do que meus chefes ou líderes. Me ensinaram a ser uma profissional, me fizeram crescer como pessoa e tiveram paciência ao fazê-lo. Obrigada por se tornarem referências pra mim, tanto profissional quanto pessoal. Agradeço ao Sávio, Juliane, Mayarte, Jojo, Mario e a todos meus colegas de estágio pelo conhecimento compartilhado e pela amizade.

Ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho pela orientação a mim concedida tanto no período da bolsa de pesquisa quanto na elaboração do presente trabalho. Agradeço também ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC), pela oportunidade da bolsa de pesquisa.

A MSc Leticia de Oliveira Santos por sua coorientação, dedicação e paciência em ajudar na elaboração deste trabalho. Obrigada pelos direcionamentos e considerações. Agradeço também a Prof^a. Dr^a. Renata Pereira, pelos dados disponibilizados para a elaboração deste estudo e por aceitar fazer parte da banca avaliadora do presente trabalho.

Agradeço a todos os professores, pelos ensinamentos repassados ao longo da minha graduação.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para minha jornada acadêmica e para minha formação profissional e cidadã.

“Concentre todos seus pensamentos na tarefa que está realizando. Os raios de sol não queimam até que sejam colocados em foco.” (Alexander Graham)

RESUMO

Diversos fatores climáticos afetam o desempenho dos módulos fotovoltaicos (FV): fatores como irradiação solar, temperatura ambiente, velocidade do vento são considerados os mais influentes. A influência que estes fatores têm em um dispositivo FV ocorre porque estes estão diretamente relacionados à temperatura de operação das células (T_c). Esse parâmetro possui uma relação inversamente proporcional à eficiência das células FV, de forma que quanto maior T_c , menor sua eficiência. O presente trabalho compara os valores de T_c obtidos através de medições e os valores obtidos através de algumas equações presentes na literatura que foram desenvolvidas nas últimas décadas. A medição dos fatores foi realizada em condições reais de operação, com o sistema FV estudado estando conectado à rede elétrica de distribuição e submetido ao clima semiárido brasileiro. Além disso, com base nas amostras coletadas e em equações de correlação genéricas de T_c com parâmetros meteorológicos foi possível desenvolver e propor três modelos de predição, que também foram avaliados. As medições ocorreram na cidade de Fortaleza-CE, através de sensores do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) da Universidade Federal do Ceará (UFC) entre os anos de 2018 a 2020. Dentre os modelos analisados, os três modelos propostos pelo presente trabalho, $T_c ML$, $T_c MNL I$ e $T_c MNL II$, foram aqueles que apresentaram os menores valores de erros, com magnitudes médias de erro (RMSE, do inglês *root mean square error*) em torno de $4,95^\circ\text{C}$ para os seis primeiros meses do ano (período chuvoso) e aproximadamente $4,90^\circ\text{C}$ para os seis últimos meses do ano (período seco), sendo os modelos que apresentaram os melhores desempenhos. Os modelos desenvolvidos por Skoplaki & Palyvos, Muzathik e Duffie & Beckman I foram os que menos se adequaram ao comportamento de T_c para as condições climáticas analisadas. Duffie & Beckman I apresentaram os maiores valores de RMSE tanto para o período chuvoso quanto para o período seco da região correspondendo a, respectivamente, $16,11^\circ\text{C}$ e $15,78^\circ\text{C}$.

Palavras-chave: geração fotovoltaica; temperatura de operação das células FV; modelos térmicos FV

ABSTRACT

Several climatic factors affect the performance of photovoltaic (PV) modules: factors such as solar irradiation, ambient temperature, wind speed are considered to be the most influential. The influence that these factors have on a PV device occurs because they are directly related to the operating temperature of the cells (T_c). This parameter is inversely proportional to the efficiency of PV cells, meaning that the higher T_c , the lower its efficiency. The present work compares the T_c values obtained through measurements and the values obtained through some equations present in the literature that have been developed in the last decades. The measurement of the factors was performed under real operating conditions, with the PV system studied being connected to the distribution grid and subjected to the Brazilian semi-arid climate. Furthermore, based on the collected samples and on generic correlation equations of T_c with meteorological parameters it was possible to develop and propose three prediction models, which were also evaluated. The measurements occurred in the city of Fortaleza-CE, through sensors from the Alternative Energy Laboratory (LEA) of the Federal University of Ceará (UFC) between the years 2018 to 2020. Among the models analyzed, the three models proposed by the present work, $T_c ML$, $T_c MNL I$ and $T_c MNL II$, were those that presented the lowest error values, root mean square error (RMSE) around 4.95°C for the first six months of the year (rainy season) and approximately 4.90°C for the last six months of the year (dry season), being the models that presented the best performances. The models developed by Skoplaki & Palyvos, Muzathik and Duffie & Beckman I were the least fit to the behavior of T_c for the climatic conditions analyzed. Duffie & Beckman I presented the highest RMSE values for both the rainy and dry periods of the region corresponding to 16.11°C and 15.78°C , respectively.

Keywords: photovoltaic solar energy, PV cells operating temperature, thermal behavior, PV thermal models

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da fonte solar FV no Brasil	19
Figura 2: Mapa de irradiação global no Brasil	21
Figura 3: Espectro solar	26
Figura 4: Composição de um módulo FV	30
Figura 5: Processos térmicos em um módulo FV	32
Figura 6: Curva típica do módulo FV em diferentes T_c e G	34
Figura 7: Curvas de eficiência em função da temperatura do semicondutor para diferentes tecnologias	35
Figura 8: Posição de medição de T_c em relação à célula FV	36
Figura 9: Temperaturas máximas e mínimas médias em Fortaleza	48
Figura 10: (a) Probabilidade de precipitação em Fortaleza (b) Chuva mensal média em Fortaleza	49
Figura 11: Categorias de nebulosidade em Fortaleza	50
Figura 12: Velocidade média do vento em Fortaleza	51
Figura 13: Configuração de ligação série do sistema FV analisado	53
Figura 14: Esquema de representação do quadro de proteção da geração FV	54
Figura 15: Arranjo FV instalado em telhado no LEA- UFC	54
Figura 16: Arranjo FV instalado em telhado no LEA- UFC com instrumentos de medição instalados	57
Figura 17: Sistema de monitoramento IoT	58
Figura 18: Fluxograma do teste de desempenho dos modelos de predição de T_c	61
Figura 19: Curva de comportamento ao longo do dia dos parâmetros medidos	66
Figura 20: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, utilizando todos os dados	69
Figura 21: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, utilizando a média dos dados	70
Figura 22: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, utilizando todos os dados	72
Figura 23: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, utilizando a média dos dados	73
Figura 24: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, a	

partir dos modelos propostos, utilizando todos os dados.....	74
Figura 25: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, a partir dos modelos propostos, utilizando a média dos dados.....	75
Figura 26: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, a partir dos modelos propostos, utilizando todos os dados.....	76
Figura 27: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, a partir dos modelos propostos, utilizando a média dos dados.....	76
Figura 28: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando todos os dados do período seco	78
Figura 29: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando a média dos dados do período seco	78
Figura 30: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando todos os dados do período seco	79
Figura 31: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando a média dos dados do período seco	80
Figura 32: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando todos os dados do período seco	81
Figura 33: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando a média dos dados do período seco	81
Figura 34: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando todos os dados do período chuvoso.....	82
Figura 35: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando a média dos dados do período chuvoso.....	83
Figura 36: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando todos os dados do período chuvoso.....	84
Figura 37: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando a média dos dados do período chuvoso.....	85
Figura 38: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando todos os dados do período chuvoso.....	85
Figura 39: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando a média dos dados do período chuvoso.....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Equações para determinação de Tc encontradas na literatura a partir do ano 2000 incluindo comentários pertinentes	39
Tabela 2: Termos das correlações lineares quando expressos pela Eq.1	44
Tabela 3: Termos das correlações não lineares quando expressos pela Eq.2	46
Tabela 4: Termos das correlações não lineares quando expressos pela Eq.3	47
Tabela 5: Dados elétricos dos módulos e inversor utilizados no arranjo FV analisado	52
Tabela 6: Modelos de predição de Tc analisados	63
Tabela 7: Resultado das comparações - análise de erros	88
Tabela 8: Classificação dos modelos quanto ao RMSE - período seco	90
Tabela 9: Classificação dos modelos quanto ao RMSE - período chuvoso.....	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
FV	Fotovoltaico
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional para Energias Renováveis)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
GEE	Gases do Efeito Estufa
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> (Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima)
NDC	<i>Nationally Determined Contribution</i> (Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada)
PL 5829/19	Projeto de Lei nº5829/2019
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições de Teste Padrão)
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura nominal operacional da célula)
BIPV	<i>Building-integrated Photovoltaics</i> (Fotovoltaica Integrada ao Edifício)
LEA	Laboratório de Energias Alternativas
UFC	Universidade Federal do Ceará
NEPAU	Núcleo de Ensino e Pesquisa em Agricultura Urbana
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
GD	Geração Distribuída
DPS	Dispositivo de proteção contra surto
RTD	<i>Resistive Temperature Detector</i> (Detector de Temperatura Resistivo)
IoT	<i>Internet of Things</i> (Internet das Coisas)
REMS	<i>Renewable Energy Monitoring System</i> (Sistema de monitoramento de energia renovável)
SoC	<i>System On a Chip</i> (Sistema em um Chip)

INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MSE	<i>Mean Square Error</i> (Erro médio quadrático)
RMSE	<i>Root Mean Square Error</i> (Magnitude média de erro)
MAE	<i>Mean Absolut Error</i> (Erro médio absoluto)
R ²	Coeficiente de determinação múltipla

LISTA DE SÍMBOLOS

T_c	Temperatura operacional das células fotovoltaicas
η	Rendimento
V_w	Velocidade do vento
T_a	Temperatura ambiente
O_3	Ozônio
O_2	Oxigênio
CO_2	Dióxido de carbono
G_0	Irradiância extraterrestre
G_n	Irradiância direta normal
G_{dif}	Irradiância difusa horizontal
G_{dir}	Irradiância direta horizontal
Θ_z	ângulo zenital
G	Irradiância global horizontal
G_i	Irradiância no plano inclinado
E_g	Energia do gap
i_{sc}	Corrente de curto circuito
$T_{C,NOCT}$	Parâmetro NOCT para temperatura operacional das células FV
$G_{T,NOCT}$	Parâmetro NOCT para irradiância
$T_{A,NOCT}$	Parâmetro NOCT para temperatura do ar
ω	Coefficiente de variação de tensão de circuito aberto com a temperatura
β	Coefficiente de variação de corrente de curto circuito com a temperatura
γ	Coefficiente de variação de potência máxima com a temperatura
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
P_{MAX}	Potência máxima
FF	Fator de forma
T_b	Temperatura da parte traseira do painel FV
τ	Transmissividade
α	Absortância
$\tau\alpha$	Produto efetivo transmitância-absortância

U_L	Coeficiente de troca de calor
V_{mpp}	Tensão em potência máxima
I_{mpp}	Corrente em potência máxima
P_{CCmax}	Máxima potência em corrente contínua
V_{CCmax}	Máxima tensão em corrente contínua
I_{CCmax}	Máxima corrente em corrente contínua
P_{CANom}	Potência nominal em corrente alternada
V_{CAmax}	Máxima tensão em corrente alternada
I_{CAmax}	Máxima corrente em corrente alternada
FP	Fator de potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
2	A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	24
2.1	A história do uso da geração solar FV.....	24
2.2	Espectro solar	25
2.3	A tecnologia solar fotovoltaica	28
2.3.1	Célula FV	29
2.3.2	Módulo FV	29
3	A TEMPERATURA OPERACIONAL DAS CÉLULAS FOTOVOLTICAS COMO FATOR CRÍTICO NA EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS.....	31
3.1	Modelos para predição de T_c	35
3.2	Modelos estacionários de predição de T_c – equações gerais e parâmetros relevantes	42
4	METODOLOGIA.....	48
4.1	Condições climáticas do local da instalação	48
4.2	Descrição da planta FV do LEA-UFC.....	51
4.3	Dispositivos de medição.....	55
4.3.1	Instrumento de medição de irradiância solar	55
4.3.2	Instrumento de medição de velocidade do vento.....	55
4.3.3	Instrumento de medição de temperatura das células FV.....	56
4.3.4	Instrumento de medição de temperatura ambiente	57
4.4	Renewable Energy Monitoring System - REMS	57
4.5	Tratamento de dados	59
4.6	Escopo do trabalho	59
4.6.1	Obtenção dos termos das equações propostas	64
4.6.2	Análise dos modelos.....	65
5	RESULTADOS	66
5.1	Determinação dos termos dos modelos propostos	67
5.2	Análise dos modelos de predição de T_c	67
5.2.1	Análise dos modelos de predição de T_c – período seco.....	67
5.2.2	Análise dos modelos de predição de T_c – período chuvoso	71
5.3	Curvas de comportamento das equações propostas	74
5.3.1	Curvas de predição de comportamento de T_c – período seco.....	74
5.3.2	Curvas de predição de comportamento de T_c – período chuvoso	75
5.4	Comparação entre dados medidos e obtidos matematicamente	77

5.4.1	Comparação gráfica entre dados medidos e resultado dos modelos – período seco	77
5.4.2	Comparação gráfica entre dados medidos e resultado dos modelos – período chuvoso.....	82
5.4.3	Comparação matemática entre dados medidos e resultados dos modelos.....	86
6	CONCLUSÕES	91
7	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	93
8	TRABALHOS PUBLICADOS A PARTIR DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO	94
9	REFERÊNCIAS.....	95

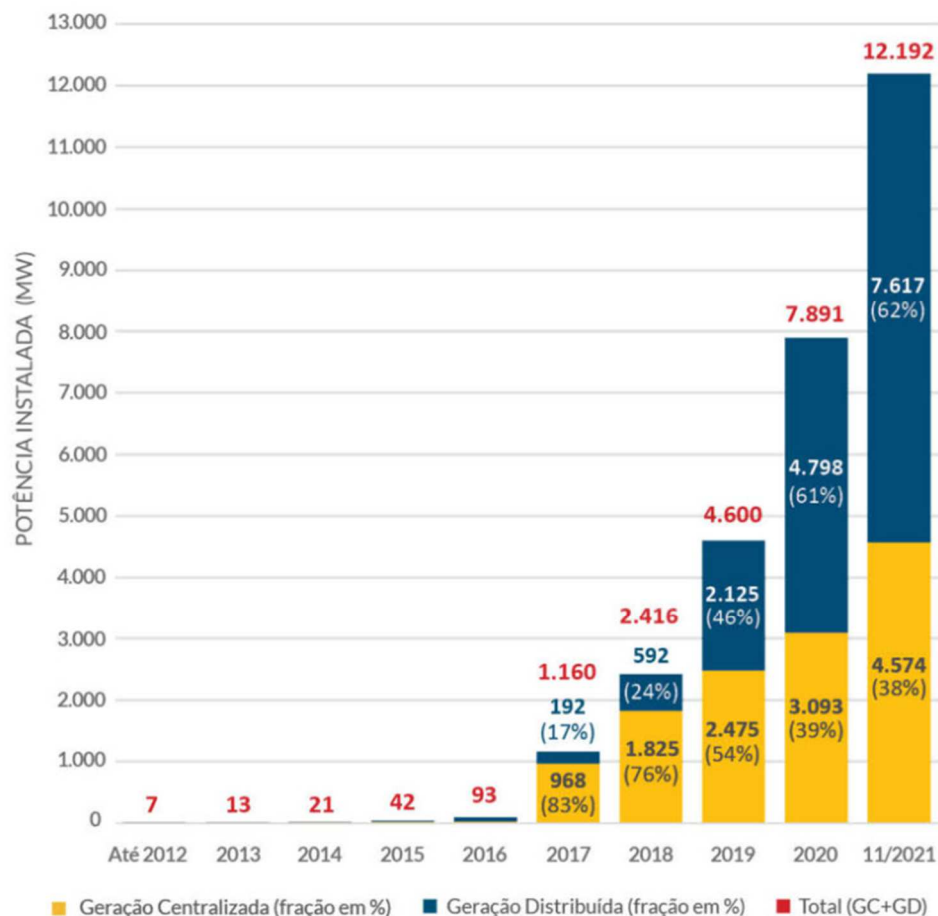
1 INTRODUÇÃO

Desde a implementação do protocolo de Kyoto, assinado em 1997, mas que somente entrou em vigor em 2004, ocorreu um aumento na preocupação quanto as questões ambientais. A geração solar representa uma pequena fatia da matriz energética global, porém, segundo o relatório de 2021 da Agência Internacional de Energia (IEA), essa é a fonte renovável que mais adiciona capacidade de geração em todo o mundo (IEA, 2021). A previsão é que a capacidade mundial de energia renovável aumente em 50% até 2024, liderada pela geração fotovoltaica (FV). Os dados apresentados pelo relatório de 2021 fornecidos pela Agência Internacional para Energias Renováveis (IRENA) mostram um crescimento exponencial do setor de geração FV (IRENA, 2021).

A nível nacional, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) divulga mensalmente um infográfico com atualizações referentes a fonte solar FV no Brasil. Um dos gráficos informados diz respeito a potência instalada de sistemas que utilizam o recurso solar como fonte de energia. O relatório de dezembro de 2021 apresenta um crescimento de 54% da capacidade instalada em relação ao ano anterior. Além disso, o país totaliza 12,192 gigawatts (GW) de potência instalada, sendo 4,574 GW de geração centralizada e 7,617 GW em Geração Distribuída. Estas e outras informações estão apresentadas na *Figura 1*.

A matriz elétrica brasileira, quando comparada com a mundial, apresenta uma característica mais renovável. Isso ocorre, pois, a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil advém de usinas hidrelétricas, que correspondem a 57,9% da matriz elétrica do país. Dados fornecidos ABSOLAR afirmam que mais de 80% da matriz elétrica do Brasil é originada de fontes renováveis (ABSOLAR, 2021). Incluída nesta porcentagem, está a geração solar FV, correspondendo a 2,4%. Vale salientar que a geração distribuída detém de 62% da potência instalada nacional e, destes, 42,6% da potência pertence a classe de consumo residencial. Ficando 34,9% da potência instalada de geração distribuída com a classe de consumo comercial e os demais, divididos entre os setores rural, industrial e poder, serviço e iluminação pública.

Figura 1: Evolução da fonte solar FV no Brasil



Fonte: ABSOLAR (2021)

Apesar de serem oriundas de fonte renovável, as grandes hidrelétricas necessitam do recurso hídrico para seu funcionamento, sendo esse recurso também utilizado para atividades essenciais da sociedade, como agricultura, pecuária, comércio, indústrias, dentre outros (BECKER, SAUAIA e KOLOSZUK, 2021). Em períodos de crise hídrica, devido à grande dependência da geração de eletricidade do país por tal recurso, para suprir a baixa produção das usinas hidrelétricas é necessário recorrer a usinas que possuam outras fontes de geração.

A crise hídrica vivida em 2021 fez com os reservatórios das hidrelétricas chegassem a níveis próximos ao mínimo necessário para geração de energia elétrica, fazendo com que fosse necessário o acionamento de usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Apesar de outros recursos, tais como usinas FV e eólicas, terem apresentado recordes de geração nesse ano, ainda não ocorreu uma redução significativa da dependência das termelétricas para os períodos de crise hídrica. Os acionamentos dessas usinas fizeram com que a tarifação em cima da energia elétrica

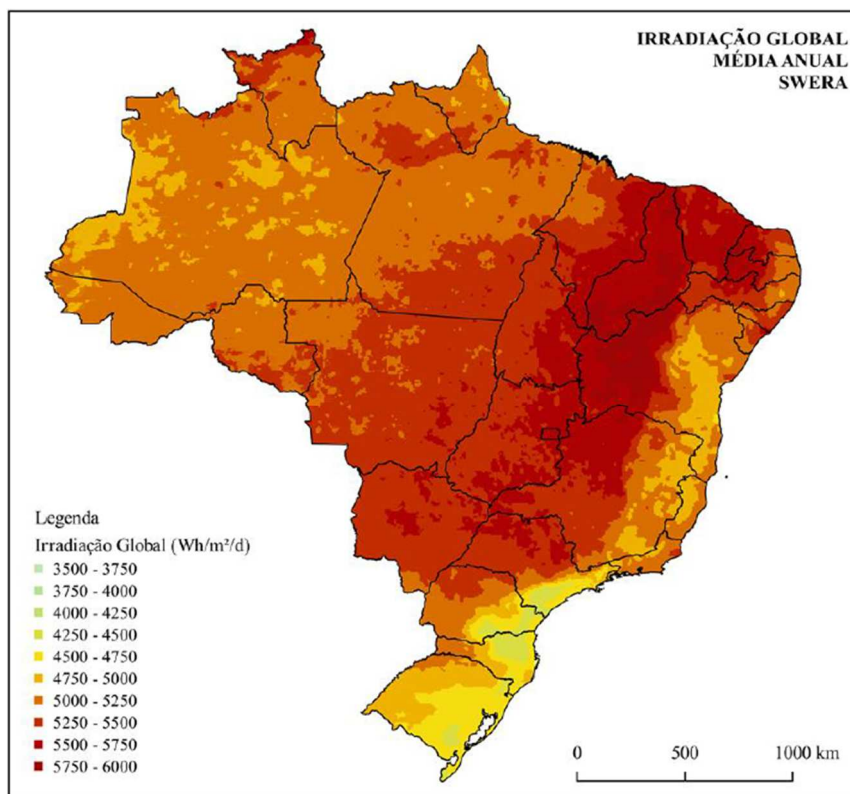
no Brasil, que já estava acima da média mundial em 2019, continuasse aumentando (WELLE, 2021).

No mês de agosto de 2021 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou uma bandeira tarifária denominada de “escassez hídrica” que vale para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (SIN), com exceção dos beneficiários da tarifa social (ANEEL, 2021). A nova bandeira tarifária conta com uma taxa extra de R\$14,20 por cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumido, acréscimo considerável em relação a bandeira vermelha 2, a mais cara até então, que possuía uma taxa extra de R\$9,49 por cada 100 kWh consumido. O constante aumento nas contas de luz dos consumidores prejudica a economia do país e aumenta a inflação, repercutindo no aumento do preço de inúmeros produtos essenciais para a população.

Além de mais caras, as usinas termelétricas são mais poluidoras e emissoras de gases do efeito estufa (GEE). Ao ser uma nação signatária do documento conhecido como Acordo de Paris, o Brasil comprometeu-se na 21ª Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) com a redução de emissões domésticas de GEE. O acionamento das usinas termelétricas, além de oneroso ao país e não sustentável afasta o Brasil do cumprimento da meta estabelecida pela Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), onde o país assumiu o compromisso de reduzir, tomando como base dados do ano de 2005, suas emissões de GEE em 37% até o ano de 2025 e 43% até o ano de 2030 (REZENDE, SÁ e SOBRINHO, 2018).

Assim, para que as metas estabelecidas sejam cumpridas, diversos países vêm investindo em energias renováveis. Além dos recursos hídricos, o Brasil vem aumentando capacidade em outras fontes renováveis, dentre elas destacam-se eólica, biomassa e solar FV. Essa última apresentou, desde o ano de 2017, um crescimento exponencial em capacidade instalada em todo o país (ABSOLAR,2021). O mapa de irradiação solar no Brasil, apresentado na *Figura 2*, mostra que todo o território nacional apresenta elevadas taxas de irradiação, com pequenas diferenças entre as regiões, apesar destas apresentarem grandes diferenças meteorológicas. Estes índices de irradiação solar apresentados no país, girando em torno de 1200 e 2400 kWh/m²/ano são significativamente maiores do que os apresentados por países europeus (SIMIONI,2017), tais como França que apresenta uma irradiação média anual entre 900 e 1650 kWh/m²/ano, Alemanha com 1250 kWh/m²/ano e Espanha com este valor girando entre 1200 e 1850 kWh/m²/ano (VIEIRA, SILVA, *et al.*, 2018).

Figura 2: Mapa de irradiação global no Brasil



Fonte: SIMIONI (2017)

Como visto, o Brasil possui uma média anual de irradiação solar superior aquelas apresentadas por países europeus e asiáticos que, segundo dados fornecidos pela IEA, hoje detém a maior capacidade instalada, com a China liderando o *ranking* de país que mais acrescenta capacidade instalada em usinas FV. Em 2020, o Brasil retornou ao “top 10” dos países que mais instalaram geração FV no ano, considerando as potências de geração distribuída e geração centralizada, ficando em 9º lugar do *ranking* global (IEA, 2021).

Dada a crescente importância da geração de energia renovável, com enfoque em solar FV, no cenário social e econômico do Brasil, em dezembro de 2021 foi aprovado pelo Senado o Projeto de Lei nº5829/2019 (PL 5829/19), que deverá se tornar lei após a sanção presidencial. O PL 5829/19 cria o marco legal para a geração distribuída de geração solar FV e demais fontes renováveis no país, criando um arcabouço legal para a modalidade. Isso irá trazer uma maior segurança jurídica e regulatória ao setor e, por consequência, os investimentos em novos projetos FV deverão aumentar, tanto no âmbito residencial quanto empresarial (BECKER, SAUAIA e KOLOSZUK, 2021).

A região Nordeste, dentre as cinco regiões do Brasil, é aquela que

apresenta os maiores valores de irradiação solar global, além de apresentar uma baixa variabilidade ao longo do ano. Neste cenário, a região se torna promissora para instalações de sistemas e usinas FV. O Nordeste já conta com 2,4 GW de usinas FV em operação, o que totalizada 70% de toda a capacidade instalada em geração centralizada do país. Além disso, em termos de geração distribuída, a região em questão possui 1,1 GW de potência instalada e, dessa, 265,7 MW estão instalados no estado do Ceará que aparece em nona posição no ranking nacional divulgado pela ABSOLAR, correspondendo a uma porção de 3,5% de toda potência instalada em geração solar FV distribuída (ABSOLAR,2021). Dos países da região, o estado do Ceará está atrás somente da Bahia, que se encontra em oitavo lugar do *ranking*, com 275,6MW correspondendo a 3,6% da potência instalada em geração distribuída do país.

A utilização da tecnologia FV é muitas vezes associada a regiões de clima quente. No entanto, os sistemas tendem a apresentar um melhor desempenho em regiões frias. Isso ocorre pois em climas frios a célula FV, tende a operar em baixas temperaturas o que permite um pequeno aumento na eficiência da mesma e, assim, um aumento na geração de energia (LOCKS, 2019). Para o aproveitamento máximo do recurso solar, no dimensionamento de um sistema FV devem ser levados em consideração os fatores e condições reais de funcionamento do mesmo. Isso porque fatores de perda de eficiência podem ser diferentes para cada localidade, como o caso da temperatura operacional da célula FV (T_c), que tem relação com a diminuição do rendimento (η) das células FV, componente responsável por realizar a conversão de energia solar em eletricidade. Além de T_c , diversos outros fatores são significativos na análise do desempenho de um sistema FV. Dentre eles, pode-se citar sombreamento, umidade, ângulo de conexão, sujeira sobre os módulos FV, conexões elétricas, dentre outros (SIMIONI, 2017).

A comunidade científica vem dedicando esforços significativos em pesquisas referentes as tecnologias FV. Dentre os muitos assuntos abordados, está a relação de influência que T_c exerce sobre o η da conversão realizada pelas células FV. Sendo T_c também dependente de diversos outros fatores, como irradiância, velocidade do vento (V_w), temperatura ambiente (T_a), além de parâmetros físicos característicos de cada tecnologia (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009). Os maiores fatores que influenciam a geração de energia elétrica por um módulo FV são a irradiância solar e T_c , ambos são fatores dependentes das condições climáticas as

quais o sistema FV encontra-se submetido (LOCKS, 2019).

A partir do exposto e tendo em vista a importância, para um correto dimensionamento do sistema FV, da determinação de como esse tipo de fonte de energia irá se comportar em cada localidade, o presente trabalho tem por objetivo principal apresentar de forma comparativa e quantitativa a análise de modelos de predição de T_c de um sistema FV submetido ao clima semiárido brasileiro. Visto que os locais de maior potencial solar do país apresentam temperaturas médias elevadas ao longo do ano, o que implica em elevados valores de T_c , a predição deste parâmetro se torna importante devido sua influência sobre o η do sistema FV e consequentemente na geração do mesmo.

