



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUAÇÃO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

Dayane Martins Salles

COMPORTAMENTO DA TEMPERATURA E DA POTÊNCIA DE SAÍDA DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM SUPERFÍCIES COM
DIFERENTES ÍNDICES DE ALBEDO E EMISSIVIDADE

Goiânia, 2018



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS GRADUAÇÃO
IFG CAMPUS GOIÂNIA
MESTRADO EM TECNOLOGIA DE PROCESSOS SUSTENTÁVEIS

Dayane Martins Salles

**COMPORTAMENTO DA TEMPERATURA E DA POTÊNCIA DE SAÍDA DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM SUPERFÍCIES COM DIFERENTES
ÍNDICES DE ALBEDO E EMISSIVIDADE**

Programa de Pós-Graduação *stricto sensu* em Tecnologia de Processos Sustentáveis do IFG (PPGTPS - IFG) – Dissertação de Mestrado Profissional. Área de Concentração: Tecnologia de Sistemas de Produção Limpa. Linha de Pesquisa: Energias Renováveis e Engenharia Econômica Aplicada.

Orientador: Prof^a. Dr^a. Jussanã Milograna

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

Goiânia, 2018

Martins Salles, Dayane
COMPORTAMENTO DA TEMPERATURA E DA POTÊNCIA DE SAÍDA DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EM SUPERFÍCIES COM DIFERENTES
ÍNDICES DE ALBEDO E EMISSIVIDADE / Dayane Martins Salles. --
Goiânia, 2018.
122 f.

Orientadora: Jussanã Milograna.
Coorientador: Elder Gerado Domingues .
Dissertação (Mestrado - Tecnologia em Processos
Sustentáveis) -- Instituto Federal de Goiás, 2018.

1. . I. Milograna, Jussanã. II. Gerado Domingues , Elder.
III. Título.

DEDICATÓRIA

À minha querida Laís Fernanda. A ti, o vasto amor de Deus.

in memoriam.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais. À minha tia Marci Luiza, que vibrou comigo em cada conquista. Aos meus colegas Luane, Rafael, Vanessa, Nicolas, Calebe, Debora, Eberth, Antônio e Geovanne, que tornaram a caminhada mais leve e participaram de diversas formas da construção desta dissertação. Ao meu querido e eterno Ramon, que se fez presente diante da distância e impulsionou meu caminhar. À equipe de manutenção e serviços gerais do Campus IFG Goiânia pela presteza, eficiência e disposição.

À minha orientadora e amiga Jussanã Milograna, por quem eu tenho tanto amor e admiração. Ao meu co-orientador Elder Geraldo Domingues pelo apoio e direcionamento do trabalho. Ao professor Sérgio Botelho, minha fonte de sabedoria e maior inspiração. À todos os meus amigos e professores do NExT que, além de todo conhecimento, deixaram em mim incontáveis sorrisos.

Em especial, minha gratidão ao Licínio, um anjo que, além de toda a ajuda técnica no decorrer do trabalho, me edificou com conversas construtivas e me apresentou um mundo do conhecimento único e memorável.

Aos professores Sérgio Pimentel e Enes Marra pela ajuda e disponibilidade de informações técnicas.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Goiás pelo financiamento do projeto.

Ao meu criador que me permite ter a certeza de que o meu lugar, será sempre, onde eu quiser estar.

“Lembre-se de que você mesmo é o melhor secretário de sua tarefa, o mais eficiente propagandista de seus ideais, a mais clara demonstração de seus princípios, o mais alto padrão do ensino superior que seu espírito abraça e a mensagem viva das elevadas noções que você transmite aos outros. Não se esqueça, igualmente, de que o maior inimigo de suas realizações mais nobres, a completa ou incompleta negação do idealismo sublime que você apregoa, a nota discordante da sinfonia do bem que pretende executar, o arquiteto de suas aflições e o destruidor de suas oportunidades de elevação - é você mesmo.

(Chico Xavier)

Título: Comportamento da temperatura e da potência de saída de módulos fotovoltaicos instalado em superfícies com diferentes índices de albedo e emissividade