Outro objetivo visado pelo trabalho é a determinação dos termos independentes encontrados nas equações de predição de T_c propostas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022).

O presente trabalho encontra-se dividido em nove capítulos, o primeiro capítulo corresponde à introdução, onde foram apresentadas motivações e diretrizes gerais para elaboração do estudo abordado ao longo do trabalho.

O segundo capítulo traz uma revisão teórica sobre a energia solar, abordando temas históricos e tecnológicos, além de apresentar um panorama sobre a atual situação da geração solar FV em termos globais e nacionais.

O terceiro capítulo abrange a relevância da predição T_c na eficiência elétrica de um sistema FV. Além disso, o capítulo apresenta alguns dos modelos de estimativa de T_c presentes na literatura.

O quarto capítulo apresenta as ferramentas de medição e armazenamento de dados utilizadas na captação das amostras utilizadas no estudo. Além disso, o capítulo também conta com a apresentação do sistema FV estudado e sua localização.

Alguns dos modelos apresentados no Capítulo 3 foram selecionados para a análise comparativa e quantitativa objetificada pelo trabalho. Esta análise é explorada ao longo do quinto capítulo, onde são apresentadas comparações entre os resultados obtidos pelas predições e os dados medidos. O sexto capítulo apresenta as conclusões e considerações realizadas a partir dos resultados expostos no Capítulo 5.

O sétimo capítulo traz sugestões para possíveis trabalhos futuros. E, por fim, os capítulos oito e nove apresentam os trabalhos publicados a partir da pesquisa apresenta no presente trabalho e as referências bibliográficas, respectivamente.

2 A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Energia solar sempre esteve presente na vida do planeta Terra e é um fator imprescindível para o desenvolvimento da vida. Indo desde o ciclo da água, fotossíntese até a geração de energia elétrica, o uso e aproveitamento da energia solar vem desde as primeiras civilizações. Tendo início com o aproveitamento de energia solar passiva e depois evoluindo para energia térmica e solar FV.

Existem diferentes formas e tecnologias de conversão e aproveitamento do recurso solar, estando classificados entre uso passivo e ativo. O uso passivo está associado a obtenção de energia sem qualquer equipamento específico, envolvendo métodos diretos ou que envolvam conversão de calor em energia mecânica. Já o uso ativo da energia solar está vinculado efetivamente à transformação de energia, com o uso de dispositivos elétricos, mecânicos ou químicos. Métodos indiretos de obtenção de energia solar normalmente estão associados a sistemas ativos.

Para ARZIVU et. al. (2011), o aproveitamento do recurso solar pode ser explorado de forma direta e indireta. Sendo o aproveitamento indireto aquele associado a transformação, através de processos naturais, do fluxo solar em fontes primárias de energia, como vento, gás e biomassa. Estas últimas sendo convertidas em energia final e, posteriormente, em energia útil.

2.1 A história do uso da geração solar FV

A história da geração solar FV teve início em 1838 quando, ao estudar baterias eletrolíticas de platina, o francês Alexandre Becquerel constatou que, quando as baterias eram expostas a luz solar, a corrente aumentava. Posteriormente, em 1873 foi descoberto o efeito FV em sólidos. E, finalmente, em 1877, a primeira célula FV foi criada. Isso aconteceu quando o professor de filosofia natural William Adams descobriu que, quando exposto a luz solar, o selênio é capaz de gerar eletricidade (DEMARCO, 2019).

Em 1953, surgiu a primeira célula FV de silício capaz de gerar energia suficiente para operar pequenos dispositivos elétricos. Porém, estas células FV só passaram a ser comercializadas em 1956, com um valor comercial muito elevado. No final da década de 50, as placas FV foram colocadas em satélites norte-americanos e soviéticos que eram lançados ao espaço. Foi também na década de 50 que a energia

solar sofreu uma estagnada, com o baixo custo da extração dos combustíveis fósseis, como carvão e gás natural, a energia solar passou a ser tida como uma forma de geração de energia cara e foi abandonada (NASSA, NETO, *et al.*, 2016).

Nos últimos anos, as vantagens econômicas e ambientais do uso de energia solar vêm ganhando muito peso. O mercado de energia solar teve queda nos preços de seus equipamentos, o que facilitou o acesso a instalação de sistemas de geração FV pela população. Considera-se que ainda não estamos no ápice da história da energia solar. Mas a mesma já apresenta diversas vantagens e é uma excelente alternativa de energia sustentável.

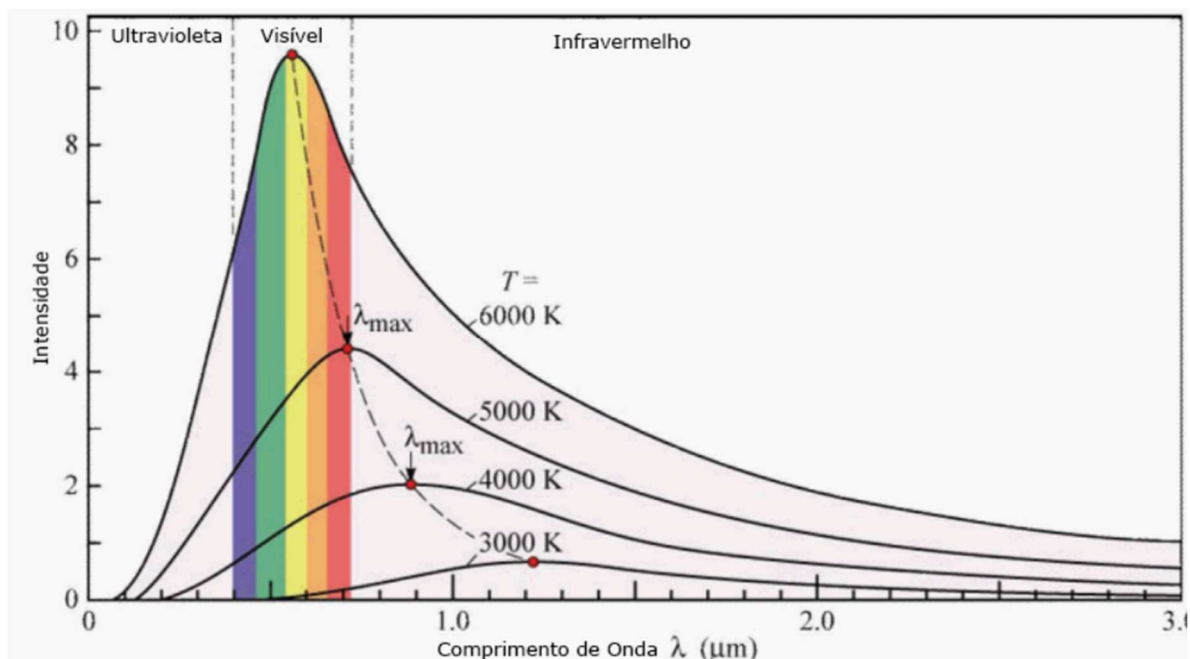
2.2 Espectro solar

Sendo a estrela central do Sistema Solar, o Sol caracteriza-se como uma estrela anã amarela, que está em processo de transformação de hidrogênio em hélio através de fusão nuclear (SAGAN, 2008). Todo o processo de fusão nuclear resulta na conversão de milhões de toneladas da massa do Sol em energia, emitindo no espaço, neutrinos e radiação solar em todas as direções (SIMIONI, 2017).

A energia proveniente do Sol é transmitida ao planeta Terra através do espaço na forma de radiação eletromagnética. Esta por sua vez, é composta por ondas eletromagnéticas com diversos valores de energia, cada uma dessas associada a uma frequência específica. Os parâmetros de frequência e comprimento de onda estão associados a energia transmitida de forma que, quanto maior a frequência e menor o comprimento de onda, maior a energia transmitida.

Todo o espectro de radiação solar transporta energia que pode ser convertida na forma de calor e energia elétrica. Este espectro é composto por ondas que podem ser visíveis ou invisíveis a olho nu, a *Figura 3* mostra o espectro solar mencionado. A faixa com maior intensidade de energia se caracteriza como sendo a faixa visível. Representando cerca de 47% da energia contida no espectro solar, devido conter uma maior densidade de energia por comprimento de onda, esta é a energia ideal para o aproveitamento por meio do efeito FV (CANTOR, 2017). Já os outros 53% do espectro solar extraterrestre representam a faixa de radiação invisível, sendo ela dividida em infravermelha e ultravioleta.

Figura 3: Espectro solar



Fonte: CANTOR. (2017)

Após viajar no espaço extraterrestre fazendo um trajeto de aproximadamente 150 mil quilômetros em oito segundos, uma pequena parcela da energia liberada pela estrela solar atinge a superfície da Terra. Dessa energia, cerca de 45% consegue ultrapassar a barreira da atmosfera do planeta, 25% da energia é absorvida pela atmosfera. O restante, correspondendo a 30%, é refletido de volta ao espaço extraterrestre (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Essa energia alimenta diversos processos térmicos, dinâmicos e químicos, sendo eles naturais, como fotossíntese e ciclo hidrológico, ou artificialmente desenvolvidos, como aqueles com aplicação de conhecimento científico e tecnológico, tais como aquecimento solar, geração de eletricidade, dentre outros.

A potência por área perpendicular diretamente exposta ao Sol, denominada de irradiância solar, possui um valor correspondente a 1368 watts por metro quadrado (W/m^2) na camada externa da Terra. Ao passar pela atmosfera terrestre, esta energia é atenuada, chegando à superfície terrestre com um valor inferior (IEA, 2011; CANTOR, 2017). Ao meio dia, momento ao qual o Sol encontra-se na posição mais elevada e, por consequência, momento que a radiação solar percorre a menor espessura da atmosfera, em condições de céu claro, a irradiância solar na superfície da Terra atinge seu valor máximo, correspondendo a $1000 W/m^2$. PEREIRA, MARTINS, *et al.* (2017) informam que esse valor pode chegar, por curtos períodos de tempo e

em condições de nebulosidade parcial, até a 1400 W/m^2 . Pesquisas realizadas em território brasileiro constataram que o valor da irradiância global horizontal no país pode chegar a 1822 W/m^2 (RÜTHER, NASCIMENTO e CAMPOS, 2017).

A irradiância solar incidente em uma superfície pode ser dividida em duas classificações, sendo elas direta e difusa. A primeira representa a parte que não sofreu com os processos que ocorrem na atmosfera, sendo eles espalhamento e absorção.

Já a parcela difusa engloba todas as demais parcelas que sofrem com os processos radiativos da atmosfera, incluindo o espalhamento pelos gases presentes nessa. Em PEREIRA, MARTINS, *et al.* (2017) os componentes da irradiância são apresentados e diferenciados conforme a seguinte terminologia:

- Irradiância extraterrestre (G_0): é a irradiância no topo da atmosfera, sendo a taxa de potência por unidade de área de um plano imaginário localizado no topo da atmosfera;
- Irradiância direta normal (G_n): taxa de potência por unidade de área proveniente do Sol, com incidência perpendicular a superfície;
- Irradiância difusa horizontal (G_{dif}): taxa de potência por unidade de área de uma superfície horizontal;
- Irradiância direta horizontal (G_{dir}): taxa de potência por unidade de área do feixe solar direto em uma superfície horizontal. Pode ser calculada como o produto entre G_n e o cosseno do ângulo zenital (θ_z);
- Irradiância global horizontal (G): taxa de potência total por unidade de área incidente sobre uma superfície horizontal. Pode ser calculada como a soma de G_{dif} e G_{dir} ;
- Irradiância no plano inclinado (G_i): taxa de potência total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação a superfície da Terra.

Vale salientar que todos os componentes mencionados possuem unidade de medida sendo W/m^2 . Já a potência por unidade de área em um intervalo de tempo, correspondente a integral da G no tempo, corresponde a irradiação solar, cuja unidade de medida é dada por watt-hora por metro quadrado (Wh/m^2) (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017).

O θ_z que aparece na explicação da G_{dir} corresponde ao ângulo representa

o ângulo formado entre a vertical no ponto de observação e a direção da linha que liga o mesmo ponto da superfície da Terra ao Sol (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2017). Este ângulo corresponde a um ângulo reto, 90°, quando o Sol está no horizonte nos momentos de amanhecer e alvorecer.

2.3 A tecnologia solar fotovoltaica

A incidência de ondas eletromagnéticas sobre materiais semicondutores implica na transmissão de calor, alteração das propriedades elétricas do material ou na criação de tensões e correntes elétricas, podendo o efeito causado ser fotoelétrico ou FV (CANTOR,2017). A tecnologia solar FV é baseada no efeito FV onde, diferenciando-se do efeito fotoelétrico onde os elétrons são ejetados da superfície do material sem direção, no efeito FV, o elétron se desloca da banda de valência e são coletados na banda de condução, resultando em tensão elétrica. Assim, o efeito FV ocorre internamente ao semicondutor, quando este é exposto a luz visível. Para entender melhor o efeito FV, é preciso falar de teoria de banda de energia. Cada material possui três bandas de energia, a de valência que é preenchida por elétrons, a de condução que em baixas temperaturas são totalmente vazias e a chamada banda proibida, ou “*gap*”, que consiste na banda intermediária localizada entre a de valência e a de condução (SOLAR, 2019). Quando o elétron na banda de valência absorve o fóton, caso a energia recebida seja maior do que a energia do *gap* (E_g), o elétron excitado salta a banda proibida e passa para a banda de condução, gerando tensão elétrica. Caso a energia absorvida seja superior ao valor necessário para vencer o *gap*, o material é aquecido, uma vez que o excedente se transforma em calor.

Os materiais semicondutores utilizados na fabricação de dispositivos FV são selecionados de acordo com seus coeficientes de absorção, que consiste na capacidade do material de absorver energia a partir do espectro solar e está associado a E_g de cada material. Quanto maior for a banda de energia, maior deverá ser a energia absorvida pelo elétron para que este consiga saltar da banda de valência para a de condução. Se a banda for muito grande, pouca energia será gerada, uma vez que poucos elétrons possuirão energia suficiente para superar o *gap*. Por outro lado, caso a banda proibida seja pequena, todos os fótons gerarão tensão elétrica, mas pouca energia será produzida (CANTOR,2017). Ocorre então a conversão direta da energia luminosa para energia elétrica.

2.3.1 Célula FV

A célula FV é o componente básico da tecnologia FV e é responsável por realizar a conversão de luz em eletricidade. Um material semicondutor intrínseco, em seu estado puro, é considerado eletricamente neutro, sendo um mau condutor a temperatura ambiente e um material isolante a baixas temperaturas. Visando alterar as propriedades elétricas dos materiais intrínsecos, é realizado um processo de dopagem, que consiste na adição de átomos de impurezas químicas, que pode alterar as estruturas das bandas de energia do material semicondutor puro.

O processo de dopagem origina duas camadas opostas, uma camada de material *tipo p*, a qual possui excesso de lacunas produzido pela introdução de boro, gálio ou índio ao material semicondutor. Nesta camada, os elétrons são denominados portadores minoritários. A outra camada de material é denominada *tipo n* e é caracterizada pelo excesso de elétrons gerado pela introdução de fósforo, arsênio ou antimônio ao semicondutor. Entre as duas regiões, forma-se uma *junção p-n*, cuja principal função é gerar um campo elétrico interno capaz de consolidar a conversão FV (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

Quando os fótons atingem a célula FV, esses reagem com o semicondutor extrínseco, sendo este o semicondutor intrínseco após o processo de dopagem, fazendo com que os elétrons da camada *tipo n* se desprendam e, devido ao campo elétrico criado na área de *junção p-n*, esses não conseguem passar para a camada *tipo p*. Em cada lado da junção são conectados terminais metálicos que, caso o circuito elétrico se encontre fechado, fornece um caminho ao qual os elétrons podem se deslocar. Com isso, será gerada uma corrente elétrica denominada de foto-corrente, que existirá enquanto houver G incidindo sobre o módulo FV (ZILLES, MACÊDO, *et al.*, 2012).

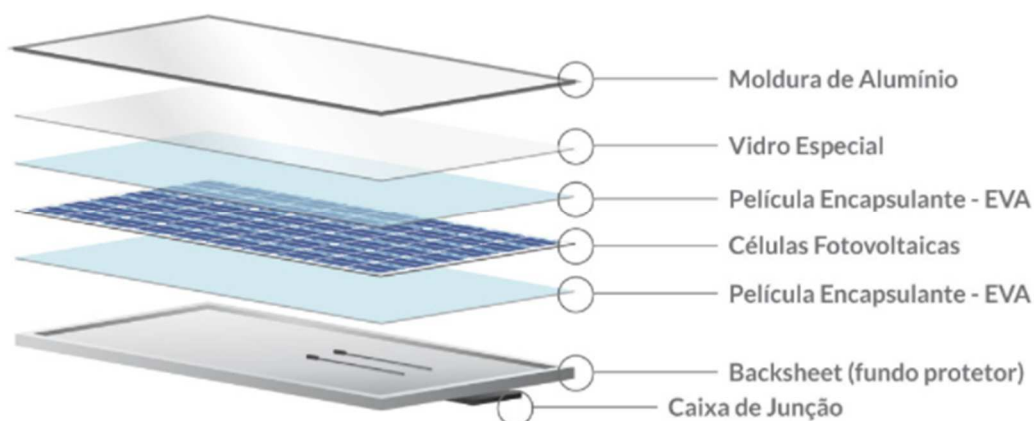
2.3.2 Módulo FV

Como dito, a célula FV é o componente essencial para a conversão de energia solar em energia elétrica. Porém, cada célula individualmente gera pequenos valores de tensão, entre 0,5 V e 1 V, e corrente, com corrente típica de curto circuito (i_{sc}) correspondendo a algumas dezenas de miliamperes (mA). Assim, como uma única célula não é capaz de gerar elevadas potências elétricas, visando elevar o valor

da tensão nos terminais, várias células são conectadas através de condutores metálicos. A esta associação de células FV dá-se o nome de módulos FV (SOUZA, 2016).

Estes módulos FV também podem ser associados em série ou em paralelo, sua forma de conexão depende das necessidades de aplicação da geração, caso seja necessária uma maior corrente, os módulos FV deverão estar associados em paralelo e, caso seja necessária uma maior tensão, os mesmos deverão estar associados em série (BRITO e SILVA, 2006). Além das células FV, os módulos FV também são constituídos de outros componentes estruturais, estes voltados a conexão elétrica, proteção ou aumento do desempenho das células FV. A *Figura 4* apresenta a composição de um módulo FV, apresentando camadas de proteção e isolamento para encapsular um conjunto de células FV. Os materiais utilizados na montagem do módulo FV dependem do tipo de tecnologia da célula FV e do tipo de módulo.

Figura 4: Composição de um módulo FV



Fonte: SOLAR (2019)

3 A TEMPERATURA OPERACIONAL DAS CÉLULAS FOTOVOLTACAS COMO FATOR CRÍTICO NA EFICIÊNCIA DOS MÓDULOS

A eficiência de conversão, ou η , pode ser definida como a relação entre a potência de luz incidente sobre a células FV e a potência elétrica nos terminais da mesma (BRITO e SILVA, 2006). Este η varia de acordo com a tecnologia e propriedades dos materiais empregados nas células e nos módulos FV. Além disso, fatores ambientais e operacionais também influenciam no η , devendo ser levados em consideração para um correto dimensionamento de um sistema FV.

Para que todos os módulos FV possuam uma única base de comparação de potência, os mesmos devem ser submetidos a testes com condições ambientais padronizadas. O teste padrão, ou STC (do inglês *Standard Test Conditions*), é realizado nas seguintes condições:

- Irradiância (G): 1000 W/m²;
- Temperatura operacional da célula (T_c): 25°C;
- Velocidade do vento (V_w): 1m/s;
- Massa de ar: 1,5

Na maioria do tempo, o módulo FV produz abaixo de sua potência nominal. Porém, pesquisas realizadas em Caucaia-Ce observaram valores de irradiância solar horizontal de até 1845 W/m² que, dependendo das perdas relacionadas a outros fatores, poderia possibilitar o módulo FV a produzir uma potência superior à sua nominal (NASCIMENTO, VIANA, *et al.*, 2019). Nas últimas décadas com o aprimoramento da tecnologia FV, o desempenho apresentado pelos módulos FV aumentou consideravelmente (SIMIONI, 2017).

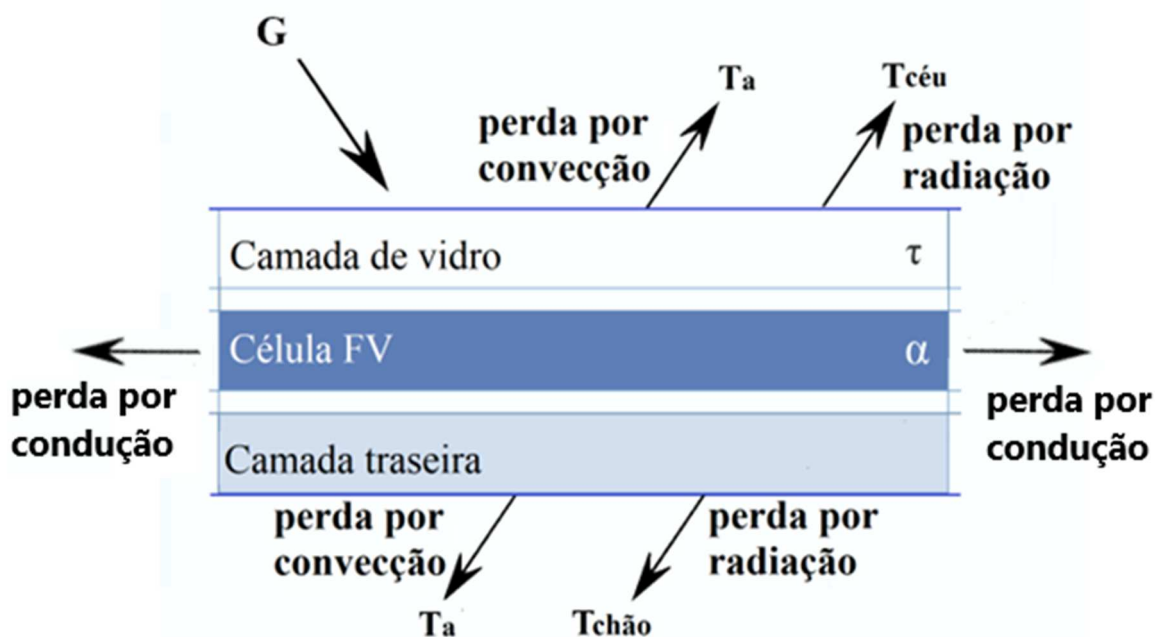
O η apresentado pelos módulos FV sofre influência de diversos fatores. Dentre os mais críticos estão T_c , umidade, G , acúmulo de sujeira, sombreamento, espectro solar, degradação dos módulos FV, dentre outros. Todos estes fatores implicam em perdas que podem reduzir a eficiência de conversão em até 15% (SIMIONI, 2017). Devido a isto, existem estudos voltados ao aumento do desempenho, há também pesquisar abordando a análise dos fatores impactantes na eficiência das tecnologias FV. Dentre eles, está a influência que T_c exerce sobre o desempenho.

Ao longo dos anos, a comunidade científica vem avançando cada vez mais no estudo e aprimoramento das tecnologias aplicadas à geração solar FV. A energia

advinda da incidência da G sobre os módulos FV é parte convertida em energia elétrica e parte liberada, através de mecanismos de condução, convecção e radiação, na forma de calor (SKOPLAKI e PALYVOS, 2009). Este calor, quando não dissipado, eleva a temperatura em ambas superfícies da placa FV, resultando em um aumento de T_c .

Desta forma, V_w torna-se uma variável ambiental de grande relevância, uma vez que auxilia na perda de calor por convecção. Ademais, a forma com a qual o sistema FV é instalado também é relevante. Em instalações típicas é deixada uma distância entre o módulo e o telhado/laje, o que facilita a liberação de calor por convecção. Já em instalações livres, onde o sistema não é apoiado em estruturas abaixo do painel, a perda de calor ocorre tanto por convecção quanto por condução pela estrutura do suporte. Ocorrendo de tal forma que o calor é transportado por condução para as superfícies e destas para o ambiente, através de convecção e radiação (SANTOS, 2021). Diferentemente dos processos de condução e convecção, a radiação consiste no transporte de energia através de ondas eletromagnéticas, não necessitando de um meio material para ocorrer a troca de calor. A *Figura 5* apresenta processos térmicos considerados em um modelo de balanço energético de um módulo FV.

Figura 5: Processos térmicos em um módulo FV



Fonte: SANTOS (2021)

Cada módulo FV tem uma temperatura nominal para suas células e é normalmente informado pelo *datasheet* do fabricante dos mesmos. Podendo ser identificado pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*), o valor dessa temperatura geralmente está entre 40 e 50°C (LOCKS, 2019). A variável mencionada (denominada de $T_{C,NOCT}$) é obtida através de ensaios em circuito aberto onde o módulo FV é submetido a uma irradiância ($G_{T,NOCT}$) de 800 W/m² em um ambiente com velocidade do vento igual a 1 m/s e temperatura do ar ($T_{A,NOCT}$) igual a 20°C.

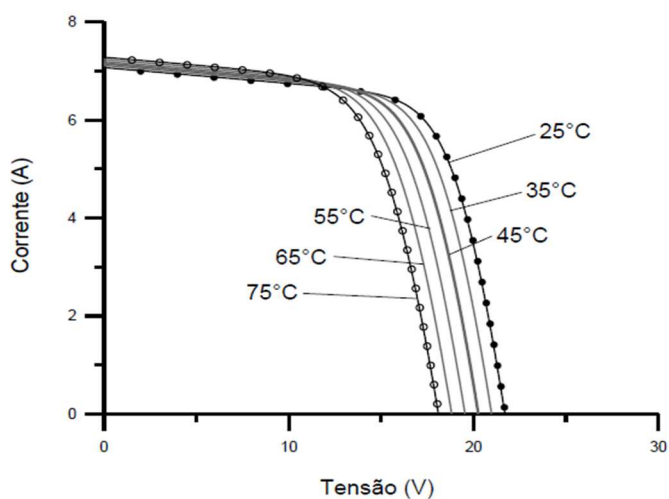
Os parâmetros NOCT estão correlacionados com as propriedades térmicas e ópticas dos materiais constituintes dos módulos FV. Graças a isto, diferentes tecnologias possuem relações distintas entre T_c e a eficiência de conversão (SIMIONI, 2017). PINHO e GALDINO (2014) afirmam que, ao analisar módulos de mesmos coeficientes de temperatura (ω , β , γ), aquele que tiver a menor NOCT terá o melhor desempenho em campo, pois terá menores perdas relacionadas à temperatura. Os três coeficientes de temperatura mencionados anteriormente relacionam a variação de um parâmetro do módulo FV com a temperatura. Sendo ω , β , γ os coeficientes das variações dos respectivos parâmetros: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto circuito (i_{sc}) e potência máxima (P_{MAX}).

Segundo SIMIONI (2017) como resultado da troca térmica que ocorre entre o módulo FV, seus componentes e o ambiente, o valor de T_c sempre será maior que o valor de T_a do local. O aumento da temperatura das células leva à redução do intervalo de energia da célula FV (*bandgap*) do semicondutor, o que resulta em alterações no comportamento elétrico da célula FV. Dentre as mudanças ocorridas estão a diminuição de V_{oc} , do fator de forma (FF), de P_{MAX} e um aumento desprezível de i_{sc} (SANTOS, 2021).

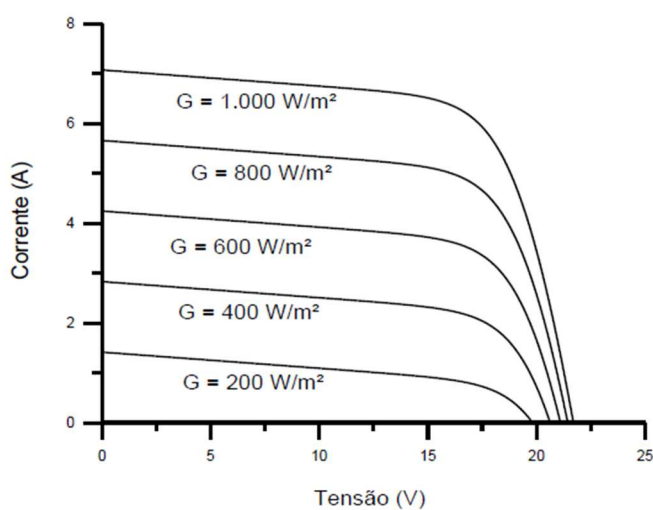
PINHO e GALDINO (2014) explicam que o aumento de T_c provoca, para uma irradiância constante, uma redução linear da tensão V_{oc} e um aumento discreto da corrente i_{sc} . O aumento de i_{sc} se dá pois, quando a temperatura do silício aumenta, o valor do *gap* de energia do material sofre redução, o que facilita a geração de pares elétron-buraco por fótons, acarretando em um aumento de i_{sc} de 0,07% por grau Kelvin. O valor de V_{oc} também está relacionado com o *gap* do semicondutor, seu valor sofre uma redução de cerca de 0,4% para cada aumento de um grau Celsius. A diminuição de V_{oc} e o aumento de i_{sc} acarretam em perdas de eficiência e, conseqüentemente, na redução da potência gerada, que reduz cerca de 0,4% a 0,5% por grau Celsius (TEIXEIRA, 2008).

A *Figura 6 (a)* apresenta curvas características I-V de um módulo FV, para algumas variações de temperatura, as curvas traçadas mostram que, à medida que é considerado uma T_c maior, a curva I-V vai sendo deslocada para a esquerda e levemente para cima, representando o aumento discreto de i_{sc} e a redução linear de V_{oc} mencionados acima. Já a *Figura 6 (b)* mostra curvas I-V típicas do módulo FV quando submetido a diferentes valores de G , com o aumento dessa variável, ocorre um aumento linear da corrente elétrica e um aumento discreto da tensão do módulo. Como dito anteriormente, cada tecnologia possui módulos térmicos distintos, a *Figura 7* mostra curvas de eficiências para diferentes tecnologias de módulos FV.

Figura 6: Curva típica do módulo FV em diferentes T_c e G

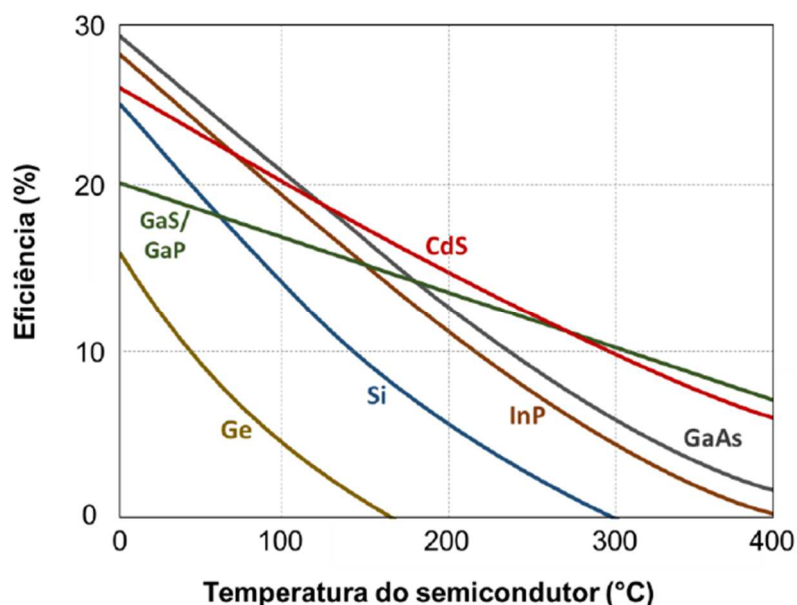


(a)



(b)

Figura 7: Curvas de eficiência em função da temperatura do semiconductor para diferentes tecnologias



Fonte: SIMIONI (2017)

3.1 Modelos para predição de T_c

Em razão da relevância que T_c exerce sobre o desempenho dos módulos FV, a utilização de um modelo de temperatura adequado torna-se essencial para um dimensionamento adequado de sistemas FV. Embora T_c seja uma variável de suma importância na caracterização do comportamento do módulo FV, esta variável, segundo MORA, CARRETERO e CARDONA (2015), não é facilmente obtida, podendo tornar o modelo de temperatura pouco prático e complexo.

Devido à instalação dos módulos, as células FV são protegidas por materiais encapsulantes, este fato dificulta determinar com exatidão a temperatura operacional das mesmas. Assim, comumente é assumido que o valor medido no lado posterior do módulo FV, ou temperatura da parte traseira do painel FV (T_b , do inglês *back-side temperature*) é semelhante às temperaturas de junções (BUSSON, DIAS, *et al.*, 2018). A diferença de temperatura entre as superfícies inferior e posterior pode chegar a ser de 0,4°C a 2,8°C (COSKUN, TOYGAN, *et al.*, 2017). A Figura 8 mostra a representação da célula FV e indica onde o sensor de medição de T_b é posicionado para que este seja considerado semelhante ao valor de T_c .

Os modelos térmicos de predição expressam através de equações, a correlação existente entre a temperatura de operação com as variáveis ambientais e

propriedades dos materiais dos módulos FV. Em sua maioria, as variáveis consideradas nos modelos de previsão de T_c são: T_a , V_w , G , transmissividade (τ) e absorvância (α) (SKOPLAKI e PALYVOS, 2008).

Figura 8: Posição de medição de T_c em relação à célula FV



Fonte: SANTOS (2021)

Em BUSSON, DIAS, *et al.* (2018), o balanço de energia de um módulo FV resfriado por perdas para as vizinhanças é descrito como uma relação entre o produto efetivo transmitância-absorvância ($\tau\alpha$) que, ao ser multiplicado pela irradiação incidente sob a placa FV, produz a energia absorvida, a eficiência do módulo em converter irradiação em energia elétrica, o coeficiente de perda de calor e a diferença entre T_c e T_a .

De acordo com SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022), a estimativa de T_c pode ser classificada em duas abordagens: estado estacionário e dinâmico. Onde, para a abordagem de estado estacionário, as variáveis levadas em consideração não variam em curtos períodos de tempo e na abordagem dinâmica, as variáveis dependem desse.

Os modelos estacionários, apesar de relativamente simples, não são tão flexíveis quanto os modelos dinâmicos (SHAFIEIAN, KHIADANI e NOSRATI, 2019). Além disso, os parâmetros levados em consideração nesta abordagem e que afetam os módulos FV devem ser, em um curto período de tempo, constantes (COSKUN, TOYGAN, *et al.*, 2017). Assim, os parâmetros devem possuir pouca ou nenhuma alteração em um intervalo de tempo, estando elas em condição de regime permanente.

Os modelos dinâmicos são considerados mais complexos, exigindo mais tempo, custo e esforço. Apresentando resultados mais realistas e precisos, esses modelos consideram a flutuação da irradiância solar em um curto período de tempo, determinado T_c a partir de um balanço de energia do módulo FV (SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO, 2021). As correlações para T_c encontradas na literatura, sob uma análise matemática, podem ser classificadas como explícitas ou implícitas. Diversas destas correlações são abordadas em SKOPLAKI e PALYVOS (2008) e SKOPLAKI e PALYVOS (2009).

Os modelos explícitos são aqueles que obtêm um valor de T_c a partir de coeficientes e variáveis que independem de T_c . Esses modelos, segundo BUSSON, DIAS, *et al.* (2018), são baseados em simples expressões analíticas que são convenientes e necessárias em muitas aplicações práticas, que habilitam designers e engenheiros a determinarem os parâmetros-chave de uma célula ou módulo FV sem usar cálculos numéricos iterativos. Na *Tabela 1*, modelos explícitos foram abordados por MONDOL, YOHANIS e NORTON (2007), MUZATHIK (2014), dentre outros.

Já os modelos implícitos necessitam de um processo iterativo para a obtenção de T_c , envolvendo variáveis que dependem desta última (SIMIONI, 2017). Estes modelos são adequados para situações onde os sistemas FV são instalados em posição livre, devendo ser evitado o uso em BIPV (*building-integrated photovoltaics* ou sistema FV integrado a edificações), uma vez que as duas faces dos módulos estão sujeitas a condições ambientais um pouco diferentes (BUSSON, DIAS, *et al.*, 2018). Nesses modelos, T_c é determinado iterativamente a partir do balanço de energia aplicado ao módulo FV.

O procedimento mais comum para determinar T_c a partir de uma equação implícita, consiste em usar as variáveis de referência NOCT (BUSSON, DIAS, *et al.*, 2018). Na *Tabela 1* modelos propostos em DAVIS, FANNEY e DOUGHERTY (2001), DUFFIE e BECKMAN (2013), dentre outros fazem uso das variáveis NOCT na predição de T_c . O coeficiente de troca de calor (U_L em W/m^2K), que envolve perdas por convecção, radiação e por condução através da estrutura de montagem, é considerado constante nos dois modelos mencionados anteriormente.

Os métodos baseados em medições diretas das células vêm provando serem mais precisos na predição de T_c do que métodos baseados em parâmetros meteorológicos, uma vez que este último, apesar de estimar T_c em qualquer ambiente utilizando dados meteorológicos, apresenta muitas incertezas associadas tanto as

fontes de dados quanto aos próprios modelos em si (RODRIGO, FERNÁNDEZ, *et al.*, 2014). Nesse âmbito, métodos baseados em medições diretas são utilizados para análise de desempenho em campo, enquanto métodos baseados em parâmetros meteorológicos são mais adequados quando não é possível que haja medição direta dos parâmetros (SANTOS, 2021).

É importante que um correto planejamento de um sistema FV leve em consideração as possíveis perdas e suas condições de operação. Como no dimensionamento de um sistema FV não é possível obter medições diretas, uma vez que a planta FV não existe fisicamente, é imprescindível a utilização de métodos de predição baseados em parâmetros meteorológicos.

As vantagens apresentadas em alguns dos modelos de medição direta consistem na obtenção dos parâmetros através da literatura ou até mesmo por dados do fabricante (MULLER, DELINE, *et al.*, 2011). Esses valores incluindo parâmetros básicos de desempenho, tais como i_{sc} e V_{oc} e outros coeficientes e parâmetros na condição padrão (BARANGE e SHARMA, 2019).

Apesar das vantagens apresentadas, os modelos baseados em medição direta necessitam de valores precisos dos parâmetros, uma vez que os métodos são altamente sensíveis aos valores escolhidos. Outra desvantagem apresentada por estes métodos ocorre pois, em alguns desses, os parâmetros devem ser ajustados através de experimentos ao ar livre. Além disso, alguns métodos incluem perdas internas de difícil predição ou determinação explícita, como perdas relacionadas a incompatibilidade dos módulos FV ou a resistência da fiação (SANTOS, 2021)

KING, BOYSON e KRATOCHVILL (2004) afirmam que o efeito de incompatibilidade e perdas de resistência é pequeno, sendo inferior a 5%, em relação ao desempenho esperado informado pela placa de identificação do módulo FV. Um modelo térmico geralmente trata um conjunto de módulos FV como um grande módulo. Assim, como idealmente o desempenho das medições está disponível em escala de arranjo, a precisão do modelo pode melhorar ainda mais (SANTOS, 2021).

Como dito anteriormente, é possível encontrar diversos modelos de predição de T_c na literatura onde, dependendo da aplicação, determinado método pode se tornar mais adequado que outros. A *Tabela 1* apresentada por SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022) traz equações para predição de T_c desenvolvidas a partir do ano 2000, bem como comentários, feito pelos autores, pertinentes a cada um dos métodos apresentados.

Tabela 1: Equações para determinação de Tc encontradas na literatura a partir do ano 2000 incluindo comentários pertinentes

Nº	Autores	Equações	Comentários Pertinentes
1	Fernández et al	$Tc = \frac{V_{OC} - c_1 G - c_3}{c_2}$	c ₁ , c ₂ e c ₃ são coeficientes lineares
2	Durisch et al.	$Tc = Ta + kG$	$k = \Delta Tc / \Delta G \approx 0.02 - 0.04^\circ C m^2 / W$
3	Nordmann and Clavadetscher	Igual a equação acima	0.02 < k < 0.056 para situações BIPV- k=0.03, 0.012, 0.0058 para o módulo
4	Krauter	Igual a equação acima	convencional, superior ou inferior em sistema doméstico empacotado- Para Vw superior a 1m/s com um coeficiente de perda de calor constante
5	Mondol et al	$Tc = Ta + 0.031G$	de perda de calor constante
6	Hove	$Tc = Ta + G \left(\frac{\tau\alpha - \eta}{U_L} \right)$	$\frac{\tau\alpha}{U_L}$ determinado experimentalmente
7	Tiwari	$Tc = Ta + G \left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	$\frac{\tau\alpha}{U_L}$ como constante
8	Eicker	$Tc = Ta + G \left(\frac{\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\alpha} \right) \right]$	$U_L = h_{rad} + h_{conv}$ onde h _{rad} e h _{conv} são coeficientes de convecção e radiação, respectivamente
9	Standard	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) (Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT})$	Modelo de estado estacionário para um módulo de placa plana, incluindo dispositivos de Si cristalino e células de película fina
10	Davis	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) (Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	Considera U _L como uma constante
11	Mondol et al.	$Tc = Ta + 0.031G - 0.058$	Para Vw superior a 1m/s com um coeficiente de perda de calor constante

12	Tselepis	$Tc = 30 + 0.0175(G - 150) + 1.14(Ta - 25)$	Estima Tc para um módulo de Si
13	Tiwari and Sodha I	$Tc = \frac{pG(\tau\alpha - \eta) + (U_t Ta + U_T Tb)}{(U_t + U_T)}$	U_t e U_T são coeficientes de perda de calor especificados em TIWARI, SODHA, <i>et al.</i> (2006)
14	Tiwari and Sodha II	$Tc = \frac{\tau[\alpha_c p + \alpha_\gamma(1 - \beta_c)G - \eta_c G \beta_c + U_t Ta + U_T Tb]}{(U_t + U_T)}$	Tb em função do produto de ηTc
15	Almonacid	$Tc = Ta + d_1 G + d_2 Vw$	d_1 e d_2 : parâmetros de função multilinear
16	Markvart	$Tc = 0.943Ta + 4.3 + 0.028G - 1.528Vw$	
17	Muzathik	$Tc = 0.943Ta + 0.3529 + 0.0195G - 1.528Vw$	
18	Akyuz et al	$Tc = 0.95Ta + 3.1 + 0.025G - 0.3Vw$	
19	Modelo NOCT-1p	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) + a(Vw - Vw_{NOCT})$	a: parâmetro determinado por um ajuste empírico de dados
20	Modelo NOCT-2p	$Tc = Ta + b\left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) + c(Vw - Vw_{NOCT})$	b e c: parâmetros empíricos
21	Método ISFOC	$Tc = Tb + \left(\eta C_g \sum \frac{L_i}{\lambda_i}\right) G$	i, L_i e λ_i : camada, espessura e condutividade térmica do material atrás da célula, respectivamente
22	Faiman	$Tc = Ta + \frac{G}{U_0 + U_1 Vw}$	U_0 e U_1 especificados em KOEHL, HECK, <i>et al.</i> (2011) para as células FV selecionadas
23	Skoplaki & Palyvos	$Tc = Ta + \left(\frac{0.32w}{8.91 + 2Vw}\right) G$	Estimativa de Tc para um módulo p-Si
24	Skoplaki et al I	$Tc = Ta + \left(\frac{0.25}{5.7 + 3.8Vw}\right) G$	
25	Duffie & Beckman I	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) \left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8Vw}\right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha}\right)\right]$	$\tau\alpha \approx 0.9$

26 Skoplaki et al. II
$$T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) (T_{cNOCT} - T_{a_{ref}}) \left\{ \frac{h_{NOCT}}{h} \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau\alpha} (1 + \beta_{STC} T_{STC}) \right] \right\}$$

27 Chenni et al
$$T_c = T_a + 0.0138G(1 + 0.031Ta)(1 - 0.042Vw)$$

28 Kurtz et al
$$T_c = T_a + Ge^{-3.473-0.0594Vw}$$

29 Hornung et al
$$T_c = T_a + m \left[e^{(-0.5Vw/Vw_0)} + c \right] G$$

30 Coskun et al
$$T_c = 1.4Ta + 0.01(G - 500) - Vw^{0.8}$$

31 Sandia's model
$$T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \Delta T \text{ e } Tb = G(e^{a+bVw}) + Ta$$

32 Duffie & Beckman II
$$T_c = \frac{Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) (T_{cNOCT} - T_{a_{ref}}) \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau\alpha} (1 + \beta_{STC} T_{STC}) \right]}{1 - \frac{\beta_{STC}\eta_{STC}}{\tau\alpha} \frac{G}{G_{ref,NTE}} (T_{cNOCT} - T_{a_{ref}})}$$

33 Mattei
$$T_c = \frac{UTa + G(\tau\alpha - \eta_{STC} - \beta_{STC}\eta_{STC}T_{STC})}{U - \beta_{STC}\eta_{STC}G}$$

h= coeficiente de convecção do vento;

$$h=5.7+3.8Vw \text{ ou } h=8.91+2Vw$$

especificado em SKOPLAKI e PALYVOS (2008)

Estimativa de Tc para módulos policristalinos

Estima Tc para diferentes tecnologias FV

m, Vw_0 e c: coeficientes obtidos por regressão multilinear especificada em HORNUNG, STEINER e NITZ (2012)

Estimativa de Tc para módulos policristalinos

a e b: parâmetros empíricos,

$\Delta T = T_c - Tb$ no G_{ref} adaptado para módulos FV de alta concentração (HCPV) em RODRIGO, FERNÁNDEZ, *et al.* (2014)

U: coeficiente de troca de calor para a superfície do módulo

$$U=26.6+2.3v \text{ ou } U=24.1+2.9v$$

Especificado em MATTEI, NOTTON, *et al.* (2006), para

$$\tau\alpha = 0.81$$

3.2 Modelos estacionários de predição de T_c – equações gerais e parâmetros relevantes

Em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022) foi desenvolvido um estudo onde, a partir de análises realizadas com as equações expostas na Tabela 1, as mesmas puderam ser compiladas em três modelos de estimação de T_c que serão apresentados logo mais. A análise feita identificou que os parâmetros que tem mais influência na determinação de T_c , considerando as 33 correlações analisadas, são: G , Ta , Vw , η , τ e α . Aparecendo em, respectivamente 100%, 93,9%, 54,5%, 33,3%, 30,3% e 24,2% das correlações (SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO, 2021).

Os primeiros vinte modelos apresentados na Tabela 1 são lineares e SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022) foram compilados de forma que os mesmos pudessem ser representados pela Eq. 1. A correlação de ISFOC, apresentada na linha 21 da tabela mencionada se torna linear quando T_{h-s} e os termos em parênteses são assumidos como constantes. Os termos que aparecem na Eq. 1 como a_0 , a_1 , a_3 e a_4 , são específicos para cada um dos modelos lineares mencionados, os valores a serem assumidos por cada um dos parâmetros podem ser encontrados na Tabela 2.

$$T_c = a_0 + a_1 Ta + a_2 G + a_3 Vw + a_4 T_b \quad (Eq. 1)$$

As correlações apresentadas nas linhas 22 a 30 da Tabela 1 são não lineares e podem ser expressas pela Eq. 2 desenvolvida em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022). A correlação de Sandia, expressa na linha 31 da tabela, se encaixa na expressão geral a seguir, se a variação de temperatura determinada pelo produto da diferença de T_c e T_b pela irradiância de referência ($\Delta T = (T_c - T_b) G_{ref}$) for constante. Além dessa, a correlação apresentada por KURTZ, WHITFIELD, *et al.* (2009) é um modelo de caso particular de HORNUNG, STEINER e NITZ (2012) que pode se enquadrar na expressão geral a seguir. Os termos que aparecem (b_0 , b_1 , c_1 , d_1 , d_2 , e_1 , c_2 , e_2 , f_1 , g_1 , e_3 , f_2 , g_2 , e_4 , f_3 e g_3), assim como na equação geral apresentada anteriormente, possuem valores específicos para cada correlação não linear aos quais serão aplicados. A Tabela 3 traz a especificação desses parâmetros para cada um dos modelos.

$$Tc = b_0 + b_1Ta + c_1(e^{d_1+d_2Vw} + e_1)G + c_2(e_2 + f_1Ta)^{g_1} * (e_3 + f_2G)^{g_2} * (e_4 + f_3Vw)^{g_3} \quad (Eq.2)$$

Por fim, os modelos de Duffie&Beckman II (DUFFIE e BECKMAN, 2013) Mattei (MATTEI, NOTTON, *et al.*, 2006), apesar de serem também não lineares, não se encaixam na equação apresentada acima. Podendo ser expressos, conforme apresentado em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022), pela Eq.3. Assim como para as equações anteriores a esta, os termos que aparecerem (h_1, h_2, m_1, n_1) são específicos para cada modelo e suas especificações podem ser visualizadas na Tabela 4.

$$Tc = (h_1Ta + h_2G)(m_1 + n_1G)^{-1} \quad (Eq.3)$$

A partir das equações apresentadas neste capítulo, o presente trabalho visa aplicá-las de forma a verificar qual ou quais métodos analisados melhor se adequam a predição de Tc para as condições climáticas estudadas. O próximo capítulo irá apresentar o método de obtenção de dados dos parâmetros, a planta FV analisada e o ambiente ao qual essa está submetida.

Tabela 2: Termos das correlações lineares quando expressos pela Eq.1

Autores	Equações	a0	a1	a2	a3	a4
Fernández et al	$Tc = \frac{V_{OC} - c_1G - c_3}{c_2}$	$\frac{V_{OC} - c_3}{c_2}$	0	$\frac{-c_1}{c_2}$	0	0
Durisch et al.	$Tc = Ta + kG$	0	1	k	0	0
Nordmann and Clavadetscher Krauter	Igual a equação acima	0	1	k	0	0
Mondol et al	$Tc = Ta + 0.031G$	0	1	0.031	0	0
Hove	$Tc = Ta + G \left(\frac{\tau\alpha - \eta}{U_L} \right)$	0	1	$\frac{\tau\alpha - \eta}{U_L}$	0	0
Tiwari	$Tc = Ta + G \left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	0	1	$\left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	0	0
Eicker	$Tc = Ta + G \left(\frac{\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\alpha} \right) \right]$	0	1	$\left(\frac{\tau\alpha}{U_L} \right) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	0	0
Standard	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) (Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT})$	0	1	$\left(\frac{Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}}{G_{NOCT}} \right)$	0	0
Davis	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}} \right) (Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	0	1	$\left(\frac{Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}}{G_{NOCT}} \right) * \left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha} \right) \right]$	0	0
Mondol et al.	$Tc = Ta + 0.031G - 0.058$	-0.058	1	0.031	0	0
Tselepis	$Tc = 30 + 0.0175(G - 150) + 1.14(Ta - 25)$	0.0175(150) - 1.14(25)	1.14Ta	0.0175	0	0

Tiwari and Sodha I	$T_c = \frac{pG(\tau\alpha - \eta) + (U_t Ta + U_T Tb)}{(U_t + U_T)}$	0	$\frac{U_t}{(U_t + U_T)}$	$\frac{p(\tau\alpha - \eta)}{(U_t + U_T)}$	0	$\frac{U_T}{(U_t + U_T)}$
Tiwari and Sodha II	$T_c = \frac{\tau[\alpha_c p + \alpha_\gamma(1 - \beta_c)G - \eta_c G \beta_c + U_t Ta + U_T Tb]}{(U_t + U_T)}$	$\frac{\tau(\alpha_c p)}{(U_t + U_T)}$	$\frac{\tau U_t}{(U_t + U_T)}$	$\frac{\tau \alpha_\gamma(1 - \beta_c - \eta_c \beta_c)}{(U_t + U_T)}$	0	$\frac{\tau U_T}{(U_t + U_T)}$
Almonacid	$T_c = Ta + d_1 G + d_2 Vw$	0	1	d_1	d_2	0
Markvart	$T_c = 0.943Ta + 4.3 + 0.028G - 1.528Vw$	4.3	0.943	0.028	-1.528	0
Muzathik	$T_c = 0.943Ta + 0.3529 + 0.0195G - 1.528Vw$	0.3529	0.943	0.0195	-1.528	0
Akyuz et al	$T_c = 0.95Ta + 3.1 + 0.025G - 0.3Vw$	3.1	0.95	0.025	-0.3	0
NOCT-1p model	$T_c = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(T_{cNOCT} - Ta_{NOCT}) + a(Vw - Vw_{NOCT})$	$a(-Vw_{NOCT})$	1	$\frac{(T_{cNOCT} - Ta_{NOCT})}{G_{NOCT}}$	a	0
NOCT-2p model	$T_c = Ta + b\left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(T_{cNOCT} - Ta_{NOCT}) + c(Vw - Vw_{NOCT})$	$c(-Vw_{NOCT})$	1	$b\left(\frac{(T_{cNOCT} - Ta_{NOCT})}{G_{NOCT}}\right)$	c	0
ISFOC method	$T_c = Tb + \left(\eta C_g \sum \frac{L_i}{\lambda_i}\right)G$	0	0	$\eta C_g \sum \frac{L_i}{\lambda_i}$	0	1

Fonte: Adaptado de SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022)

Kurtz et al	T_c $= Ta + Ge^{-3.473-0.0594V_w}$	0	1	1	-3.473	-0.0594	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Horning et al	T_c $= Ta$ $+ m \left[e^{(-0.5V_w/V_{w0})} + c \right] G$	0	1	m	0	$-0.5/V_{w0}$	c	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coskun et al	$T_c = 1.4Ta + 0.01(G$ $- 500)$ $- V_w^{0.8}$	-0.01 *500	1.4	0.01	0	0	0	-1	1	1	1	1	0	1	0	1	0.8

Fonte: Adaptado de SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022)

Tabela 4: Termos das correlações não lineares quando expressos pela Eq.3

Autores	Equações	h_1	h_2	m_1	n_1
Duffie & Beckman II	$T_c = \frac{Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) (T_{cNOCT} - Ta_{ref}) \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau\alpha} (1 + \beta_{STC} T_{STC})\right]}{1 - \frac{\beta_{STC}\eta_{STC}}{\tau\alpha} \frac{G}{G_{ref,NTE}} (T_{cNOCT} - Ta_{ref})}$	1	$\left(\frac{(T_{cNOCT} - Ta_{ref})}{G_{NOCT}}\right) \left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau\alpha} (1 + \beta_{STC} T_{STC})\right]$	1	$\frac{-\beta_{STC} T_{STC} (T_{cNOCT} - Ta_{ref})}{\tau\alpha G_{ref,NTE}}$
Mattei	$T_c = \frac{UTa + G(\tau\alpha - \eta_{STC} - \beta_{STC}\eta_{STC}T_{STC})}{U - \beta_{STC}\eta_{STC}G}$	U	$\tau\alpha - \eta_{STC} - \beta_{STC}\eta_{STC}T_{STC}$	U	$-\beta_{STC}\eta_{STC}$

Fonte: Adaptado de SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022)

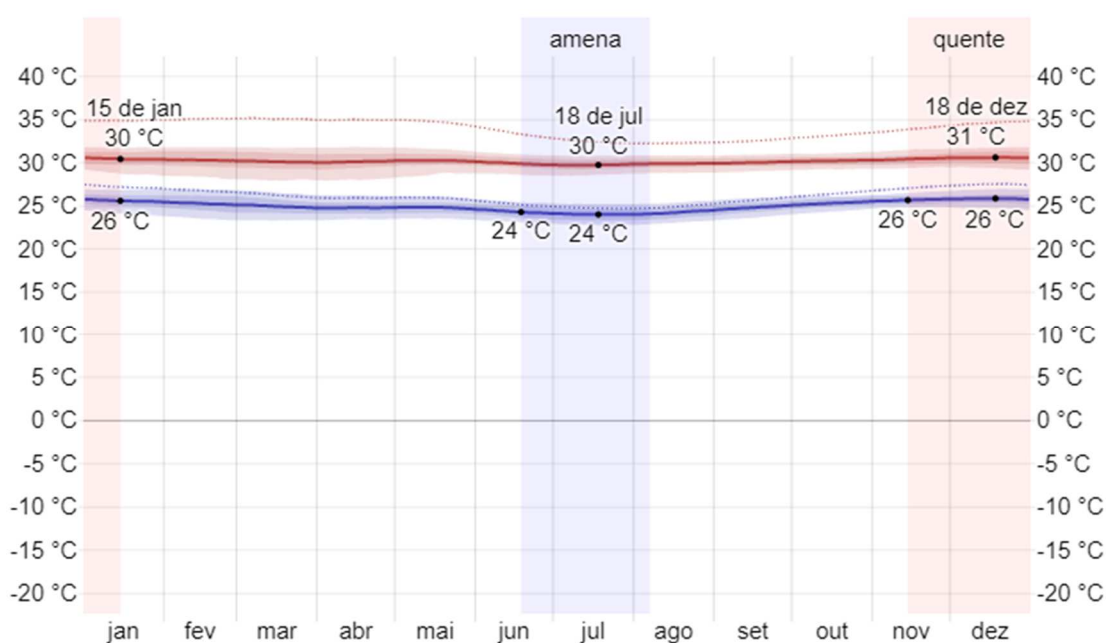
4 METODOLOGIA

Para determinação de T_c , foram coletados dados a partir de um sistema FV instalado no Laboratório de Energias Alternativas (LEA), localizado na Universidade Federal do Ceará (UFC). O presente capítulo apresenta a planta FV analisada no estudo abordado neste documento, bem como características climáticas do local de instalação, os dispositivos de medição e o software de armazenamento de dados dos parâmetros medidos e utilizados para obtenção dos resultados apresentados posteriormente.