Autor: Dayane Martins Salles

Orientador: Prof. Dra. Jussanã Milograna

Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

RESUMO

A temperatura de funcionamento é fator de grande interferência na eficiência energética de módulos fotovoltaicos. Este trabalho propôs a instalação de módulos fotovoltaicos em superfícies com diferentes índices de albedo e emissividade, onde foram montados dois conjuntos fotovoltaicos, um instalado em telhado de aço galvanizado e outro instalado sobre o mesmo telhado revestido com pintura refletiva. Para comparação e correlação entre o material do telhado e a eficiência dos módulos, foram monitorados dados de temperatura, irradiância solar, tensão, corrente e potência de saída dos dois conjuntos. Os resultados mostraram que os módulos instalados no telhado revestido com tinta refletiva tiveram produção de energia superior aos módulos instalados em telhado sem revestimento. Foram realizadas ainda etapas de simulação com método dos elementos finitos para análise da interferência das áreas adjacentes na pintura refletiva, onde foram atribuídos no programa utilizado os índices de emissividade e absorvidade do telhado de aço galvanizado com e sem pintura refletiva, e do módulo fotovoltaico. Os resultados da simulação termodinâmica apontaram que o resfriamento da área pintada não ocorre de forma gradativa e sim, instantânea. Diante da produção de energia maior no módulo instalado sobre a superfície com revestimento, considerando os gastos necessários para a modificação da superfície e o período de vida útil do projeto, foi realizado um estudo de viabilidade econômica com métodos de análise determinísticos, que indicaram maior viabilidade para o módulo instalado em superfície com revestimento refletivo.

Title: Behavior of temperature and output power of photovoltaic panels installed on surfaces with different albedo indexes

Author: Dayane Martins Salles

Adviser: Profa. Dra. Jussanã Milograna

Co-Adviser: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues

ABSTRACT

The operating temperature is a factor of great interference in the energy efficiency of photovoltaic modules. This work proposed photovoltaic modules installation on surfaces with different albedo and emissivity indexes, where two photovoltaic assemblies were installed, one installed in galvanized steel roof and the other installed on the same roof coated with reflective paint. For comparison and correlation between roof material and module efficiency, data on temperature, solar irradiance, voltage, current and output power of the two sets were monitored. The results showed that the modules installed on the roof coated with reflective ink had higher energy output than the modules installed on uncoated roof. Simulation steps with finite element method were used to analyze the interference of the adjacent areas in the reflective painting, where the emissivity and absorbance indexes of the galvanized steel roof with and without reflective paint and the photovoltaic module were assigned in the program. The results of the thermodynamic simulation showed that the cooling of the painted area does not occur in a gradual, but instant, way. In view of the increased energy production in the module installed on the surface with coating, considering the necessary expenses for the surface modification and the useful life of the project, an economic feasibility study was carried out with deterministic analysis methods, which indicated greater viability for the module installed on a reflective coating surface.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Formas de radiação solar na atmosfera.....	8
Figura 2 – Efeito Fotovoltaico em uma célula solar.....	11
Figura 3 – Ligações On-grid e Off-grid de um sistema fotovoltaico	13
Figura 4 – Estrutura de um módulo solar com microinversor acoplado	14
Figura 5 – Ligação de módulos fotovoltaicos em série / paralelo / e série-paralelo	15
Figura 6 - Relação entre a temperatura e a tensão de saída de módulos fotovoltaicos	20
Figura 7 - Etapas de desenvolvimento do experimento.....	29
Figura 8 - Localização da área do experimento.....	30
Figura 9 – Instalação do sistema.....	33
Figura 10 – Desenho do telhado para simulação	36
Figura 11 - Data logger construído para medição da temperatura	39
Figura 12 – Data logger na caixa de medição	39
Figura 13 – Caixa de medição com data logger instalada	39
Figura 14 – Sensores de temperatura conectados nos locais de medição.....	40
Figura 15 – Analisador de grandezas elétricas Fluke 435 série II.....	40
Figura 16 - Conexão dos clamp de corrente	41
Figura 17 – Pinças de tensão conectadas no quadro.....	41
Figura 18 - Montagem dos conjuntos A e B.....	42
Figura 19 – Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 1	46
Figura 20 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 2	47
Figura 21 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 3	48
Figura 22 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 4	49

Figura 23 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 5	49
Figura 24 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 6	50
Figura 25 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 7	51
Figura 26 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 1	52
Figura 27 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 2	53
Figura 28 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 3	54
Figura 29 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 4	55
Figura 30 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 5	56
Figura 31 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 6	57
Figura 32 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 7	58
Figura 33 - Comportamento da temperatura telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 1	59
Figura 34 - Comportamento da temperatura superficial do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 02	60
Figura 35 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 3	61
Figura 36 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 4	62

Figura 37 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 5	63
Figura 38 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 6	64
Figura 39 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 7	65
Figura 40 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 1	66
Figura 41 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 2	67
Figura 42 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 3	67
Figura 43 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 4	68
Figura 44 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 5	69
Figura 45 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 6	69
Figura 46 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 7	70
Figura 47 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 1.....	71
Figura 48 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 2.....	71
Figura 49 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 3.....	72
Figura 50 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 4.....	73