4.1 Condições climáticas do local da instalação

Como mencionado na introdução deste capítulo, o sistema FV em estudo encontra-se instalado no LEA, na cidade de Fortaleza/CE. Localizada próximo a Linha do Equador e a oeste do Meridiano de Greenwich, a capital do Ceará é uma cidade do litoral nordeste do Brasil. Possuindo elevados índices de insolação e radiação solar, índices esses que influenciam na temperatura, evaporação e luminosidade da localidade, a cidade possui uma temperatura média de $26,8^{\circ}\text{C}$, com máxima de $30,2^{\circ}\text{C}$ e mínima de $23,5^{\circ}\text{C}$ PETALAS e MOTA, 2013, como pode ser visto na *Figura 9*.

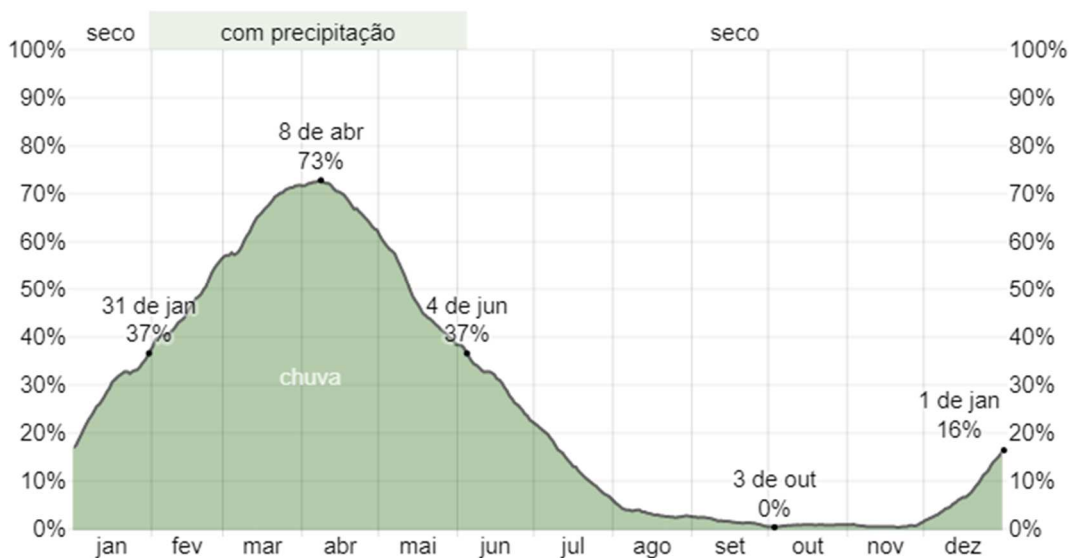
Figura 9: Temperaturas máximas e mínimas médias em Fortaleza



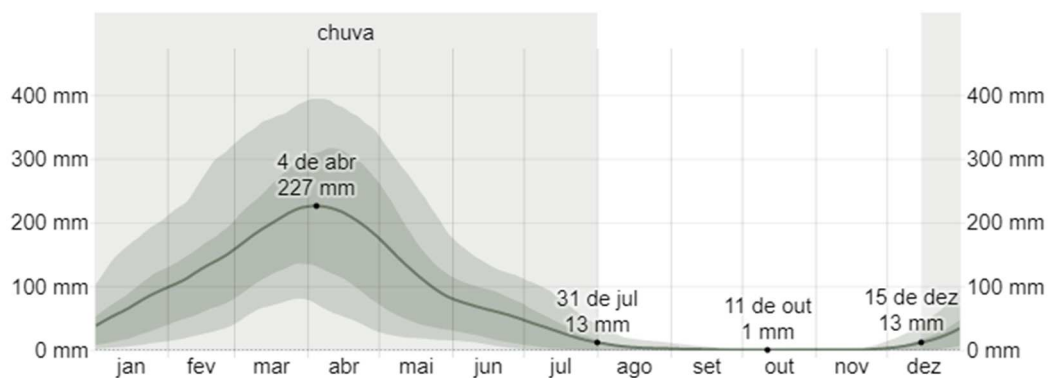
Fonte: WEATHER SPARK (2021)

Devido sua proximidade com a linha do equador, a cidade apresenta elevadas temperaturas com baixa amplitude térmica diária e anual. Além disso, existem apenas duas estações ao longo do ano, uma caracterizada pelo período chuvoso da região, entre janeiro e junho, e outra caracterizada pelo período seco. Isso ocorre pois a localização geográfica da cidade permite que esta sofra influência de massas de ar equatoriais e tropicais que, ao associar isso a continentalidade, forma de relevo, extensão territorial, dentre outros, definem o clima da região como tropical equatorial com até 6 meses secos. As figuras *Figura 10 (a)* e *Figura 10 (b)* apresentam a probabilidade de precipitação e dados de chuva mensal média em Fortaleza.

Figura 10: (a) Probabilidade de precipitação em Fortaleza (b) Chuva mensal média em Fortaleza



(a)



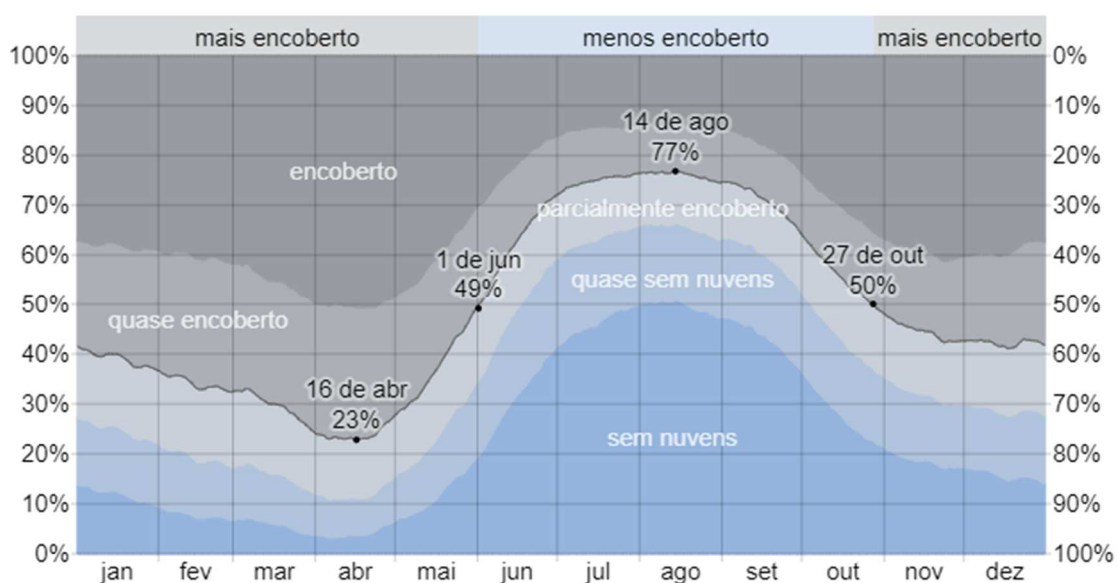
(b)

Fonte: WEATHER SPARK (2021)

A duração do dia em Fortaleza não apresenta grande variação ao longo do ano, sendo o dia caracterizado por aproximadamente 12 horas de luz solar. Os horários característicos de nascer e pôr do sol giram em torno de 5:30 e 17:30, respectivamente (WEATHER SPARK, 2021).

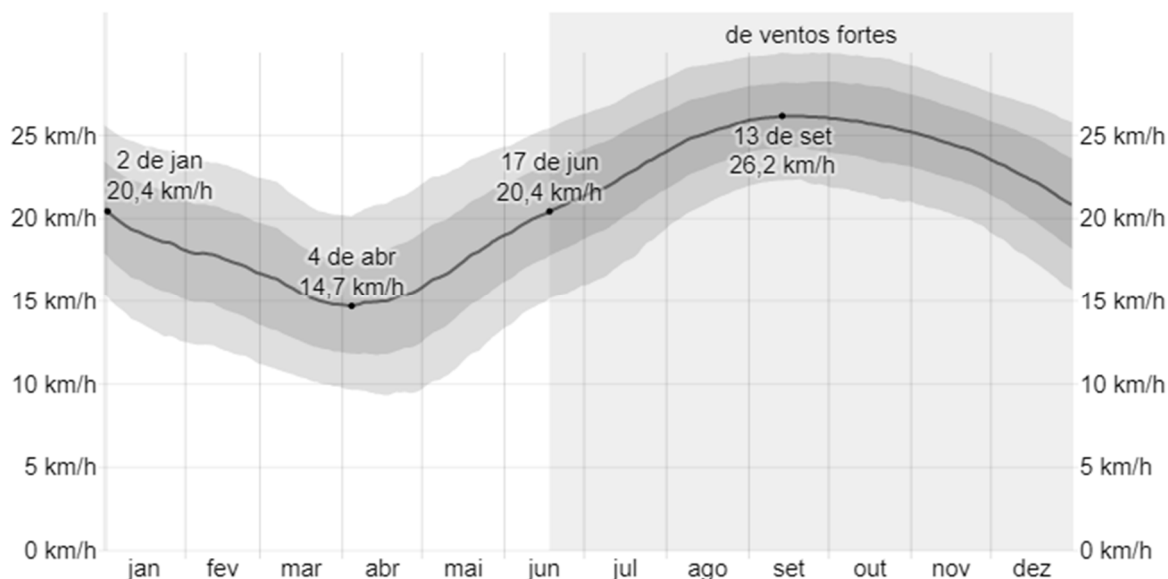
Já a velocidade do vento ao longo do ano passa por consideráveis variações sazonais. O primeiro semestre do ano, caracterizado pelo período chuvoso da região, representa a época mais calma de ventos e com maior nebulosidade. Enquanto o segundo semestre, além de ser o menos chuvoso, apresenta ventos mais fortes e baixa nebulosidade. A *Figura 11* mostra as categorias de nebulosidade ao longo do ano em Fortaleza e a *Figura 12* mostra a velocidade média do vento na referida cidade, a medidas de velocidade do vento foram realizadas em área ampla a 10 metros acima do solo (WEATHER SPARK, 2021).

Figura 11: Categorias de nebulosidade em Fortaleza



Fonte: WEATHER SPARK (2021)

Figura 12: Velocidade média do vento em Fortaleza



Fonte: WEATHER SPARK (2021)

4.2 Descrição da planta FV do LEA-UFC

A planta FV analisada foi conectada à rede em julho de 2016, graças à parceria entre o Núcleo de Ensino e Pesquisa em Agricultura Urbana (NEPAU), o Instituto Joazeiro de Desenvolvimento Sustentável e a Superintendência de Infraestrutura da UFC. Localizado no Centro de Ciências Agrárias da UFC e coordenado pelo Professor Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, docente do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) da UFC, o LEA tem por objetivo produzir energia elétrica através das plantas FV lá instaladas e injetar a energia gerada por elas na rede. Somando-se a isso, o LEA também visa o aperfeiçoamento dos sistemas ao desenvolver pesquisas e tecnologias destinadas às energias renováveis.

Com uma potência total de 1500 Wp, o sistema FV é composto por 6 módulos de silício policristalino YL250P-29b, de 250 Wp cada, da fabricante Ingli Solar. As dimensões de comprimento e largura de cada módulo são, respectivamente, 1,64m e 0,99m, o que resulta em uma área útil de 1,624m² por módulo FV e aproximadamente 9,75m² de área útil ocupada pelo sistema FV. A Tabela 5 apresenta as características elétricas do modelo de módulo FV utilizado na instalação.

Outro componente da instalação, é o inversor CC/CA, responsável por converter a energia elétrica produzida em corrente contínua para um nível de frequência equivalente ao da rede elétrica da concessionária local, Enel Distribuição, sendo essa, 60Hz. Assim, a rede da concessionária é utilizada para o escoamento da

energia gerada. Para isso, os sistemas *on-grid* devem estar de acordo com a regulamentação e legislação voltadas a este tipo de conexão

Tendo em vista que o inversor foi especificado para uma planta FV composta por 6 módulos de características elétricas apresentadas na Tabela 5 e, considerado um fator de segurança de 30%, o inversor deve atender aos três requisitos básicos:

- Potência máxima superior a 1500 W ($6 \times P_{MAX}$);
- Corrente CC máxima superior a 8,39 A (I_{mpp});
- Tensão CC máxima superior a 178,8 V ($6 \times V_{mpp}$).

Devido a isso, o inversor escolhido e instalado no sistema FV corresponde ao modelo PHB1500-SS da fabricante PHB Eletrônica, cujas características elétricas também se encontram listadas na Tabela 5.

Tabela 5: Dados elétricos dos módulos e inversor utilizados no arranjo FV analisado

Dispositivo	Parâmetros elétricos	Símbolo/unidade	Valores
	Potência de saída	P_{MAX} (Wp)	250
	Eficiência	η	15.4
Módulo	Tensão em P_{MAX}	V_{mpp} (V)	29.8
YL250P-29b	Corrente em P_{MAX}	I_{mpp} (A)	8.39
	Tensão de circuito aberto	V_{oc} (V)	37.6
	Corrente de curto-circuito	i_{sc} (A)	8.92
	Max. potência FV CC	P_{CCmax} (W)	1800
	Max. tensão CC	V_{CCmax} (V)	450
	Max. corrente CC	I_{CCmax} (A)	12
Inversor	Nº de <i>strings</i> em paralelo	-	1
PHB1500-SS	Potência CA nominal	P_{CANom} (W)	1500
	Max. tensão CA	V_{CAmax} (W)	1650
	Max. corrente CA	I_{CAmax} (A)	8
	Fator de potência	FP	1

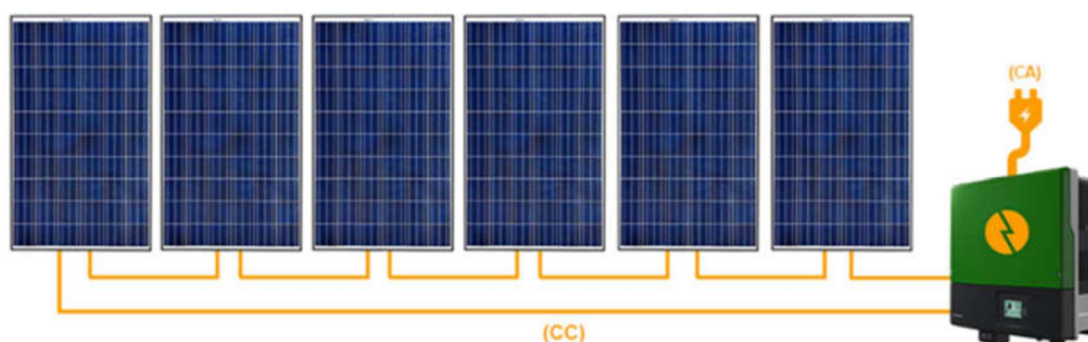
Fonte: Adaptado de CHAVES, M. (2018)

Na Tabela 5, um dos parâmetros elétricos do inversor corresponde ao número de *strings* em paralelo conectadas ao mesmo, sendo este valor unitário. A topologia de ligação dos módulos FV corresponde a uma ligação série, estando os

seis módulos FV ligados em série entre si, conforme apresentado na Figura 13. Assim, o número de *strings* em paralelo conectadas ao inversor escolhido foi satisfeito.

A topologia de ligação do arranjo FV estudado constitui-se de uma ligação série, o que faz com que a corrente CC do sistema seja a mesma para todos os módulos FV, enquanto a tensão é equivalente a soma das tensões de cada um deles.

Figura 13: Configuração de ligação série do sistema FV analisado



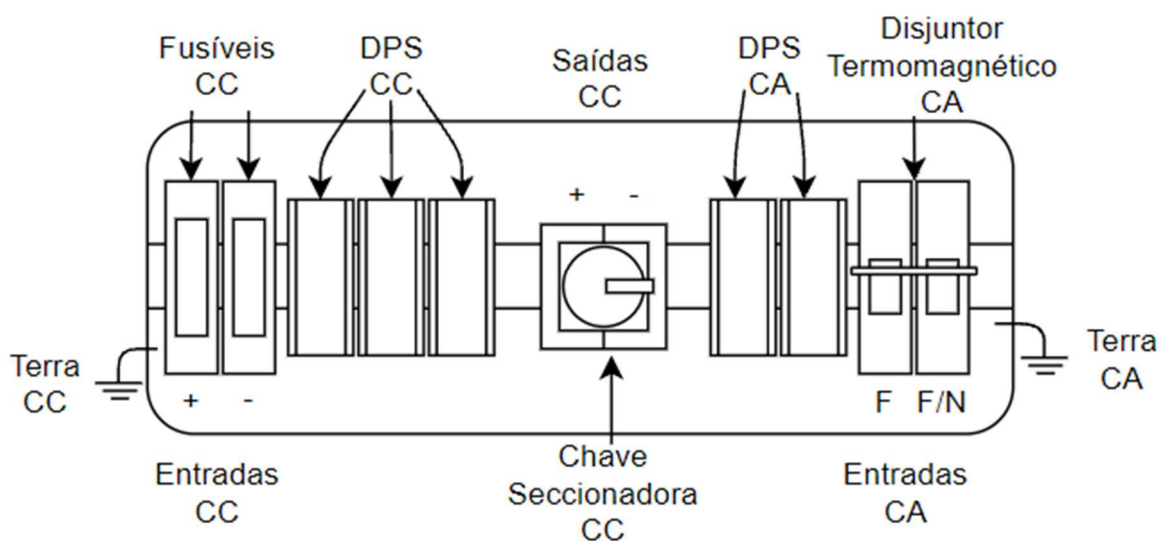
Fonte: CHAVES, M. (2018)

A proteção do sistema FV é realizada tanto do lado de CC quanto do lado CA. O quadro de proteção da geração distribuída (GD) é então composto por disjuntores, dispositivos de proteção contra surto (DPS), fusíveis de proteção contra curto-circuito e uma chave seccionadora. De forma que o quadro de proteção da instalação encontra-se montado conforme o esquema apresentado na *Figura 14*.

O disjuntor termomagnético CA deve ser especificado de forma que sua corrente nominal esteja entre os valores da corrente máxima CA e limite da corrente de abertura especificadas pelo inversor. Como essas correntes no inversor instalado correspondem a, respectivamente, 8 A e 25 A, o dispositivo de seccionamento especificado para o lado CA corresponde a um disjuntor termomagnético unipolar cuja corrente nominal corresponde a 10 A. O quadro de proteção, ou *stringbox*, instalado corresponde ao modelo STB01-1000V/01 da fabricante PHB Eletrônica.

O arranjo FV está conectado à rede elétrica de baixa tensão monofásica do Campus do Pici - UFC, cujo nível de tensão nominal corresponde a 220 V. O método de montagem do sistema foi o de instalação livre, com o sistema FV orientado para o Norte geográfico com uma inclinação correspondente a 5 graus, conforme apresentado na *Figura 15*.

Figura 14: Esquema de representação do quadro de proteção da geração FV



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 15: Arranjo FV instalado em telhado no LEA- UFC



Fonte: CHAVES, M. (2018)

4.3 Dispositivos de medição

Para realizar a medição de alguns parâmetros necessários para obtenção de T_c através dos modelos apresentados anteriormente, sensores e outros instrumentos de medição foram instalados nas vizinhanças da planta FV analisada. Os parâmetros visados nas medições foram G , V_w , T_a e T_c e os instrumentos utilizados para realizar a medição de cada um desses serão apresentados logo mais. A medição ocorreu de tal forma que os parâmetros medidos estivessem os mais condizentes com aqueles aos quais o módulo FV estava submetido.

4.3.1 Instrumento de medição de irradiância solar

O piranômetro é um dispositivo capaz de realizar a medição de irradiância solar, em W/m^2 , em uma superfície plana horizontal. A medição ocorre a partir da densidade de fluxo de radiação global em comprimentos de onda, indo desde o ultravioleta ao infravermelho do espectro eletromagnético. O instrumento possui uma termopilha que mede a diferença entre a temperatura de duas superfícies igualmente iluminadas, sendo uma pintada de preto e outra de branco. O valor instantâneo da energia solar é medido a partir da diferença de potencial entre as superfícies provocada pelas expansões sofridas por essas. Os piranômetros também possuem dispositivos que alteram suas características conforme a incidência solar, convertendo sinais óticos em sinais elétricos do tipo analógico, os chamados fotodiodos.

Para realizar a medição do parâmetro G do arranjo FV analisado, foi utilizado um piranômetro da fabricante Hukseflux, modelo LP02. O equipamento foi instalado no mesmo ângulo do plano inclinado da planta FV. A *Figura 16* apresenta o instrumento em questão já instalado. Os dados de medição do piranômetro foram validados com o uso do medidor de irradiância Solar-100 da marca fabricante AMPROBE.

4.3.2 Instrumento de medição de velocidade do vento

Os anemômetros são instrumentos de monitorização meteorológica utilizado para medir a velocidade do vento. Podendo ser de diferentes formas, sendo a mais simples o anemômetro de copo. Este último com saída analógica mensura

apenas a velocidade do vento, não incluindo sua direção, e possui uma estrutura composta por 3 ou quatro copos em volta de um polo vertical. O vento faz com que os braços girem ao redor do polo central e a velocidade do vento pode ser calculada a partir da multiplicação do número de revolução dos copos pela circunferência do círculo que os copos criam. O instrumento em questão então, mede a velocidade do vento em m/s.

Para realizar a medição do parâmetro V_w do arranjo FV analisado, foi utilizado um anemômetro NRG #40C. O mesmo foi instalado no mesmo ângulo do plano inclinado da planta FV sobre a superfície dos módulos. A *Figura 16* apresenta o instrumento em questão já instalado.

4.3.3 Instrumento de medição de temperatura das células FV

Sensores PT-100, ou termoresistências, são sensores de temperatura que tem o valor de sua resistência alterada conforme a variação de temperatura a ele imposta. Sendo muito utilizado, o sensor PT-100 é um Detector de Temperatura Resistivo (RTD, do inglês *Resistance Temperature Detector*) e consiste em um fio espiralado envolto de um núcleo, este último normalmente cerâmico ou de vidro. O material do sensor apresenta uma mudança na resistência conforme a alteração da temperatura; esta mudança previsível é utilizada para determinar a temperatura.

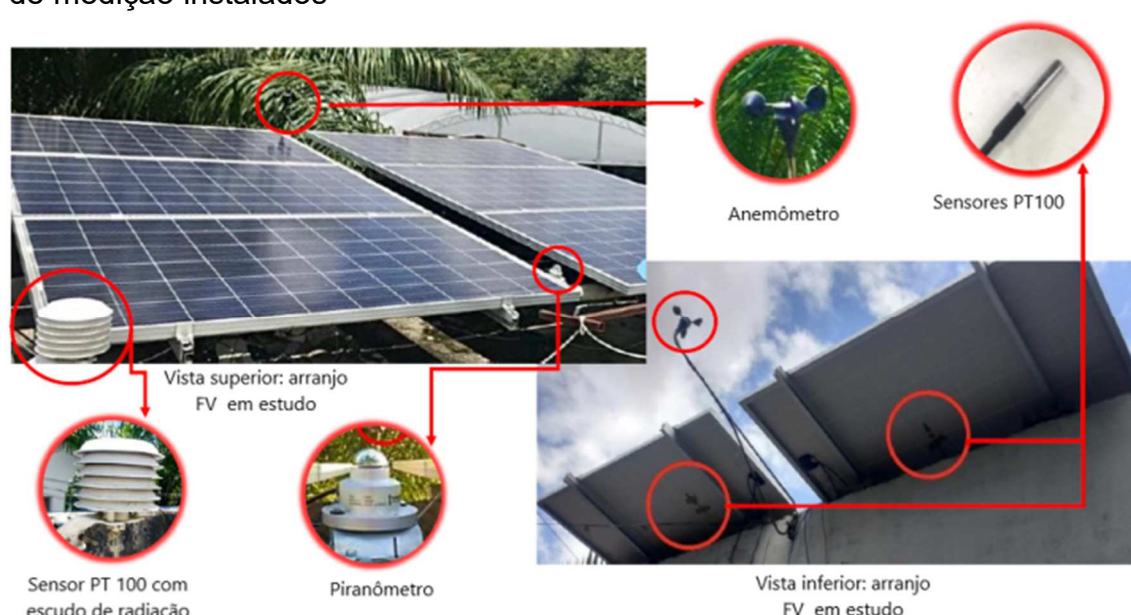
Como já mencionado, devido à proteção imposta pela instalação da estrutura do módulo FV, não é possível medir com precisão o valor de T_c . Entretanto, foi visto que comumente é medida a temperatura na parte posterior de um módulo FV, por ser o local de maior temperatura devido ao menor fluxo de calor, e considerada essa como sendo o valor de T_c .

Logo, para realizar a medição do parâmetro T_c do arranjo FV analisado, foram utilizados seis sensores PT-100, sendo um para cada módulo FV do sistema estudado. Os mesmos foram instalados na parte traseira dos módulos FV sendo fixados com cola térmica resistente a temperatura e isolados com silicone. A *Figura 16* apresenta o instrumento em questão já instalado.

4.3.4 Instrumento de medição de temperatura ambiente

Para realizar a medição do parâmetro T_a , também foi utilizado sensor PT-100. Como este instrumento costuma ser um tanto frágil, muitas vezes o sensor é colocado dentro de uma sonda com bainha para protegê-lo. No caso do sensor instalado para medição de T_a no LEA, esse era caracterizado por possuir um escudo de radiação (*radiation shield*). A Figura 16 apresenta o instrumento em questão já instalado.

Figura 16: Arranjo FV instalado em telhado no LEA- UFC com instrumentos de medição instalados



Fonte: Adaptado de BARROS, SANTOS, *et al.* (2021)

4.4 Renewable Energy Monitoring System - REMS

Para realizar a obtenção das variáveis meteorológicas necessárias para predição de T_c , foi utilizado o Sistema de Monitoramento de Energia Renovável (REMS, do inglês *Renewable Energy Monitoring System*). Com ele, além dos valores medidos pelos sensores, foi possível identificar dia e hora exatos do momento em que ocorreu a coleta de dados. A interface proposta consiste em um sistema real previamente desenvolvido no LEA, laboratório no qual encontra-se instalado a planta de estudo do presente trabalho .

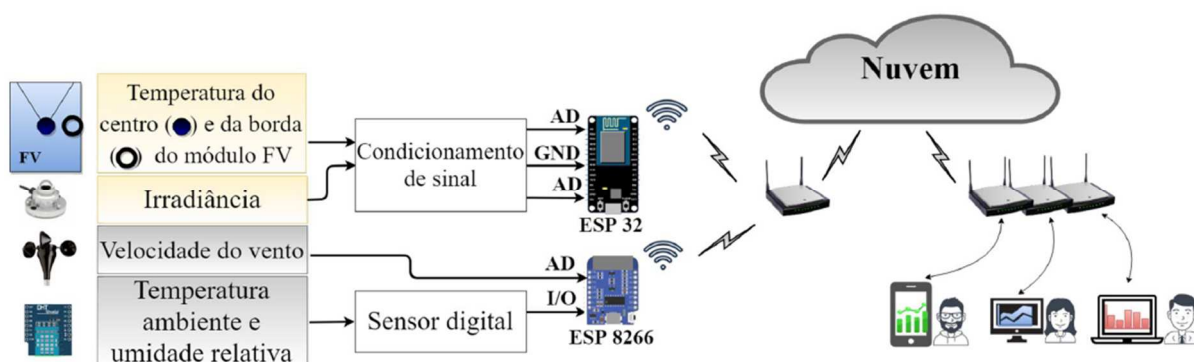
Os sistemas de monitoramento *online* são de grande importância para fontes renováveis de energia, uma vez que através deles é possível detectar falhas,

verificar dados de projeto, otimizar a eficiência de conversão das usinas, dentre outros. Porém, normalmente, para realizar este monitoramento são necessários equipamentos dispendiosos, como *dataloggers* e equipamentos eletrônicos de sensoriamento, controle e armazenamento de dados (PEREIRA, JUCÁ, *et al.*, 2019). O monitoramento das variáveis ambientais possibilita uma análise tanto quantitativa quanto qualitativa dos dados coletados implicando na otimização de tomadas de decisões.

Visando eliminar as desvantagens dos equipamentos convencionais de monitoramento *online*, PEREIRA (2018) apresentou uma proposta de rede de monitoramento de plantas FV utilizando o conceito de Internet das Coisas (IoT, do inglês *Internet of Things*). Onde essa era composta por dois módulos de *hardware* de baixo custo e *software* livre.

Na proposta apresentada, o primeiro módulo de *hardware* é baseado no SoC (*System On a Chip*) ESP 32, e é utilizado no monitoramento online de G incidente sobre o módulo FV e T_c . Já o segundo módulo de *hardware* é baseado no SoC ESP 8266 e é utilizado na medição de V_w , T_a e umidade relativa do ar. Com a rede IoT proposta, as medições podem ser acessadas de forma *online*. A Figura 17 apresenta o sistema de monitoramento IoT desenvolvido em PEREIRA (2018).

Figura 17: Sistema de monitoramento IoT



Fonte: PEREIRA, JUCÁ, *et al.* (2019)

Conforme explicado em PEREIRA, JUCÁ, *et al.*, (2019), o IoT proposto é capaz de receber e armazenar em nuvem os dados coletados pelos sensores a cada minuto. O que atende as exigências da IEC 61724:1998 que especifica que, para os parâmetros que variam de acordo com a irradiância, o intervalo de amostragem deve ser de, no máximo, 1 (um) minuto.

4.5 Tratamento de dados

Totalizando 32 meses de medição, a coleta de dados ocorreu entre os meses de abril de 2018 e novembro de 2020. Sendo os dados coletados e armazenados em planilhas eletrônicas, pelo REMS, com um intervalo de um minuto entre cada medição. As medições selecionadas para análise foram realizadas entre 06:00 horas e 17:00 horas, caracterizando o intervalo de horas completas de Sol no local da instalação.

O tratamento de dados ocorreu de forma que os valores atípicos (*outliers*) fossem identificados e descartados da análise realizada posteriormente. Para identificar tais valores, foram determinados limites mínimos e máximos para as variáveis G e T_a , sendo este limite especificado com base em dados históricos desses parâmetros, obtidos em Fortaleza, localidade da instalação em estudo, pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Para T_a , a faixa considerada aceitável para variação do parâmetro foi de 21,7°C a 39°C, enquanto a faixa adotada para G possuía os limites mínimo e máximo como sendo, respectivamente, 0 W/m² e 1250 W/m². Foi notado que o sensor de temperatura acoplada ao módulo FV número 2 apresentava, além de medições divergentes dos outros 5 sensores, valores de T_c descalibrados. Devido a este problema, as medições informadas pelo sensor em questão também foram desconsideradas no estudo realizado. O valor médio de T_c considerado na avaliação foi determinado a partir das medições feitas pelos cinco sensores de temperatura acoplados aos módulos FV, sendo considerado para análise, o valor médio entre as cinco medições. Os demais parâmetros medidos, tais como G , T_a e V_w também foram utilizados. Como somente apresentavam um instrumento de medição por parâmetro, o valor computado foi aquele utilizado na análise.

4.6 Escopo do trabalho

Após a obtenção dos dados, foi possível realizar uma avaliação em cima desses. Como visto no anteriormente, devido localizar-se próximo a Linha do Equador, a cidade de Fortaleza/CE possui duas estações ao longo do ano. Uma caracterizada pelo período chuvoso e outra, pelo período seco da região. Para a análise realizada, os primeiros seis meses do ano, indo de janeiro a junho, foram considerados aqueles

correspondentes ao período chuvoso da região, com uma probabilidade de precipitação acima de 20%, conforme mostrado na *Figura 10*. Já os meses de junho a dezembro, sendo estes os meses do segundo semestre do ano, foi considerado como período seco da região. Levando em consideração essa diferenciação entre as estações e, como cada uma apresenta características climatológicas típicas, foram realizadas análises distintas para cada estação do ano. Estas análises visavam verificar o quão adequado estava cada método de predição de T_c para as condições climáticas de Fortaleza.

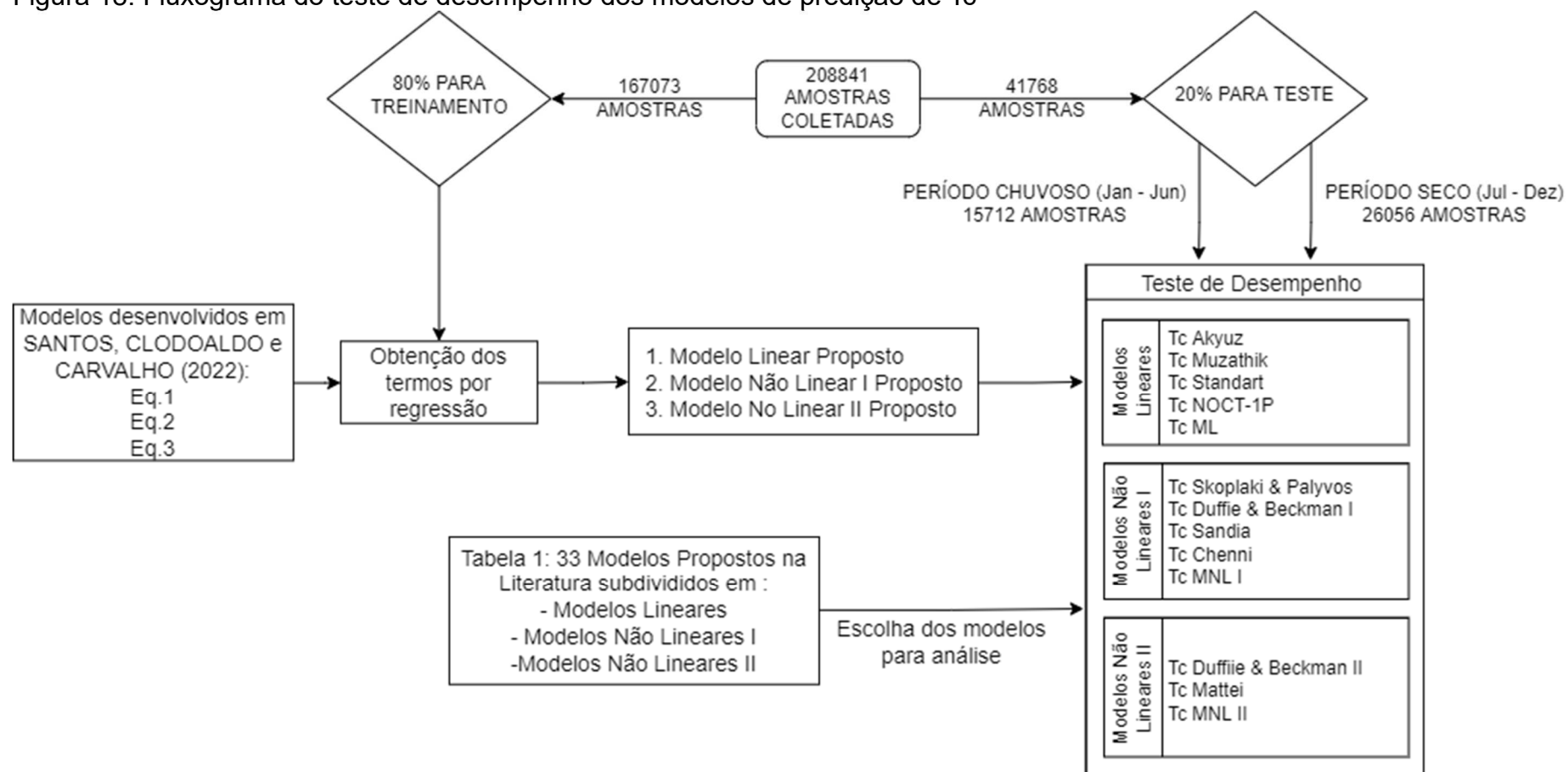
As amostras foram divididas em dois grupos, um correspondendo a 80%, que foi utilizado na obtenção dos parâmetros das equações propostas e outro correspondendo aos 20% restantes das amostras, utilizado para testar tanto os modelos propostos quanto os modelos já existentes na literatura. As amostras para testagem dos modelos foram subdivididas em dois grupos, um com os dados de janeiro a junho e outro com os dados coletados nos meses de julho a dezembro.

A partir dos dados medidos e, levando em consideração as três equações propostas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022), foram realizadas regressões múltiplas a fim de determinar os parâmetros de cada uma das equações e, assim, utilizar os métodos propostos para a predição de T_c . As equações com os termos obtidos através das regressões serão apresentados posteriormente no Capítulo 5.

A análise dos métodos foi dividida em duas etapas. Para a primeira, foram escolhidos quatro métodos de predição de T_c que se encaixavam em cada uma das equações desenvolvidas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022). Como somente dois modelos se enquadravam na *Eq.3*, para esta, somente os dois modelos foram analisados. Além destes, os três modelos de estimação propostos neste trabalho, também foram analisados. Já a segunda etapa consistiu no teste de desempenho dos modelos analisados. A partir desta análise foi possível determinar, através de dados de erros apresentados por cada modelo analisado, qual método melhor se adequava as condições do clima semiárido brasileiro. A *Figura 18* traz o fluxograma referente as etapas de explicadas anteriormente.

Devido à grande quantidade de amostras dos parâmetros, correspondendo a 208841 medições por parâmetro, as análises foram realizadas considerando tanto todas as amostras coletadas, quanto considerando a média por minuto das medições.

Figura 18: Fluxograma do teste de desempenho dos modelos de previsão de Tc



Fonte: Elaborado pelo Autor

Como mencionado anteriormente, a primeira análise realizada foi feita entre os valores de T_c medidos e os valores encontrados a partir de modelos de predição de T_c já existentes na literatura. A escolha dos modelos de teste se deu com base nas três equações propostas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022). Todos os modelos escolhidos para análise estão listados na *Tabela 6*.

A *Eq.1* representa os modelos de equações lineares. Dentre os modelos apresentados na *Tabela 1*, foram escolhidos quatro que se classificavam na *Eq.1* para serem analisados. Correspondendo as linhas 9, 17, 18 e 19 da referida tabela, os quatro modelos escolhidos levavam em consideração os três parâmetros independentes medidos, sendo eles V_w , T_a e G , além de parâmetros NOCT.

Os modelos representados a *Eq.2* correspondem a modelos não lineares cujo valor final depende de variáveis independentes que foram medidas, tais como V_w , G e T_a . Foram escolhidos, assim como anteriormente, quatro modelos de estimação que poderiam ser compreendidos pela *Eq.2*. Os modelos escolhidos para análise correspondem aqueles apresentados nas linhas 23, 25, 27 e 31 da *Tabela 1*.

Por fim, os dois únicos modelos que estavam classificados na *Eq.3* foram também avaliados, os mesmos correspondem as equações apresentadas nas linhas 32 e 33 da *Tabela 1*. Os modelos também são não lineares, mas somente apresentam correlação com as variáveis independentes G e T_a . Além desses, outros parâmetros também são levados em consideração, como os parâmetros NOCT e STC, disponíveis no *datasheet* dos módulos FV.

Tabela 6: Modelos de predição de Tc analisados

Identificação do modelo		Equação	Referências do modelo
	Tc Akyuz	$Tc = 0.95Ta + 3.1 + 0.025G - 0.3Vw$	COSKUN, TOYGAN, <i>et al.</i> (2017) e AKYUZ, COSKUN, <i>et al.</i> (2012)
Modelos Lineares	Tc Muzathik	$Tc = 0.943Ta + 0.3529 + 0.0195G - 1.528Vw$	COSKUN, TOYGAN, <i>et al.</i> (2017) e MUZATHIK (2014)
	Tc Standart	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT})$	MORA, CARRETERO e CARDONA (2015)
	Tc NOCT-1P	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT}) + a(Vw - Vw_{NOCT})$	MORA, CARRETERO e CARDONA (2015)
Modelos	Tc Skoplaki & Palyvos	$Tc = Ta + \left(\frac{0.32w}{8.91 + 2Vw}\right)G$	COSKUN, TOYGAN, <i>et al.</i> (2017) e SKOPLAKI e PALYVOS (2009)
Não Lineares I	Tc Duffie e Beckman I	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{NOCT})\left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8Vw}\right)\left[1 - \left(\frac{\eta}{\tau\alpha}\right)\right]$	DUFFIE e BECKMAN (2013)
	Tc Sandia	$Tc = Ta + \left(\frac{G}{G_{ref}}\right)\Delta T e Tb = G(e^{a+bVw}) + Ta$	RODRIGO, FERNÁNDEZ, <i>et al.</i> (2014)
	Tc Chennai	$Tc = Ta + 0.0138G(1 + 0.031Ta)(1 - 0.042Vw)$	CHENNI, MAKHLOUF, <i>et al.</i> (2007)
Modelos Não Lineares II	Tc Duffie e Beckman II	$Tc = \frac{Ta + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right)(Tc_{NOCT} - Ta_{ref})\left[1 - \frac{\eta_{STC}}{\tau\alpha}(1 + \beta_{STC}T_{STC})\right]}{1 - \frac{\beta_{STC}\eta_{STC}}{\tau\alpha} \frac{G}{G_{ref,NTE}}(Tc_{NOCT} - Ta_{ref})}$	DUFFIE e BECKMAN (2013) e MOHAMMED, GUPTA, <i>et al.</i> (2019)
	Tc Mattei	$Tc = \frac{UTa + G(\tau\alpha - \eta_{STC} - \beta_{STC}\eta_{STC}T_{STC})}{U - \beta_{STC}\eta_{STC}G}$	MATTEI, NOTTON, <i>et al.</i> (2006)

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.6.1 Obtenção dos termos das equações propostas

Para realizar a análise das três equações propostas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022), primeiro foi necessário determinar os termos que compunham cada equação. Para isso, regressões múltiplas foram realizadas. Para a realização dessas foram utilizadas as amostras de treinamento, correspondendo a 80% do total de amostras coletadas entre os anos de 2018 a 2020. Para determinação dos termos da Eq. 1, devido esta caracterizar-se como um modelo linear, foi realizada uma regressão linear múltipla, considerando T_c como a variável dependente e os parâmetros T_a , G , V_w e T_b , como variáveis independentes. A regressão buscava então, determinar os termos a_0 , a_1 , a_2 , a_3 e a_4 presentes na equação.

Como já explicado, devido à dificuldade em medir o valor real de T_c , é realizada a medição de T_b e considerada essa como sendo igual a T_c . Essa consideração é feita baseada na norma IEC 61215, onde é informado que T_c é medido através de sensores de temperatura, fixados por solda ou adesivo termicamente condutor, as costas de duas células FV, perto do meio de cada módulo FV em teste (IEC, 2005). Devido a isto, o termo multiplicador de T_b foi considerado nulo, uma vez que não era possível realizar a regressão caso uma das variáveis independentes fosse igual a variável dependente. Além disso, dos 21 modelos representados pela Eq. 1, somente 3 levavam a variável T_b em consideração.

O software Excel foi utilizado para realizar a regressão linear múltipla e determinar os termos do modelo linear proposto. O software possui suplementos que, dentre as ferramentas que podem ser ativadas, está a ferramenta “Análise de Dados”, utilizada para análise de dados financeiros e científicos. Uma das funções que esta ferramenta proporciona é a regressão linear. Nela, é escolhida uma variável “y” de entrada, correspondente a variável dependente, e as variáveis “x” de entrada, que são as variáveis independentes. Vale salientar que a ferramenta aceita que mais de uma coluna de dados seja escolhida como variável “x” de entrada, tornando possível o cálculo da regressão linear múltipla. Além das variáveis, é possível definir o nível de confiança da regressão a ser realizada, esse nível já vem predefinido como 95%, mas também pode ser alterado conforme a necessidade do usuário. Para a obtenção dos termos do modelo linear proposto, o nível de confiança considerado foi de 95%.

Após a seleção de dados, o software retorna, além dos coeficientes de multiplicação para cada variável independente, os valores de estatísticas de regressão,

como erro padrão, valor -P (que representa o teste de significância individual), resíduo, soma dos quadrados dos desvios totais, dentre outros.

Para determinação dos termos presentes em Eq.2 e Eq.3, foram realizadas regressões não lineares múltiplas, uma vez que essas equações caracterizavam modelos não lineares e que cada uma possuía mais de uma variável independente. Para estes modelos foi utilizado o suplemento Solver do Microsoft Excel que consiste em uma ferramenta de teste de hipóteses capaz de solucionar problemas ao encontrar combinações de variáveis que maximizem ou minimizem uma célula destino (TEIXEIRA, 2002).

Diferenciando-se da ferramenta Análise de Dados, no Solver ao invés de utilizar o valor dos parâmetros medidos, é utilizado os valores dos termos a serem definidos e uma célula objetivo. O Solver funciona de tal forma que diversas iterações são realizadas alterando as células variáveis, que são os termos buscados de cada equação, de forma a obter a melhor solução para um objetivo definido. A célula objetivo para as regressões não lineares realizadas era equivalente a soma dos erros quadráticos encontrados entre o valor de T_c medido e o valor de T_c calculado pela equação da regressão. A regressão realizada objetificava que o valor presente nesta célula fosse minimizado visando um valor nulo.

4.6.2 Análise dos modelos

A análise comparativa dos modelos de predição será apresentada no Capítulo 5. Os gráficos apresentados foram plotados com base nos parâmetros meteorológicos medidos e aplicados aos modelos analisados. Já a análise quantidade foi realizada com base nos valores obtidos de erro médio quadrático (MSE, do inglês *Mean Square Error*), magnitude média de erro (RMSE, do inglês *Root Mean Square Error*) e erro médio absoluto (MAE, do inglês *Mean Absolute Error*) de cada um dos modelos analisados em relação as medições tomadas como base. Vale salientar que o MSE, devido ao expoente ao quadrado do erro, é bastante sensível a *outliers*, podendo sua métrica vir a extrapolar caso exista muitos erros significativos.

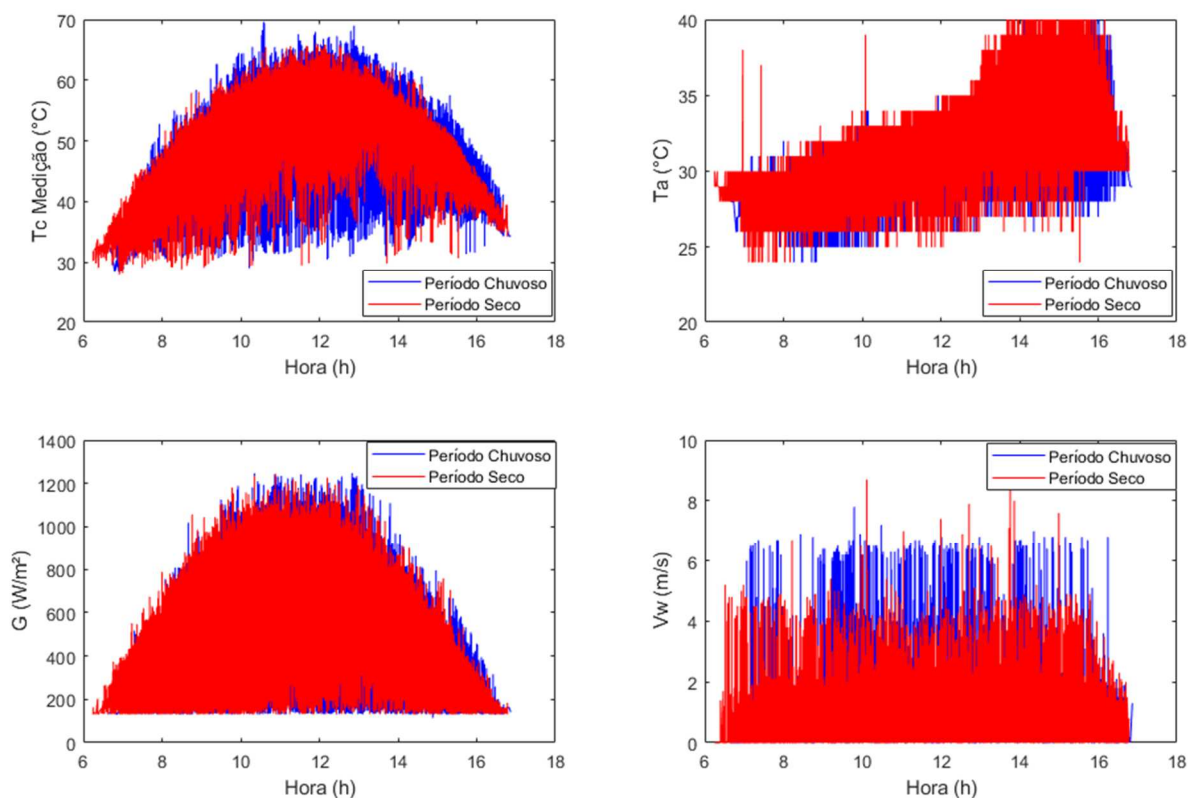
Outro fator utilizado na análise é o coeficiente de determinação múltipla (R^2), que corresponde a porcentagem da variação de uma variável resposta que é explicada por um modelo. Os valores de R^2 podem variar entre 0 e 1 e podem ser interpretados de forma que, quanto mais próximo este coeficiente estiver de 1, mais explicativo será o modelo.

5 RESULTADOS

Seguindo o exposto no Capítulo 4, os resultados encontrados através dos modelos de predição de T_c e das comparações destes com as medições realizadas serão abordadas ao longo deste capítulo.

A Figura 19 apresenta os parâmetros medidos, correspondendo a T_c , G , T_a e V_w . As curvas apresentadas correspondem ao comportamento das variáveis ao longo do dia, sendo apresentados em vermelho o comportamento do período seco e em azul o comportamento das variáveis no período chuvoso. O eixo das abcissas de cada gráfico apresentado corresponde ao horário do dia, em horas, em que foi realizada a medição. Note que, apesar de similares, os dois períodos apresentam leve divergência entre as curvas.

Figura 19: Curva de comportamento ao longo do dia dos parâmetros medidos



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.1 Determinação dos termos dos modelos propostos

Como exposto no Capítulo 4, regressões lineares e não lineares múltiplas foram realizadas a fim de determinar os termos das equações desenvolvidas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022). A Eq.4 corresponde ao resultado obtido pela regressão linear múltipla realizada objetificando a obtenção dos termos da Eq. 1.

$$Tc = 11,174 + 0,9273Ta + 0,0185G + 0,2284Vw \quad (Eq.4)$$

O resultado da regressão não linear múltipla, considerando as variáveis e os termos presentes na Eq.2, corresponde a Eq.5 apresentada a seguir.

$$Tc = 0,3111 + 1,2711Ta + 0,0114G(e^{0,0459} + 0,6233) + 0,4236(0,0454 + 0,02021Ta)^{89,4837} * (0,0003 + 0,0002G)^{0,0004} * (0,0003 + 0,0003Vw)^{0,0045} \quad (Eq.5)$$

Por fim, Eq.6 abaixo configura-se como o resultado obtido através da regressão não linear realizada objetificando a determinação dos parâmetros da Eq.3.

$$Tc = (1,6715Ta + 0,0815G) * (1,3877 + 0,0009G)^{-1} \quad (Eq.6)$$

De forma a identificar cada uma das equações dispostas acima, a Eq. 4, será identificada como ML (modelo linear), a Eq.5 será identificada como MNL I (modelo não linear I) e a Eq.6 será identificada como MNL II (modelo não linear II). Os próximos tópicos apresentarão as curvas de comportamento diário de Tc obtidas a partir de cada modelo proposto, sendo realizada uma análise distinta para cada uma das duas estações do ano.

5.2 Análise dos modelos de predição de Tc

5.2.1 Análise dos modelos de predição de Tc – período seco

Todos os modelos selecionados para análise foram testados levando em consideração o período seco da região, estes correspondendo aos meses de julho a dezembro. Para isto, os dados referentes a esses meses foram separados dos demais

e utilizados para realizar a predição de T_c .

Primeiro, as curvas de comportamento de T_c ao longo do dia foram traçadas levando em consideração todos os dados medidos no referido período dos anos de coleta de dados. O resultado obtido da predição de T_c a partir dos modelos mencionados e dos dados coletados está apresentado na *Figura 20*.