Figura 51 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 5.....	74
Figura 52 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 6.....	74
Figura 53 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos fotovoltaicos no tos A e B na medição 7	75
Figura 54 – Simulações em malha fina	76
Figura 55 – Simulação termodinâmica entre 08:00 e 09:00 h.....	77
Figura 56 - Simulação termodinâmica entre 09:00 e 10:00 h.....	77
Figura 57 - Simulação termodinâmica entre 10:00 e 11:00 h.....	78
Figura 58 - Simulação termodinâmica entre 11:00 e 12:00 h.....	78
Figura 59 - Simulação termodinâmica entre 12:00 e 13:00 h.....	79
Figura 60 - Simulação termodinâmica entre 13:00 e 14:00 h.....	79
Figura 61 - Simulação termodinâmica entre 14:00 e 15:00 h.....	80
Figura 62 - Simulação termodinâmica entre 15:00 e 16:00 h.....	80
Figura 63 - Simulação termodinâmica entre 16:00 e 17:00 h.....	81
Figura 64 - Simulação termodinâmica entre 17:00 e 18:00 h.....	81
Figura 65 – Comportamento da temperatura nos módulos fotovoltaicos e na superfície do telhado no Conjunto A.....	82
Figura 66 - Comportamento da temperatura nos módulos fotovoltaicos e na superfície do telhado no Conjunto B.....	83
Figura 67 – Gradiente de temperatura na área do telhado do Conjunto B	83
Figura 68 - Fluxo de Caixa dos conjuntos A e B.....	90
Figura 69 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 1.....	103
Figura 70 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 2.....	103

Figura 71 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 3.....	104
Figura 72 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 4.....	104
Figura 73 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 5.....	105
Figura 74 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 6.....	105
Figura 75 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 7.....	106

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies	21
Tabela 2 - Índice de Absortância de cores escuras, médias e claras	23
Tabela 3 – Caracterização meteorológica da área do experimento	31
Tabela 4 – Índice de emissividade e absorvidade dos domínios utilizados na simulação.....	37
Tabela 5 - Dados de irradiância solar obtidos através da média do período de medição	37
Tabela 6 – Dados da geração de energia dos módulos fotovoltaicos instalados sobre uma mesma superfície	41
Tabela 7 –Temperaturas máximas, médias e mínimas do ambiente de instalação dos conjuntos A e B durante o período de medição	42
Tabela 8 – Temperaturas máximas, médias e mínimas da superfície do telhado nos conjuntos A e B durante o período de medição	43
Tabela 9 – Temperaturas máximas, médias e mínimas dos módulos fotovoltaicos instalados nos conjuntos A e B durante o período de medição.....	43
Tabela 10 – Geração de energia nos conjuntos A e B durante o período de medição	44
Tabela 11 – Valores de temperatura obtidos através de imagens térmicas do conjunto A	82
Tabela 12 - Valores de temperatura obtidos através de imagens térmicas do conjunto B	83
Tabela 13 – Comportamento da temperatura das extremidades até o centro da área pintada ..	84
Tabela 14 – Variação tarifária do kWh de 2005 a 2016.....	85
Tabela 15 – Reajuste da tarifa de energia ao longo de 25 anos.....	86
Tabela 16 - Energia produzida por cada conjunto Fotovoltaico.....	86
Tabela 17 – Custo da troca dos inversores nos anos 10 e 20.....	87
Tabela 18 - Investimento inicial do conjunto A	87
Tabela 19 - Investimento inicial do conjunto B	88
Tabela 20 - Fluxo de caixa do conjunto A.....	88
Tabela 21 – Fluxo de caixa do conjunto B	89
Tabela 22 - Viabilidade Econômica das Alternativas Analisadas	90

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1 - Composição dos conjuntos estudados.....	34
Quadro 2 - Camadas e diluições da preparação da tinta térmica.....	33

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Massa de ar
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CdTe	Telureto de Cádmio
CIS	Disseleneto de Cobre Índio
CIGS	Disseleneto de Cobre Índio Gálio
DSSCs	Células solares sensibilizadas por corantes
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
FC_t	Fluxo de caixa líquido na data “t”;
GWh	gigawatt-hora
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LDR	<i>Light Dependent Resistor</i>
MW	<i>Megawatt</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Regulamentadora Brasileira
PV	Painel Fotovoltaico
QDSSCs	Células solares sensíveis a pontos quânticos
TAA	temperatura ambiente no conjunto A
TAB	temperatura ambiente no conjunto B
TPVA	temperatura do painel instalado em conjunto A
TPVB	temperatura dos painéis instalados no conjunto B
TIR	Taxa Interna de Retorno
V	Volt
VPL	Valor Presente Líquido
VR	Valor residual do projeto ao final do período de análise
Wp	watt-pico