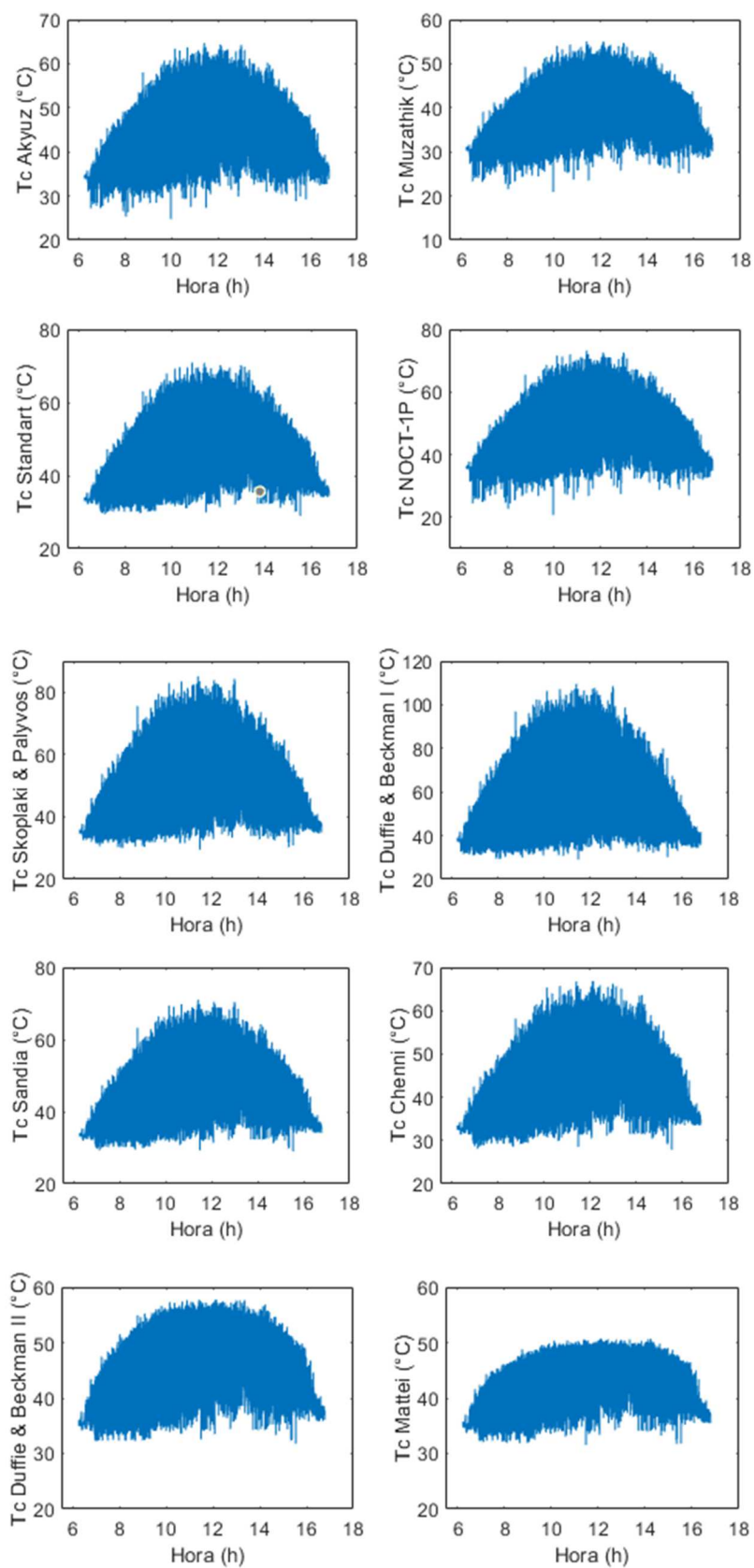
Note que, apesar de apresentarem a mesma característica de comportamento, uma parábola de concavidade voltada para baixo e máximo valor de T_c ocorrendo por volta de meio dia, cada um dos modelos testados apresentam valores mínimos e máximos distintos. É possível notar também que a maioria dos modelos possui seus valores máximos girando entre de 65°C e 75°C, excetuando os modelos referentes a *Tc Duffie & Beckman I*, *Tc Skoplaki & Palyvos*, *Tc Mattei*, *Tc Duffie e Beckman II* e *Tc Muzathik* que apresentam valores máximos discrepantes dos demais modelos testados. O primeiro apresentando um valor máximo próximo a 110°C, o segundo a 85°C, o modelo de Mattei apresentou valores máximos próximos a 50°C e, por fim, os dois últimos modelos com valores máximos de aproximadamente 57°C.

Como mencionado anteriormente, também foram analisados os comportamentos de predição de T_c utilizando os modelos escolhidos para a análise, sendo os modelos implementados utilizando a média de cada minuto dos dados coletados. A *Figura 21* apresenta as curvas de comportamento de T_c ao longo do dia obtidas na análise utilizando as médias dos dados.

A partir das curvas apresentadas na *Figura 21* é possível notar que todos os modelos apresentaram valores mínimos semelhantes, ficando entre 30°C e 35°C. Enquanto os valores máximos apresentados giravam em torno de 50°C a 60°C, excetuando os modelos de *Tc Muzathik*, *Tc Duffie & Beckman I* e *Tc Mattei*. Os modelos de *Tc Muzathik* e *Tc Mattei* apresentaram um valor médio máximo de aproximadamente 45°C, enquanto este parâmetro, para o modelo de *Tc Duffie & Beckman I*, foi de 67°C.

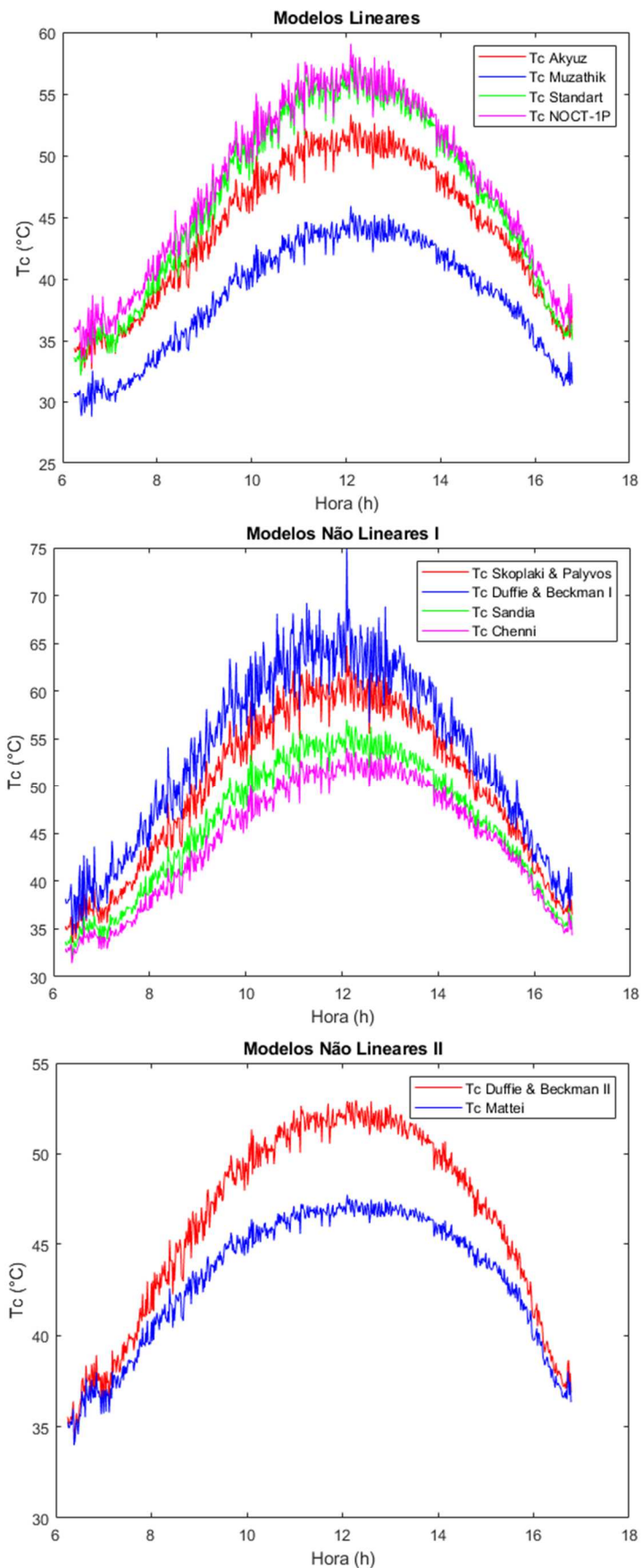
Os gráficos abaixo obtidos através de implementação matemática dos modelos escolhidos para análise, apesar de apresentarem erros, se assemelham à curva de comportamento de T_c obtidas através da medição. As comparações entre a medição e as predições matemáticas de cada modelo serão bordadas posteriormente.

Figura 20: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, utilizando todos os dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 21: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, utilizando a média dos dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

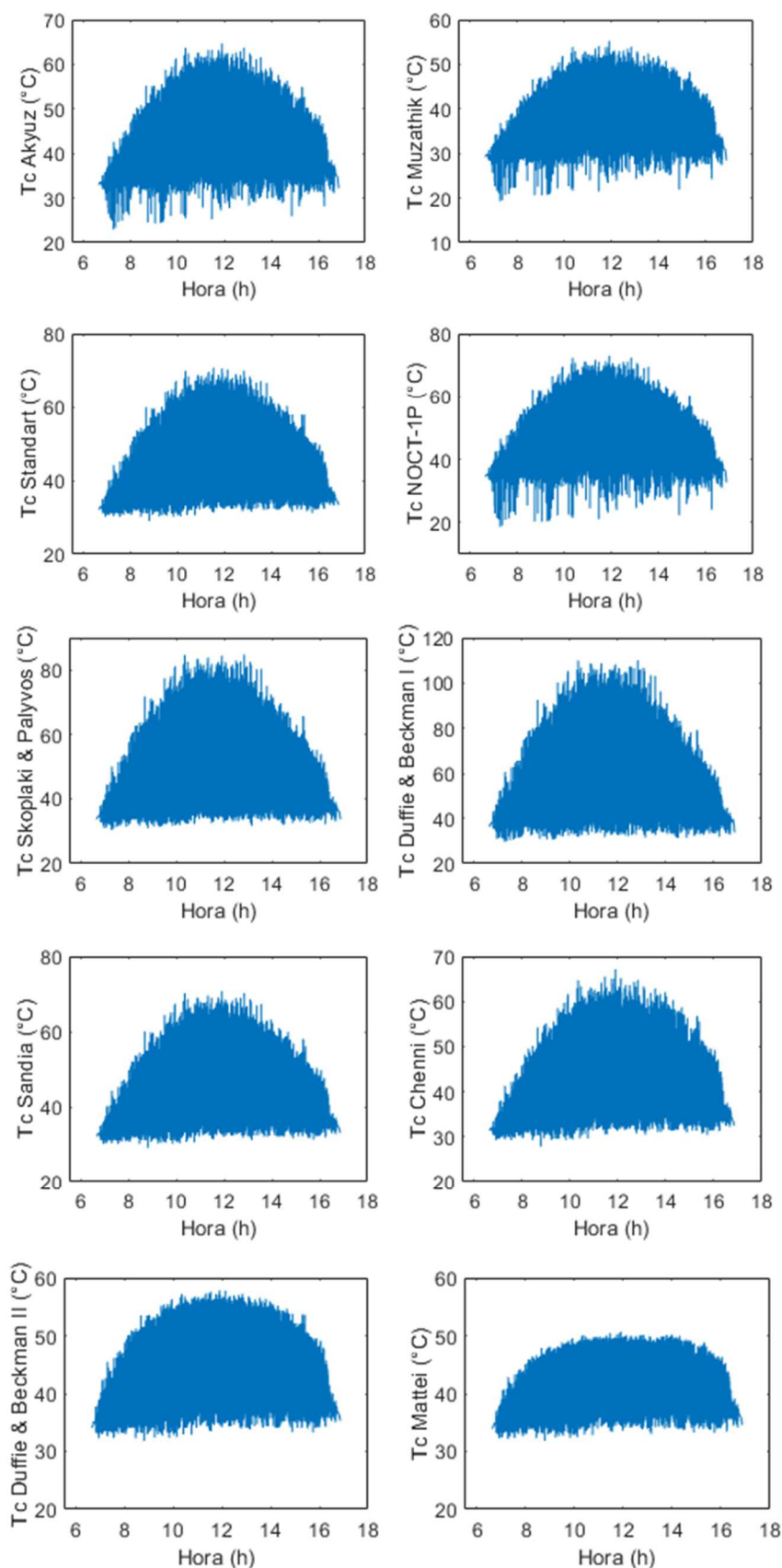
5.2.2 Análise dos modelos de predição de T_c – período chuvoso

As mesmas predições que foram feitas para o período seco da região, também foram realizadas para o período chuvoso, este correspondendo aos meses de janeiro a junho. Os mesmos modelos foram testados e a *Figura 22* apresenta o resultado obtido quando utilizados todos os dados das medições correspondentes ao período avaliado.

Assim como para o período seco, os modelos de T_c Duffie e Beckman I, T_c Skoplaki & Palyvos, T_c Mattei, T_c Duffie e Beckman II e T_c Muzathik foram aqueles que apresentaram divergências em relação ao valor máximo calculado ao longo do dia dos demais modelos, que girava em torno de 60°C a 70°C. T_c Duffie e Beckman I passando deste valor e os demais modelos possuindo um valor de T_c máximo inferior ao valor dos demais modelos.

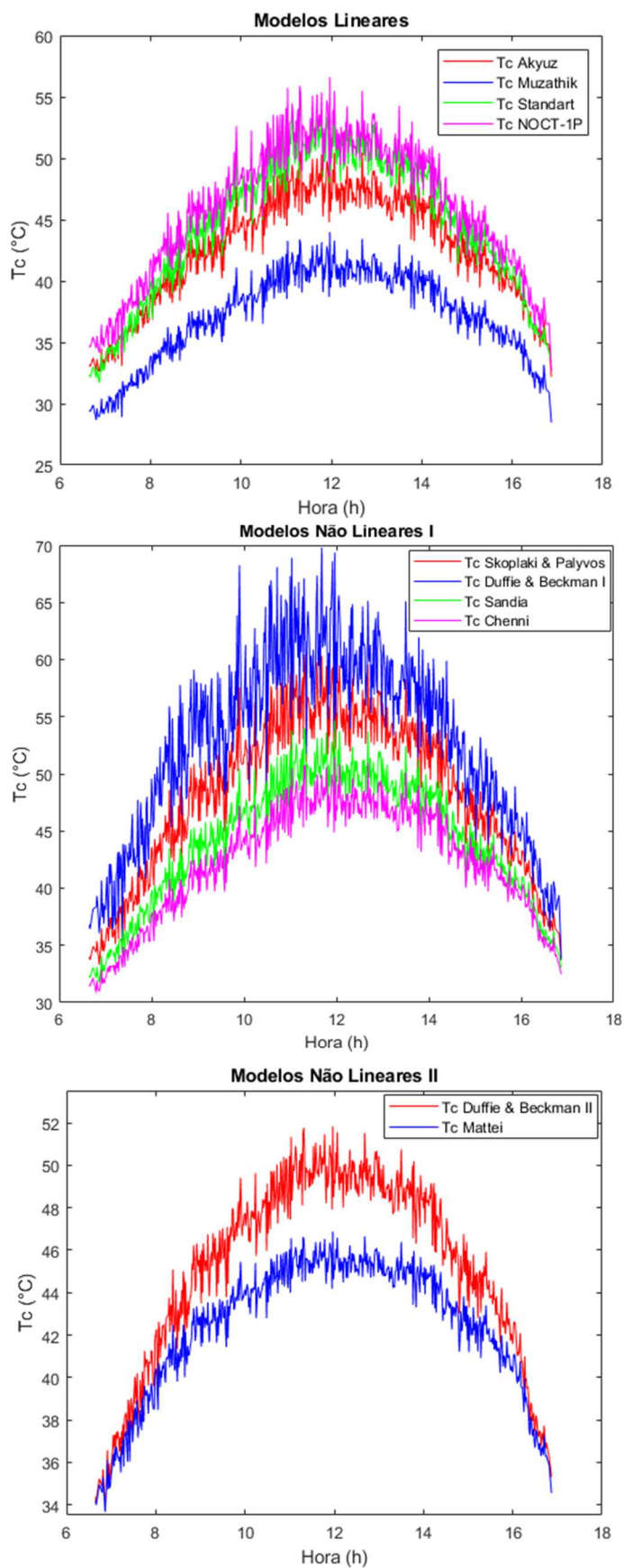
Com a análise realizada com a média dos dados, foi possível verificar que os modelos de T_c Muzathik, T_c Chennai e T_c Mattei tinham suas curvas localizadas abaixo das curvas dos demais modelos, que possuíam seus valores máximos entre 50°C e 60°C. Já a curva de comportamento de T_c do modelo de T_c Duffie e Beckman I estava localizada acima das demais, apresentando valores máximos de aproximadamente 65°C. As curvas de comportamento de T_c ao longo do dia, considerando o período chuvoso, obtidas na análise utilizando as médias dos dados encontram-se apresentadas na *Figura 23*.

Figura 22: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, utilizando todos os dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 23: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, utilizando a média dos dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.3 Curvas de comportamento das equações propostas

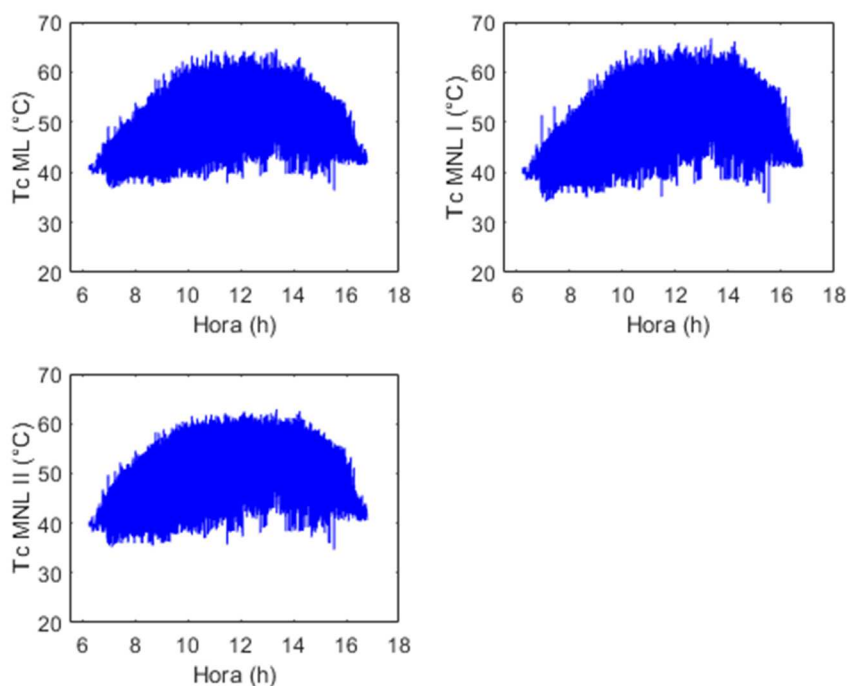
5.3.1 Curvas de predição de comportamento de T_c – período seco

Assim como para os demais modelos vistos anteriormente, as três equações de modelos propostos foram utilizadas a fim de verificar o comportamento da variável T_c ao longo do dia. A *Figura 24* apresenta os resultados obtidos, considerando todos os dados coletados no período seco da região.

Note que as três curvas de comportamento apresentam valores máximos próximos, atingindo uma temperatura de aproximadamente 65°C . vale salientar também que, quando comparado as demais curvas vistas anteriormente, os três modelos propostos apresentaram valores mínimos superiores aos demais, ficando estes valores próximos a 40°C .

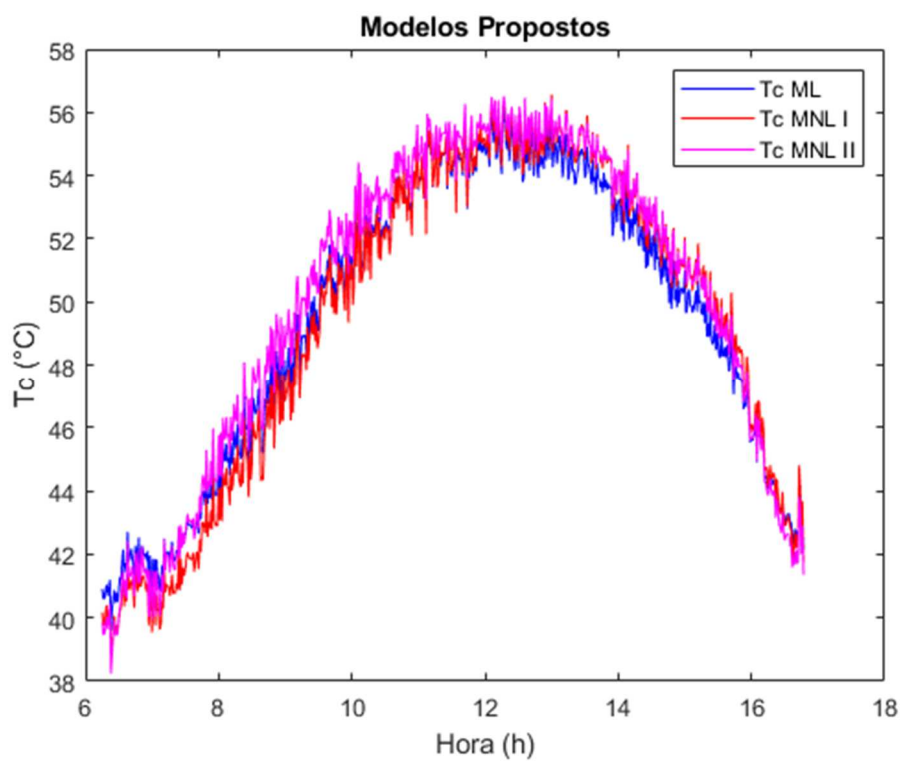
Já as curvas de comportamento de T_c considerando a média das medições por minuto, apresentadas na *Figura 25*, apresentaram valores máximos menores do que os encontrados nos gráficos da *Figura 24* e valores mínimos semelhantes. As comparações entre a medição e as predições matemáticas de cada modelo serão abordadas posteriormente.

Figura 24: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, a partir dos modelos propostos, utilizando todos os dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 25: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período seco, a partir dos modelos propostos, utilizando a média dos dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

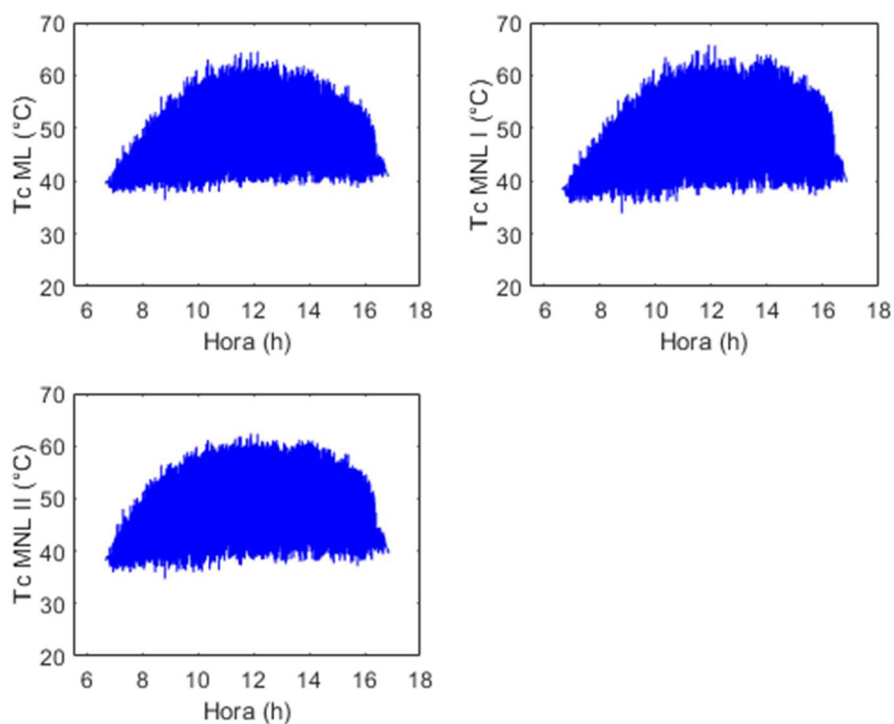
5.3.2 Curvas de predição de comportamento de T_c – período chuvoso

A *Figura 26* apresenta os resultados obtidos, considerando todos os dados coletados no período chuvoso da região. A partir das curvas apresentadas, é possível notar que os valores máximos das curvas ML e MNL I estavam próximos a 65°C , enquanto a curva MNL II tinha este valor em torno de 60°C . Já os valores mínimos das três curvas apresentadas estavam próximos a 40°C .

As curvas de comportamento de T_c considerando a média das medições por minuto, apresentadas na *Figura 27*, apresentaram valores máximos de aproximadamente 53°C e valores mínimos próximos a 40°C , apresentando uma amplitude de variação de T_c ao longo do dia inferior a encontrada nas curvas apresentadas na *Figura 26*.

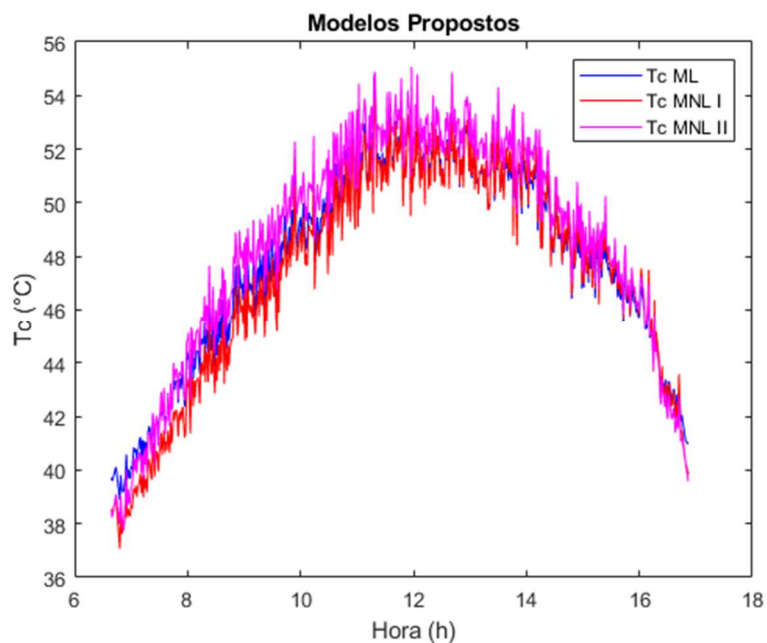
Os três modelos apresentaram curvas de comportamento de T_c bastante semelhantes entre si. As comparações entre a medição e as predições matemáticas de cada modelo serão bordadas posteriormente.

Figura 26: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, a partir dos modelos propostos, utilizando todos os dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 27: Predição do comportamento de T_c ao longo do dia para o período chuvoso, a partir dos modelos propostos, utilizando a média dos dados



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.4 Comparação entre dados medidos e obtidos matematicamente

Após a obtenção dos valores de T_c pelos métodos apresentados anteriormente e, de forma a verificar o quão adequado cada um dos métodos analisados anteriormente estava, foram realizadas comparações entre os resultados matemáticos e aqueles medidos. A seguir, serão apresentadas estas comparações, além de análises e considerações referentes a essas.

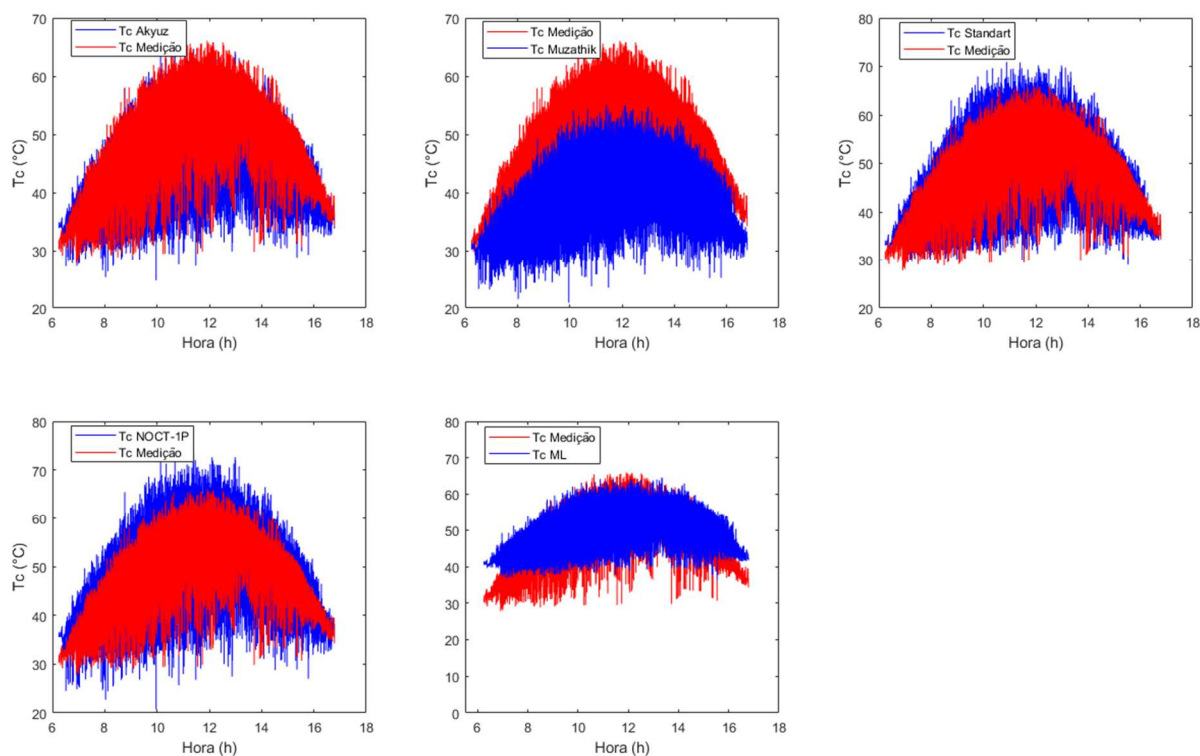
5.4.1 Comparação gráfica entre dados medidos e resultado dos modelos – período seco

As cinco comparações das curvas de comportamento considerando os modelos lineares aplicados ao período seco da região encontram-se apresentadas na *Figura 28* e na *Figura 29*. É possível notar que, quando considerado todos os dados, *Figura 28*, as curvas T_c Akyuz e T_c Standart foram as que mais se aproximaram do comportamento de T_c Medição, a última apresentando uma superestimação do parâmetro T_c próximo ao meio dia, momento em que G atinge seus valores máximos.

Quanto as demais curvas, T_c NOCT-1P apresentou uma leve subestimação de T_c para valores baixos de G e uma superestimação do parâmetro para altos valores de G . Já T_c Muzathik subestimou o valor de T_c em todos os momentos do dia, e a equação proposta, T_c ML, apresentou uma superestimação do valor de T_c quando a G medida era caracterizada por baixos valores.

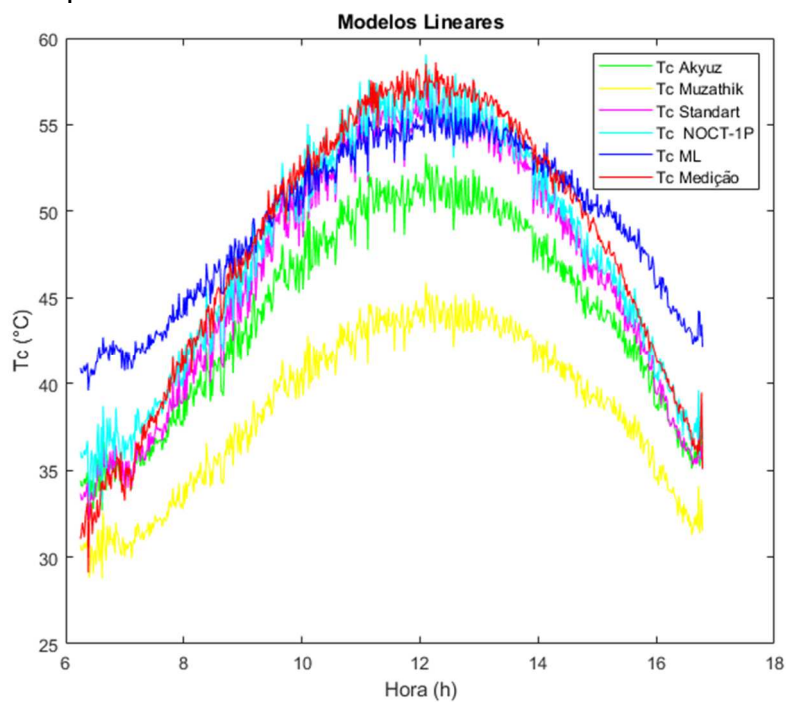
Quando considerado a média por minuto, *Figura 29*, vê-se que as curvas T_c Standart e T_c NOCT-1P foram as que mais se adequaram a curva de medição de T_c . Os demais modelos mostraram uma subestimação do valor de T_c , a diferença entre a predição e o valor medido ficando maior em horários próximos ao meio dia. A curva T_c Muzathik foi aquela que apresentou uma maior divergência em relação a T_c medição, chegando a diferenças de 14°C. Já sobre a curva referente a equação proposta, é possível notar a superestimação para valores baixos de G , já comentado anteriormente, além de uma subestimação próximo ao meio, quando G atinge seus maiores valores.

Figura 28: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando todos os dados do período seco



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 29: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando a média dos dados do período seco

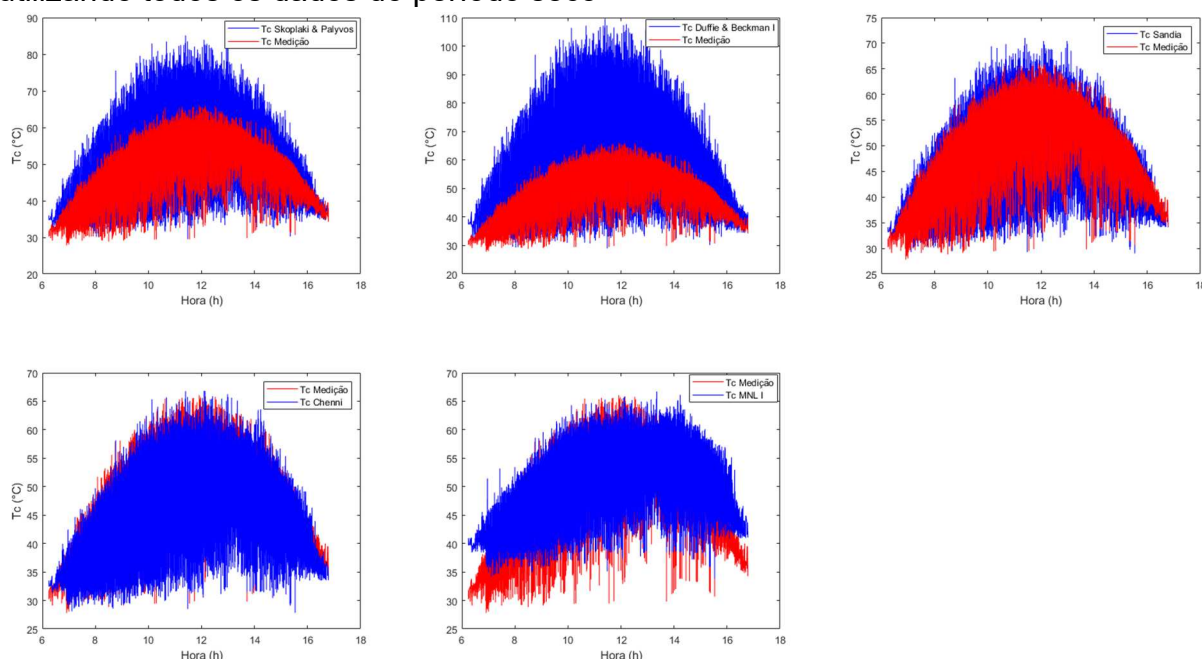


Fonte: Elaborado pelo Autor

As comparações das curvas dos modelos não lineares que se enquadram na Eq.2 estão apresentadas na Figura 30 abaixo. Note que, dentre os cinco modelos apresentados, *Tc Duffie & Beckman I* foi a curva mais divergente, chegando a divergir mais de 40°C em relação ao valor medido. As curvas de *Tc Chennai* e *Tc Sandia* foram aquelas que mais se aproximaram da curva de *Tc Medição*. As curvas *Tc Skoplaki & Palyvos* apresentaram uma subestimação na predição de *Tc*, essa ficando mais acentuada para altos valores de *G*. E, por fim, é possível notar que a curva do modelo proposto, *Tc MNL I*, superestimou o valor de *Tc* para valores baixos de *G*.

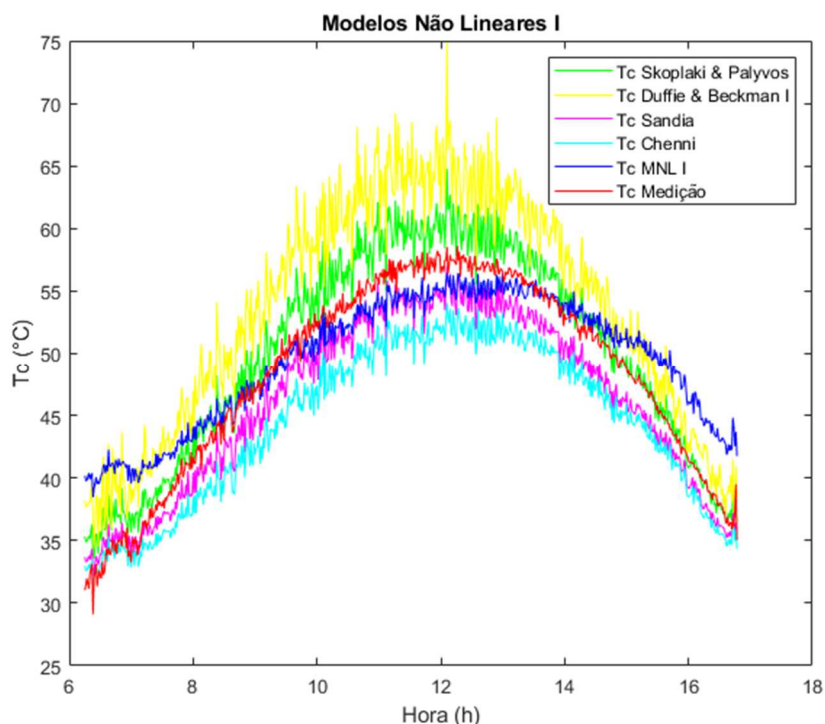
A Figura 31 traz a comparação dos mesmos modelos levando em consideração a média por minuto das variáveis. E, embora não apresente uma divergência exorbitante em relação a *Tc Medição*, *Tc Duffie & Beckman I* continua sendo a predição que apresenta os maiores erros, superestimando o valor de *Tc*. Além dessa, *Tc Skoplaki & Palyvos* também superestima *Tc*, com uma proporção menor do que a apresentada por *Tc Duffie & Beckman I*. As curvas dos três modelos restantes são caracterizadas pela subestimação do valor de *Tc*, excetuando *Tc MNL I* para baixos valores de *G*, que superestima o valor de tal parâmetro.

Figura 30: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando todos os dados do período seco



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 31: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando a média dos dados do período seco

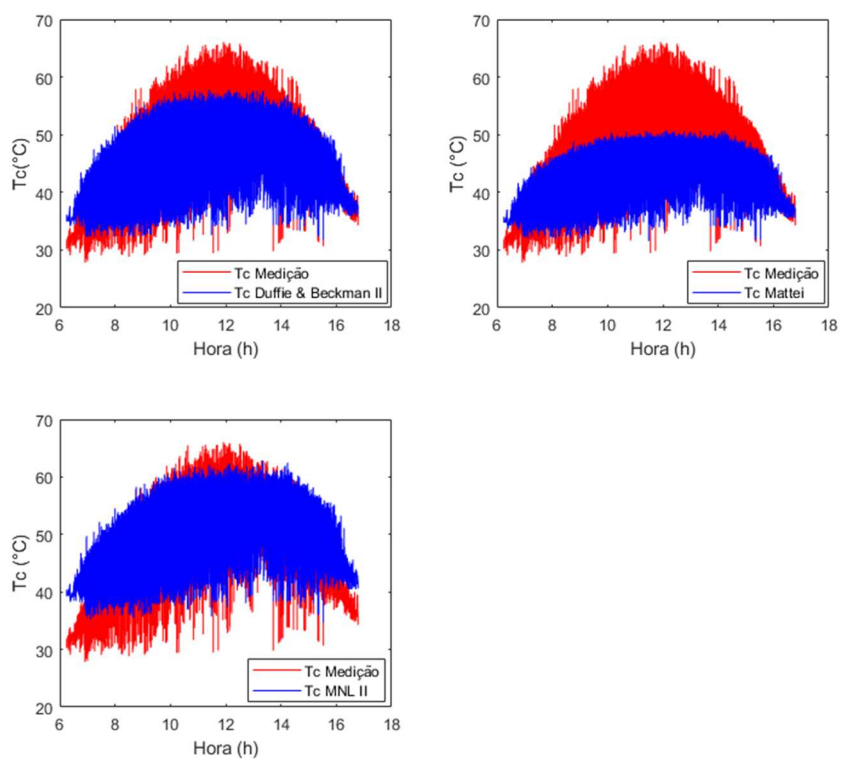


Fonte: Elaborado pelo Autor

A comparação entre as curvas de predição e os valores medidos de T_c para o período seco da região se finda com os modelos não lineares que se enquadravam na Eq.3. Os três modelos analisados, incluindo a equação de predição proposta, apresentaram comportamentos semelhantes, subestimando o valor de T_c em horários próximos ao meio dia e, no início e no final da janela de tempo analisada, apresentaram uma superestimação da variável buscada. A Figura 32 apresenta as comparações dos modelos de predição quando consideradas todas as medições realizadas.

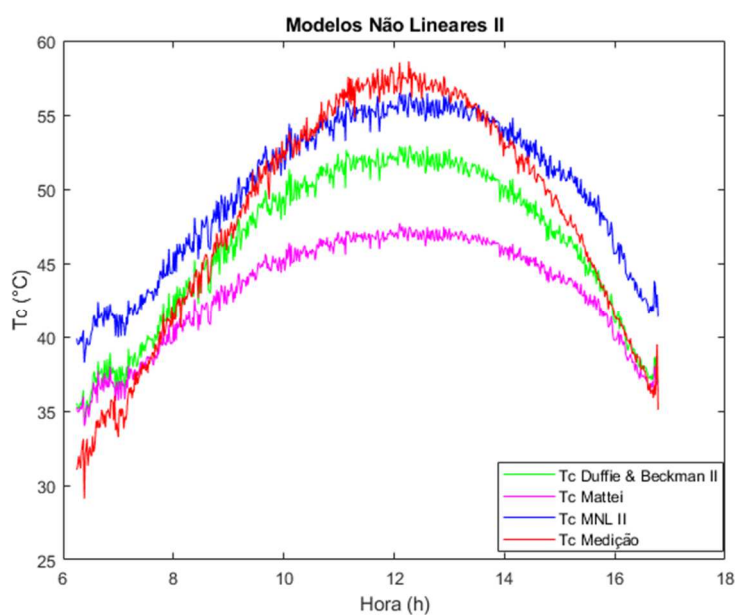
Já a Figura 33 apresenta a mesma comparação, porém levando em consideração a média por minuto dos parâmetros medidos. As mesmas considerações realizadas anteriormente podem ser vistas nos gráficos apresentados nessa figura.

Figura 32: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando todos os dados do período seco



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 33: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando a média dos dados do período seco



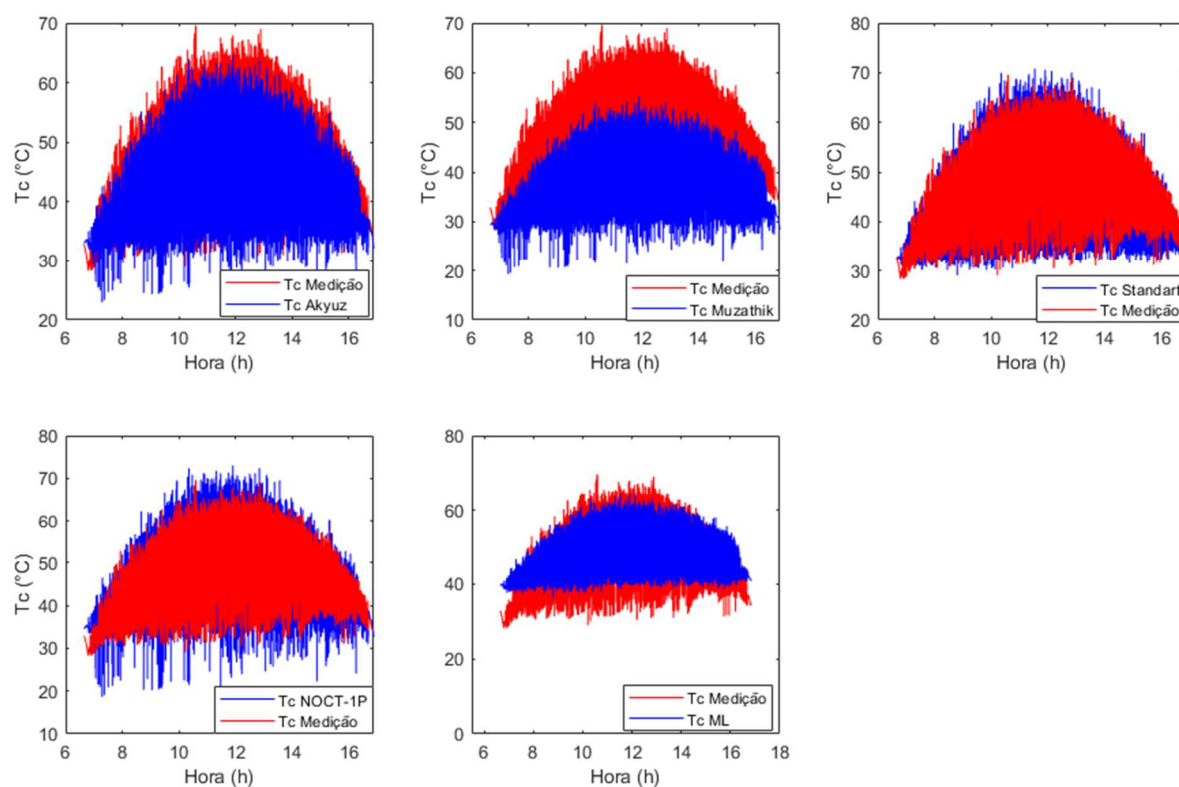
Fonte: Elaborado pelo Autor

5.4.2 Comparação gráfica entre dados medidos e resultado dos modelos – período chuvoso

Para o período chuvoso da região, ao analisar os cinco modelos lineares de predição, foi visto que os mesmos tendem a subestimar o valor de T_c . A *Figura 34* apresenta as comparações entre as curvas de comportamento diário de cada um dos modelos lineares analisados com a curva de T_c Medição. A partir delas é possível notar que as curvas T_c Akyuz, T_c Muzathik e T_c NOCT-1P são caracterizadas por subestimar o valor de T_c , a última apresentando também uma leve superestimação da variável quando G atingia altos valores.

O modelo proposto, representado pela curva T_c ML, também subestima o valor de T_c , excetuando horários de crepúsculo e alvorecer, onde o modelo superestima tal valor. Ao observar as curvas apresentadas na *Figura 34*, é possível observar que a curva de predição que melhor se adequou a curva de T_c Medição foi T_c Standart.

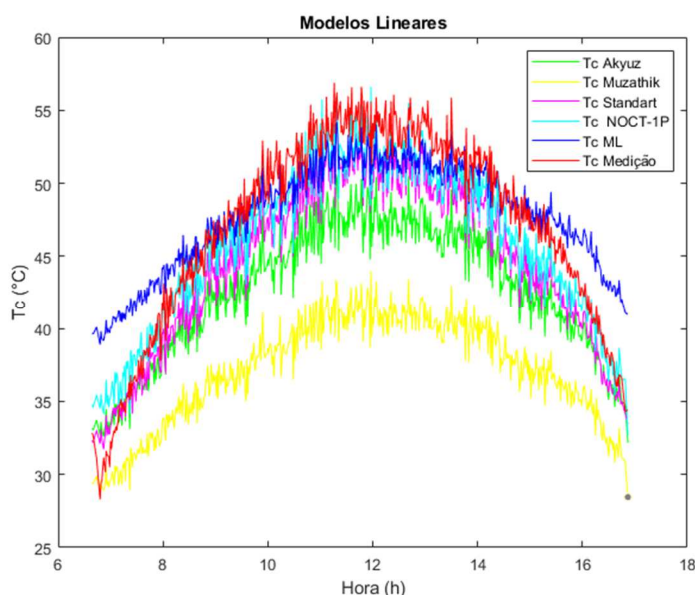
Figura 34: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando todos os dados do período chuvoso



Fonte: Elaborado pelo Autor

Ao analisar a comparação entre as curvas considerando a média por minuto dos parâmetros, apresentadas na *Figura 35*, é possível notar que todos os modelos subestimam o valor de T_c , ficando esta característica mais evidente em horários próximos ao meio dia. Nesta análise, a curva que mais divergiu de T_c Medição foi T_c Muzathik, apresentando erros superiores a 10°C . Também é possível notar que T_c Standart e T_c NOCT-1P foram as curvas que mais se assemelharam ao comportamento da medição, a segunda apresentando uma melhor similaridade com T_c Medição.

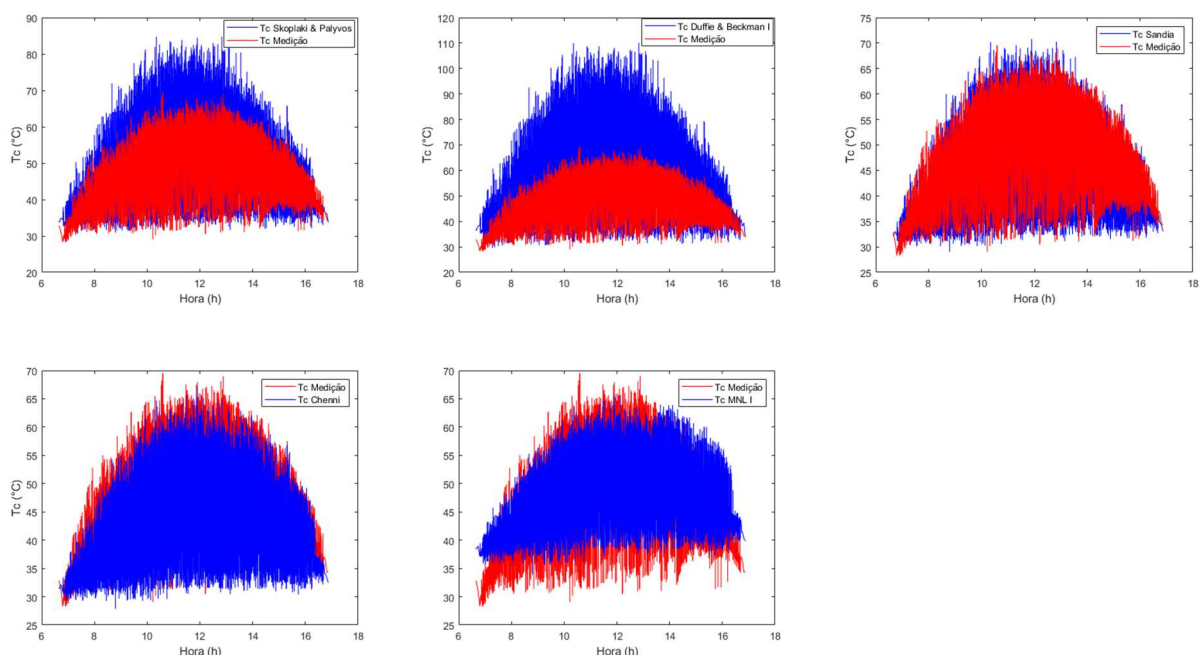
Figura 35: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.1, utilizando a média dos dados do período chuvoso



Fonte: Elaborado pelo Autor

Para os modelos não lineares, cujas comparações encontram-se expostas na *Figura 36*, as curvas de T_c Skoplaki & Palyvos e T_c Duffie & Beckman I apresentam as maiores divergências entre valores de T_c preditos e medidos, sendo caracterizadas por subestimar o valor de T_c . Já a curva T_c Chenni subestima o valor do parâmetro para horários próximos ao meio dia, assim como T_c MNL I, esta última apresentando também, uma leve superestimação do parâmetro buscado em horários do início e final do dia. Assim, dentre as comparações apresentadas na *Figura 36*, T_c Sandia foi a que apresentou uma maior similaridade com a curva de T_c Medição.

Figura 36: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando todos os dados do período chuvoso

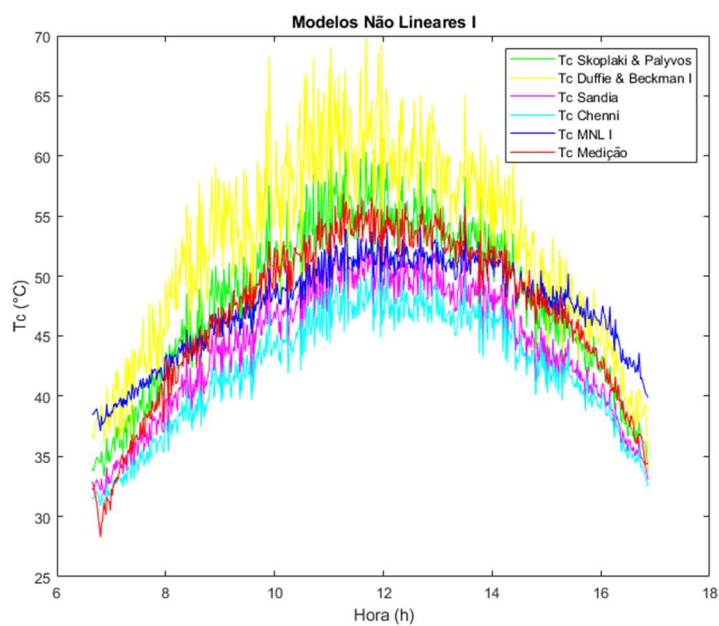


Fonte: Elaborado pelo Autor

Ao analisar as curvas dos modelos considerando a média por minuto dos dados, apresentadas na *Figura 37*, é possível visualizar que a curva que mais se aproxima de *Tc Medição* corresponde a *Tc Skoplaki & Palyvos*, cuja curva encontra-se quase sobrepondo a curva dos dados medidos. Dentre as cinco curvas apresentadas, *Tc Chenni* e *Tc Duffie e Beckman I* foram as que mais divergiram de *Tc Medição*, a primeira a primeira apresentado uma subestimação e a segunda uma superestimação quando comparadas a curva de *Tc Medição*.

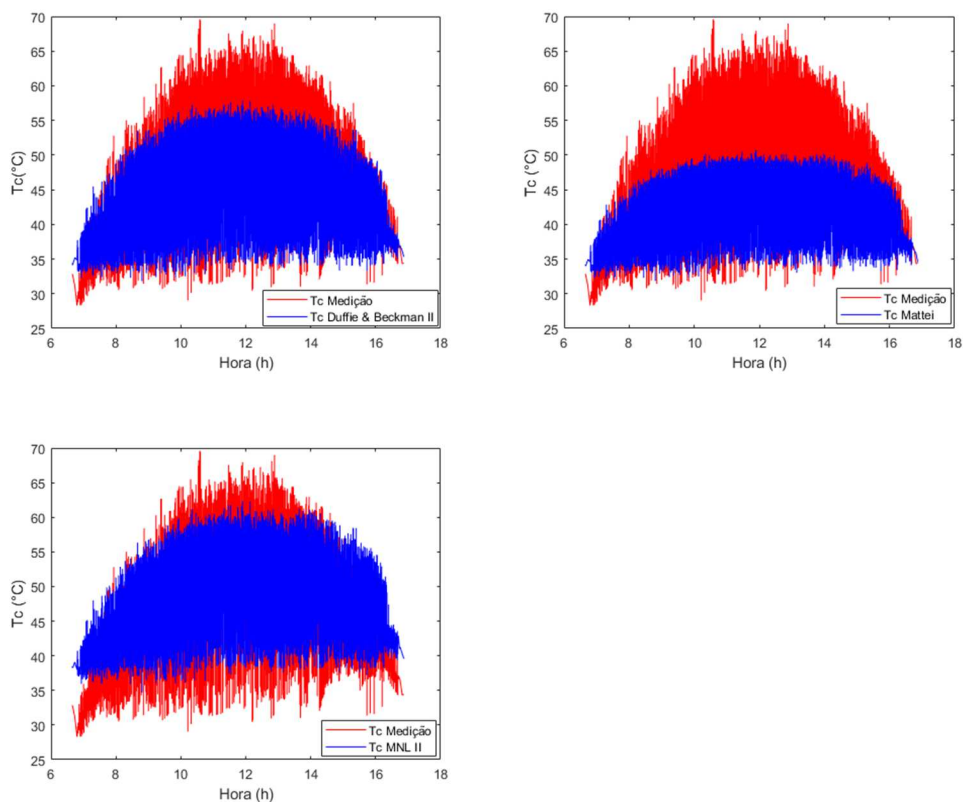
Por fim, ao analisar as curvas que se adequavam a segunda equação de modelos não lineares, apresentadas na *Figura 38*, é possível notar que os três modelos analisados possuem alta similaridade com a curva de comportamento de *Tc Medição*, embora sejam caracterizados por subestimar o valor de *Tc* em horários próximos ao meio dia. Através das curvas considerando a média dos dados por minuto, apresentadas na *Figura 39*, essa característica fica mais visível. É possível então, identificar que a curva de *Tc MNL II*, dentre as três analisadas, foi aquela que apresentou uma predição mais precisa, seguida de *Tc Duffie & Bekman II* e *Tc Mattei*.

Figura 37: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.2, utilizando a média dos dados do período chuvoso



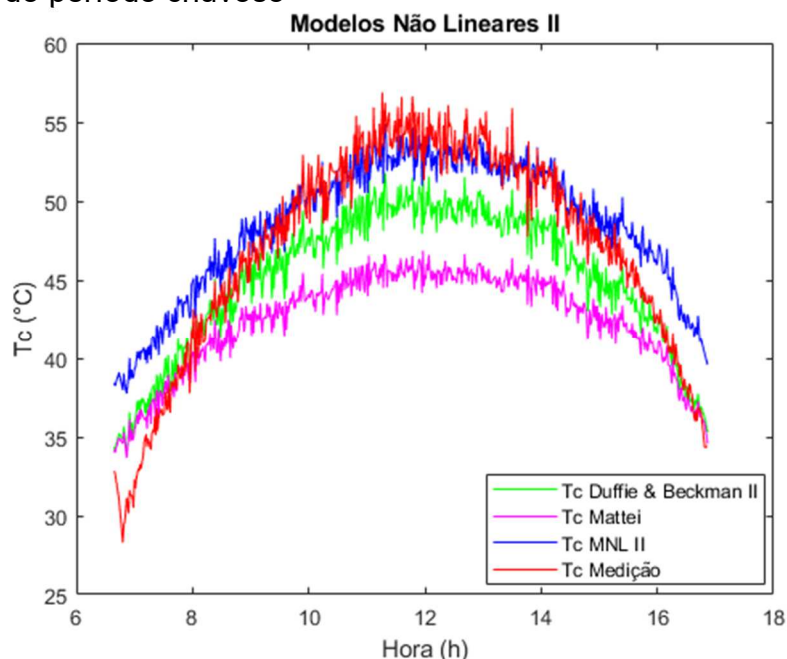
Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 38: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando todos os dados do período chuvoso



Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 39: Comparação entre medição e modelos representados pela Eq.3, utilizando a média dos dados do período chuvoso



Fonte: Elaborado pelo Autor

5.4.3 Comparação matemática entre dados medidos e resultados dos modelos

Após a análise gráfica feita anteriormente e, com base nos resultados obtidos através dos modelos analisados, foi possível verificar os erros apresentados por cada modelo de predição quando comparados as medições realizadas. Tais erros estão apresentados na *Tabela 7* a seguir. Como visto em tópicos anteriores, alguns métodos apresentaram divergências significativas comparadas a *Tc Medição*. Assim, é esperado que estes métodos apresentem também, elevados valores de MSE.

Para os modelos lineares analisados, considerando as duas estações do ano, *Tc Muzathik* foi a curva de comportamento que apresentou os maiores valores de MSE, RMSE e MAE. Ficando *Tc ML* e *Tc NOCT-1P* com os menores valores de erros nas análises com todas as amostras e com as médias por minuto, respectivamente. Para os modelos não lineares representados pela *Eq.2*, *Tc Duffie & Beckman I* foi a curva que apresentou os maiores erros tanto no período seco quanto no período chuvoso da região. A curva da equação proposta, *Tc MNL I* foi aquela com os menores erros na análise com todas as amostras e *Tc Skoplaki & Palyvos* apresentou os menores erros quando analisado a média por minuto dos parâmetros medidos.

Já para os modelos não lineares adequados a *Eq.3*, em todas as análises realizadas *Tc Mattei* foi aquele que, dentre os três modelos analisados, apresentou os piores resultados, com erros quase duas vezes maiores que os demais modelos. Para a análise com todas as amostras, *Tc MNL II* foi a curva que resultou em menores erros, seguida de *Tc Duffie & Beckman II*. Já na análise com as médias por minuto dos parâmetros, para os dois períodos climáticos do ano, a ordem crescente dos valores de MSE, RMSE e MAE encontrados correspondia a: *Tc MNL II*, *Tc Duffie & Beckman II* e *Tc Mattei*.

Tabela 7: Resultado das comparações - análise de erros

Estação do ano	Modelo	Geral			Média por Minuto			
		MSE	RMSE	MAE	MSE	RMSE	MAE	
Seca	Modelo Linear	Tc Akyuz	48,3785	6,9555	5,4888	20,5560	4,5339	4,1380
		Tc Muzathik	138,5568	11,7710	10,6976	104,0835	10,2021	9,6704
		Tc Standart	36,7812	6,0647	4,4761	3,4857	1,8670	1,6767
		Tc NOCT-1P	37,6828	6,1386	4,5687	2,1457	1,5648	1,1587
	Modelo Não Linear I	Tc ML	23,0692	4,8030	3,7824	11,9017	3,4499	2,6743
		Tc Skoplaki & Palyvos	65,4953	8,0929	6,2728	5,2107	2,2827	1,8514
		Tc Duffie & Beckman I	249,1092	15,7832	11,9070	34,3103	5,8575	5,2587
		Tc Sandia	30,0841	6,1712	4,5685	5,8483	2,4183	2,2142
		Tc Chenni	47,1979	6,8701	5,3934	17,9458	4,2363	3,9295
		Tc MNL I	24,4525	4,9450	3,8586	10,5472	3,2476	2,5397
	Modelo Não Linear II	Tc Duffie & Beckman II	32,3087	5,6841	4,4508	10,3330	3,2145	2,6953
		Tc Mattei	69,5549	8,3400	7,0856	42,5789	6,5252	5,5239
		Tc MNL II	24,5659	4,9463	3,7584	10,5472	3,2476	2,5983
		Tc Akyuz	57,6559	7,5931	5,9139	26,5109	5,1489	4,7515
Modelo Linear	Tc Muzathik	147,3857	12,1403	10,9621	111,5504	10,5617	10,1114	
	Tc Standart	45,3531	6,7345	5,0067	9,0914	3,0152	2,7379	
	Tc NOCT-1P	46,0767	6,7880	4,9522	4,8219	2,1959	1,8281	
	Tc ML	24,5754	4,9574	3,8312	9,3423	3,0565	2,3418	
Chuvosa	Modelo Não Linear I	Tc Skoplaki & Palyvos	71,2822	8,4429	6,4990	4,2896	2,0711	1,6149
		Tc Duffie & Beckman I	259,5040	16,1091	12,1096	41,8675	6,4705	5,5978
		Tc Sandia	47,5620	6,8965	5,1373	11,5368	3,3966	3,1073
		Tc Chenni	58,6822	7,6604	6,0855	28,1890	5,3093	4,9910
	Modelo Não Linear II	Tc MNL I	24,4694	4,9467	3,7779	7,9591	2,8212	2,2591
		Tc Duffie & Beckman II	37,6408	6,1352	4,6916	9,8189	3,1335	2,7135
		Tc Mattei	70,0172	8,3676	6,9448	35,4711	5,9558	5,2443
		Tc MNL II	24,4120	4,9408	3,8077	7,9591	2,8212	2,1033

Fonte: Elaborado pelo Autor

A *Tabela 8* traz a classificação de todos os modelos quanto a R^2 e ao RMSE, considerando a época seca da região. Já a *Tabela 9* apresenta a mesma classificação, com base nos resultados obtidos para o período chuvoso da região. As três equações propostas neste trabalho, identificados como *Tc MNL II*, *Tc ML* e *Tc MNL I* aparecem dentre as primeiras posições nas duas estações do ano. A ordem de classificação exposta nas tabelas condiz com a ordem crescente do RMSE.

Dentre as treze curvas de predição analisadas, *Tc Duffie & Beckman I* apresentou os maiores valores de RMSE para as duas épocas do ano, com 15,78°C e 16,11°C respectivamente nas épocas seca e chuvosa. Para o período seco, apresentou um R^2 de 35,02%, valor discrepante aos apresentados pelos demais modelos, com R^2 superiores a 50%. Para o período chuvoso, *Tc Duffie & Beckman I* continua sendo a última do *ranking*, com um R^2 de 37,85%, valor este mais de 20% inferior ao coeficiente da curva logo a cima do ranking, *Tc Skoplaki & Palyvos*, que apresentou um R^2 de 49,51%. É possível notar também que *Tc Duffie & Beckman I*, *Tc Skoplaki & Palyvos* e *Tc NOCT-1P* foram os três modelos que apresentaram os menores valores de R^2 tanto na *Tabela 8* quanto na *Tabela 9*.

Para as duas épocas do ano, *Tc MNL II*, *Tc ML* e *Tc MNL I* correspondiam aos três modelos que apresentaram os menores valores de RMSE. Enquanto, para a época seca, *Tc Duffie & Beckman I*, *Tc Muzathik* e *Tc Mattei* corresponderam, na respectiva ordem, ao primeiro, segundo e terceiro maiores valores de RMSE. Já para a época chuvosa na região, essa ordem era composta por *Tc Duffie & Beckman I*, *Tc Muzathik* e *Tc Skoplaki & Palyvos*.

Falando em termos de maiores erros, também apresentados nas referidas tabelas, vê-se que algumas curvas apresentaram erros superiores a 30°C, valor este que corresponde a cerca de 50% do valor máximo medido pelos sensores acoplados na parte inferior dos módulos FV. Nas duas épocas do ano analisadas, as curvas referentes aos três modelos *Tc ML*, *Tc MNL I* e *Tc MNL II* foram as três curvas que apresentaram os menores valores de maior erro dentre os modelos analisados.

Vale salientar que a classificação e os valores de RMSE, R^2 e maior erro apresentados nas tabelas apresentadas foram calculados levando em consideração todas as amostras medidas. Como as condições de tempo as quais os módulos FV estão submetidos podem variar em um curto período de tempo e por diversos fatores, é importante que o modelo de predição utilizado seja capaz de acompanhar estas variações de forma mais precisa possível.

Tabela 8: Classificação dos modelos quanto ao RMSE - período seco

Estação do ano	Classificação	Predições	RMSE (°C)	R ²	Maior Erro (°C)
Seca	1°	Tc ML	4,8030	57,83%	19,4981
	2°	Tc MNL I	4,9450	56,24%	19,6771
	3°	Tc MNL II	4,9463	58,50%	19,9053
	4°	Tc Duffie & Beckman II	5,6841	58,20%	24,2580
	5°	Tc Standart	6,0647	57,44%	26,1550
	6°	Tc NOCT-1P	6,1386	53,61%	32,7750
	7°	Tc Sandia	6,1712	56,70%	26,6469
	8°	Tc Chennai	6,8701	57,69%	27,0599
	9°	Tc Akyuz	6,9555	55,60%	30,9120
	10°	Tc Skoplaki & Palyvos	8,0929	50,60%	26,8611
	11°	Tc Mattei	8,3400	57,06%	25,0389
	12°	Tc Muzathik	11,7710	54,69%	34,7219
	13°	Tc Duffie & Beckman I	15,7832	35,02%	27,7172

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 9: Classificação dos modelos quanto ao RMSE - período chuvoso

Estação do ano	Classificação	Predições	RMSE (°C)	R ²	Maior Erro (°C)
Chuvosa	1°	Tc MNL II	4,9408	59,46%	21,8712
	2°	Tc MNL I	4,9467	59,86%	21,6260
	3°	Tc ML	4,9574	59,36%	21,2191
	4°	Tc Duffie & Beckman II	6,1352	57,15%	26,6846
	5°	Tc Standart	6,7345	56,50%	28,2244
	6°	Tc NOCT-1P	6,7880	50,51%	36,2663
	7°	Tc Sandia	6,8965	55,27%	28,1971
	8°	Tc Akyuz	7,5931	53,61%	32,5770
	9°	Tc Chennai	7,6604	57,84%	28,7751
	10°	Tc Mattei	8,3676	56,40%	27,1799
	11°	Tc Skoplaki & Palyvos	8,4429	49,51%	26,5181
	12°	Tc Muzathik	12,1403	53,46%	36,5942
	13°	Tc Duffie & Beckman I	16,1091	37,85%	27,4364

Fonte: Elaborado pelo Autor

6 CONCLUSÕES

T_c é um fator que possui grande influência na conversão de energia realizada pelas células FV. Devido a isto, o cálculo dessa variável em questão é importante para determinação do desempenho dos módulos FV. Os dados medidos e utilizados nesta monografia foram obtidos sob condições reais de operação, com o sistema FV em funcionamento e conectado à rede elétrica da localidade.

O presente estudo tem por objetivo central a avaliação de alguns modelos de predição de T_c existentes na literatura e propostos a partir do ano 2000. Foram escolhidos dez modelos, elaborados por diferentes autores, para realizar a análise. Além desses, três equações foram propostas ao longo do trabalho, com a obtenção dos termos realizada a partir de regressões lineares e não lineares múltiplas. Assim, ao todo, treze modelos foram analisados. Seguindo a classificação proposta em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022), os treze modelos avaliados foram separados em três classificações: uma classificação consistia em modelos lineares e as outras duas, em modelos não lineares.

Tomando por base os resultados obtidos a partir da análise que levava em consideração todos as amostras medidas nas duas estações climáticas predominantes na localidade, os resultados obtidos pelas equações propostas, representadas por $T_c ML$, $T_c MNL I$ e $T_c MNL II$, detinham os melhores resultados dentre as três classificações, apresentando os menores erros. Vale salientar também que todos os modelos analisados incluindo as equações propostas, com exceção de $T_c Duffie \& Beckman I$, $T_c Skoplaki \& Palyvos$, apresentaram menores erros para a estação climática seca da região.

Os três modelos que menos se adequaram ao comportamento de T_c para as condições climáticas do período seco da região foram $T_c Duffie \& Beckman I$, $T_c Muzathik$ e $T_c Mattei$ que, ficaram em 13º, 12º e 11º lugares, respectivamente. Já para o período chuvoso, $T_c Duffie \& Beckman I$, $T_c Muzathik$ e $T_c Skoplaki \& Palyvos$ foram aqueles modelos que apareceram nas últimas classificações do ranking. Vale salientar que $T_c Duffie \& Beckman I$ não apresentou em nenhuma época do ano, um R^2 superior a 40%. Enquanto os primeiros lugares, identificados como $T_c ML$, $T_c MNL I$ e $T_c MNL II$ apresentaram R^2 superiores a 59%, no período chuvoso, e a 56% no período seco.

Para os primeiros seis meses do ano (período chuvoso) os modelos propostos identificados como *Tc ML*, *Tc MNL I* e *Tc MNL II* apresentaram as menores magnitudes de erro. O modelo linear proposto, *Tc ML*, com um RMSE de 4,96°C e os dois modelos não lineares propostos, *Tc MNL I* e *Tc MNL II*, com 4,95°C e 4,94°C, este último sendo o menor erro dentre todos os modelos.

Assim como para o período chuvoso da região, a análise realizada para os dados obtidos nos meses de julho a dezembro (período seco) resultou em um *ranking* onde os modelos *Tc MNL I* e *Tc MNL II* apareciam como primeiro, segundo e terceiro lugar, respectivamente. O primeiro e o segundo modelos não lineares com um RMSE de aproximadamente 4,95°C e o modelo linear com um valor de RMSE de 4,80°C, correspondendo ao menor valor dentre todos os modelos. Dessa forma, os três modelos propostos neste presente trabalho apresentaram o melhor desempenho quando comparado aos demais modelos analisados.

7 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Apesar da existência de diversas pesquisas voltadas ao desenvolvimento e aperfeiçoamento das predições de T_c a partir de diversos parâmetros meteorológicos, estudos voltados para o comportamento operacional dos módulos quando submetidos a condições de climas semiáridos ainda são escassos. Como principal sugestão para trabalhos futuros, fica a aplicação dos modelos propostos no presente trabalho em outras localidades de clima semelhante. Também fica como sugestão a obtenção dos termos das equações desenvolvidas em SANTOS, CARVALHO e CLODOALDO (2022) para outras condições climáticas, uma vez que as equações desenvolvidas apresentam correlações gerais e que podem ser aplicadas em diversas partes do mundo.

8 TRABALHOS PUBLICADOS A PARTIR DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

BARROS, A., SANTOS, L.; CARVALHO, P.; PEREIRA, R. Comparison of Temperature Forecasting Models of Photovoltaic Modules Operating Under Tropical Climate. In: **26° International Congress of Mechanical Engineering (COBEM)**, 22-26, nº2039, novembro 2021.

9 REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. O panorama da energia solar no resto do mundo. **Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR**, São Paulo, 26 Junho 2018.
- ABSOLAR. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil**. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR. São Paulo. Dezembro. 2021.
- AKYUZ, E. et al. A novel approach for estimation of photovoltaic exergy efficiency. **Energy**, v. 44, n. 1, p. 1059-1066, 2012.
- ANEEL. FAQ: Tire dúvidas sobre a bandeira escassez hídrica. **Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL**, 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/faq-tire-suas-duvidas-a-sobre-bandeira-escassez-hidrica/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3D101_l>. Acesso em: 20 novembro 2021.
- ARVIZU, D. E. A. **Direct Solar Energy**. In **IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation**, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- BARANGE, A.; SHARMA, V. Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Systems. **International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)**, v. 6, n. 1, Janeiro 2019.
- BARROS, A., SANTOS, L.; CARVALHO, P.; PEREIRA, R. Comparison of Temperature Forecasting Models of Photovoltaic Modules Operating Under Tropical Climate. **26° International Congress of Mechanical Engineering (COBEM)**, 22-26, n°2039, Novembro 2021.
- BECKER, J.; SAUAIA, R.; KOLOSZUK, R. Nordeste, horizonte de oportunidades para a energia solar. **Cidade Biz**, 2021. Disponível em: <<https://cidadebiz.com.br/noticia/11082112>>. Acesso em: 10 dezembro 2021.
- BRITO, M. C.; SILVA, J. A. Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em eletricidade. **O Instalador**, julho 2006.
- BUSSON, B. O. et al. Validação de Modelos de Comportamento Térmico de Painéis Fotovoltaicos para o Semiárido Brasileiro. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, Gramado, 17 a 20 de abril de 2018.
- CANTOR, G. A. R. **Influência dos fatores climáticos no desempenho de módulos fotovoltaicos em regiões de clima tropical**, Dissertação (Pós-Graduação em Energias Renováveis) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017.
- CHAVES, M. **Estudo Sobre Sombreamento em Planta Fotovoltaica Localizada em Zona Urbana de Fortaleza-CE**, Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Brasil, 2018.

CHENNI, R. et al. A detailed modeling method for photovoltaic cells. **Energy**, v. 32, n. 9, p. 1724-1730, 2007.

COSKUN, C. et al. Sensitivity analysis of implicit correlations for photovoltaic module temperature: a review. **J. Clean. Prod.**, v. 164, n. Elsevier, p. 1474-1485, 2017.

DACHERY, J. O que é o piranômetro. **Energês**, 8 Julho 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/piranometro/>>. Acesso em: 15 Outubro 2021.

DAVIS, M. W.; FANNEY, A. H.; DOUGHERTY, B. P. Prediction of building integrated photovoltaic cell temperatures. **J. Sol. Energy Eng**, v. 123, n. 3, p. 200-210, 2001.

DEMARCO, M. Evolução da célula fotovoltaica. **Eng&Tech**, 2019. Disponível em: <<https://www.eet.eng.br/evolucao-da-celula-fotovoltaica/>>. Acesso em: 20 novembro 2021.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. New York: Wiley, 2013.

GLOBAL Horizontal Irradiation. **Global Solar Atlas**, 2021. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map?s=-3.737689,-38.571556&m=site&c=-3.824519,-38.597717,11>>. Acesso em: 10 dezembro 2021.

HORNUNG, T.; STEINER, M.; NITZ, P. Estimation of the influence of Fresnel lens temperature on energy generation of a concentrator photovoltaic system. **Solar Energy Mater. Sol. Cells**, v. 99, p. 333-338, 2012.

IEA. - International Energy Agency. **Solar Energy Perspectives**, OECD/IEA. Paris, França, 2011.

IEA. **Renewables 2021: Analysis and forecast to 2026**. International Energy Agency - IEA. [S.l.]. 2021.

IEC. **IEC 61215:2005 - Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval**. International Electrotechnical Commission. Geneva. 2005.

INSTRUSUL. Para que serve o anemômetro. **Blog Instrusul**, 27 Julho 2018. Disponível em: <<https://blog.instrusul.com.br/para-que-serve-o-anemometro/>>. Acesso em: 15 Outubro 2021.

IRENA. Trends in Renewable Energy. **International Renewable Energy Agency - IRENA**, 2021.

KING, D. L.; BOYSON, W. E.; KRATOCHVILL, J. A. **Photovoltaic Array Performance Model**. Livermore, California: Department of Energy, 2004.

KOEHL, M. et al. Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. **Solar Energy Mater. Sol. Cells**, v. 95, n. 7, p. 1638-1646, 2011.

KURTZ, S. et al. Evaluation of high-temperature exposure of rack-mounted photovoltaic modules. **2009 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)**, Philadelphia, PA, USA, 7-12 junho 2009.

LOCKS, G. **Análise de modelos de temperatura em módulos fotovoltaicos**, Monografia (Graduação em Engenharia de Energias) - Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, Santa Catarina, Brasil, 2019.

MAGALHÃES, G. B.; ZANELIA, M. E. Comportamento Climático da Região Metropolitana de Fortaleza. **Revista de Geografia da UFC - MERCATOR**, Fortaleza, Brasil, v. 10, n. 23, p. 129-145, setembro/dezembro 2011. ISSN 1984-2201.

MATTEI, M. et al. Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance. **Renewable Energy**, v. 31, n. 4, p. 553-567, 2006.

MOHAMMED, H. et al. Assessment of different correlations to estimate distinct technology PV module operating temperature for Indian site. **Energy Sci. Eng.**, v. 7, n. 3, p. 1032-1041, 2019.

MONDOL, J. D.; YOHANIS, Y. G.; NORTON, B. Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system. **Energy Convers. Manag.**, v. 48, n. 4, p. 1065-1080, 2007.

MORA, S. P.; CARRETERO, J.; CARDONA, M. Sidrach-de. Models to predict the operating temperature of different photovoltaic modules in outdoor conditions. **Prog. Photovoltaics Res. Appl.**, Wiley Online Library, v. 23, n. 10, p. 1267-1282, 2015.

MULLER, M. et al. Determining outdoor CPV cell temperature. **Presented at the 7th International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems**, Las Vegas, Nevada, 4-6 abril 2011.

MUZATHIK, A. M. Photovoltaic modules operating temperature estimation using a simple correlation. **Int. J. Energy Eng**, v. 4, n. 4, p. 151, 2014.

NASCIMENTO, L. R. et al. Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. **Solar Energy**, v. 186, p. 370-381, julho 2019.

NASSA, T. et al. História e origem da energia solar. **Portal Solar**, 2016. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-origem-da-energia-solar.html>>. Acesso em: 20 novembro 2021.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2^a. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PEREIRA, R. et al. IoT Network and Sensor Signal Conditioning for Meteorological Data and Photovoltaic Module Temperature Monitoring. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, v. 17, 6 Junho 2019.

PEREIRA, R. I. S. **Rede de monitoramento IoT aplicada em plantas de microgeração fotovoltaica.**, [S. l.]: 20 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza , 2018.

PEREIRA, R.; JUCÁ, S.; CARVALHO, P. IoT embedded systems network and sensors signal conditioning applied to decentralized photovoltaic plants. **Elsevier Measurement**, n. 142, p. 195-212, Maio 2019.

PETALAS, K. V.; MOTA, F. S. B. Avaliação das Condições Bioclimáticas da Região Costeira do Nordeste Brasileiro: o Município de Fortaleza, CE. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 13, JUL/DEZ 2013. ISSN 1980-055x.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenhria elétrica para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-DTE-CRESESB, 2014.

REZENDE, J. O.; SÁ, G. A. S.; SOBRINHO, P. M. O Acordo de Paris e os Novos Caminhos para a Gestão Socioambiental: Desafios e Oportunidades para as Empresas do Setor Elétrico. In: REZENDE, J. O.; SÁ, G. A. S.; SOBRINHO, P. M. **Energia Elétrica e Sustentabilidade**. Belo Horizonte-MG: Atena, 2018. Cap. 10, p. 120-132.

RODRIGO, P. et al. Review of methods for the calculation of cell temperature in high concentration photovoltaic modules for electrical characterization. **Renewable & Sustainable Energy Review**, v. 38, p. 478-488, 2014.

RÜTHER, R.; NASCIMENTO, L. R.; CAMPOS, R. A. xtreme overirradiance events in Brazil: consequences on PV power plant output performance. **Solar Energy**, 2017.

SAGAN, C. **Bilhões e bilhões - Reflexões sobre a vida e a morte na virada do milênio**, São Paulo: Companhia de Letras, 2008.

SANTOS, L. O. **Uso de Aprendizado de Máquina no Desenvolvimento de Modelos de Previsão da Temperatura de Operação de Células Fotovoltaicas**, Dissertação (Mestrado Acadêmico em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Brasil, 2021.

SANTOS, L.; CARVALHO, P.; CLODOALDO, F. Photovoltaic cell operating temperature models: A review of correlations and parameters. **IEEE JOURNAL OF PHOTOVOLTAICS**, doi: 10.1109/JPHOTOV.2021.3113156, v. 12, n. 1, p. 179-190, Janeiro 2022.

SHAFIEIAN, A.; KHIADANI, M.; NOSRATI, A. Theoretical modelling approaches of heat pipe solar collectors in solar systems: A comprehensive review. **Solar Energy**, v. 193, p. 227-243, 2019.

SIMIONI, T. **O Impacto da Temperatura para o Aproveitamento do Potencial Solar Fotovoltaico do Brasil**, Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. **Renewable Energy**, v. 34, p. 23-29, junho 2008.
SKOPLAKI, E.; PALYVOS, J. A. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. **Solar Energy**, v. 83, n. 5, p. 614-624, maio 2009.

SOLAR, B. S. E. Tudo sobre energia solar. **Blue Sol**, 2019. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/categorias/tudo-sobre-energia-solar/>>. Acesso em: 15 novembro 2021.

SOUZA, R. D. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**: Livro Digital de Introdução aos Sistemas Solares. Ribeirão Preto, São Paulo: Blue Sol Energia Solar, 2016.

TEIXEIRA, J. M. **Uso do Microsoft Excel na Análise de Regressão Não-Linear**, Monografia (Bacharelado em Ciências da Computação) - Universidade Federal de Lavras, Lavras, Minas Gerais Brasil, 2002.

TEIXEIRA, T. B. **Influência da Temperatura em Aglomerados Auto reconfiguráveis de Células Solares Fotovoltaicas**, Monografia (Especialização no curso de Física) - Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, Brasil, 2008.

TIWARI, A. et al. Performance evaluation of photovoltaic thermal solar air collector for composite climate of India. **Sol. energy Mater. Sol. cells**, v. 90, n. 2, p. 175-189, 2006.

VIEIRA, O. L. et al. Comparison of Photovoltaic Plant Performance Estimation Models: A Case Study for Fortaleza, Brazil. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 7, Julho 2018.

WEATHER SPARK. Clima e condições meteorológicas Médias em Fortaleza no ano todo. **Weather Spark**, 2021. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/y/31123/Clima-caracter%C3%ADstico-em-Fortaleza-Brasil-durante-o-ano>>. Acesso em: 23 outubro 2021.

WELLE, D. Em meio à crise hídrica, Brasil tem recorde de geração de energia térmica. **Poder 360**, 2021. Disponível em: <<https://www.poder360.com.br/brasil/em-meio-a-crise-hidrica-brasil-tem-recorde-de-geracao-de-energia-termica/>>. Acesso em: novembro 2021.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.