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Absorvidade
A	Ampere
C	Capacidade térmica
I	Corrente elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
ε	Emissividade
°C	Graus celsius
I_1	investimento inicial;
kW	Quilowatt
ΔQ	Mudança de temperatura
nm	Nanômetro
n	Períodos do fluxo de caixa;
r	Taxa mínima de atratividade do projeto;
V	Tensão elétrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	4
REVISÃO DA LITERATURA	7
2.1 RADIAÇÃO SOLAR	7
2.1.1 Processos de medição da irradiação solar.....	9
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	10
2.2.1 Efeito Fotovoltaico	11
2.2.2 Sistemas <i>On-grid e Off-grid</i>	12
2.2.3 Componentes básicos dos sistemas fotovoltaicos ON GRID	13
2.2.4 Variáveis que influenciam na geração de energia pelos painéis	18
2.3 VIABILIDADE ECONÔMICA.....	23
2.3.1 Métodos determinísticos de Análise de Investimento	24
2.4 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS ATRAVÉS DO MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS	26
2.4.1 Simulações termodinâmicas	26
2.4.2 Método dos elementos finitos.....	28
METODOLOGIA.....	29
2.5 DESCRIÇÃO DA ÁREA DO EXPERIMENTO	29
2.6 DESCRIÇÃO DO EXPERIMENTO	33
2.6.1 Preparação da superfície para montagem do experimento	33
2.7 PARAMETRIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	34
2.8 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO E MONITORAMENTO DOS DADOS	34
2.8.1 Medição de Temperatura	35
2.8.2 Medição das grandezas elétricas.....	35
2.9 ETAPAS DE SIMULAÇÃO	36
2.10 VIABILIDADE ECONÔMICA DOS CONJUNTOS ESTUDADOS.....	38
RESULTADOS	39
3.1 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DA TEMPERATURA	39
3.2 EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS	40
3.3 PARAMETRIZAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	41
3.4 INSTALAÇÃO DOS CONJUNTOS	41
3.5 ANÁLISE DE DADOS DO EXPERIMENTO	42
3.5.1 Análise dos dados de temperatura ambiente no local de instalação dos conjuntos A e B	42
3.5.1 Análise dos dados de temperatura do telhado de instalação dos conjuntos A e B	43
3.5.2 Análise dos dados de temperatura dos módulos fotovoltaicos dos conjuntos A e B	43

3.5.3	Energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos nos conjuntos A e B	44
3.5.4	Correlação dos dados obtidos durante o período de medição	45
3.6	ANÁLISE DA TRANSFERÊNCIA DE CALOR E DA INTERFERÊNCIA DAS ÁREAS ADJACENTES NO GRADIENTE DE TEMPERATURA DO TELHADO	76
3.6.1	Simulações termodinâmicas do experimento realizado.....	76
3.6.2	Análise de dados com a câmera térmica.....	82
3.6.3	Comparação entre resultados da simulação termodinâmica e da medição com a câmera térmica.....	84
3.7	ANÁLISE DE VIABILIDADE	85
CONCLUSÃO.....		91
3.8	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		94
APÊNDICE A – GRÁFICOS DE CORRENTE X TEMPERATURA.....		103

I

CAPÍTULO

INTRODUÇÃO

A geração de energia a partir do Sol é feita através de células solares que convertem a radiação solar em energia elétrica. A energia solar fotovoltaica tem pouca representação na matriz energética brasileira. A luz solar que atinge a superfície da terra é capaz de fornecer 7.900 vezes mais energia do que é utilizada atualmente (BRAUN-GRABOLLE, 2010; PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011; HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014; IRENA, 2017; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2016; TESK et al., 2015).

No balanço energético brasileiro de 2017, com base no ano de 2016, a oferta de energia fotovoltaica atingiu 0,01% da oferta total de energia elétrica. Geração relativamente baixa se comparada ao potencial da energia solar no Brasil, visto que quase todas as regiões do país favorecem a instalação de plantas solares (BEN, 2016; MEISEN; KRUMPEL, 2009).

A baixa utilização do recurso solar na conversão fotovoltaica se dá através de alguns fatores, entre eles, a baixa eficiência das células que convertem a energia solar em energia elétrica, onde as células solares de maior eficiência são de alto custo (MARQUES; PEREIRA 2011; GOMES, 2009).

Para máxima eficiência de rendimento, as células fotovoltaicas devem trabalhar em condições padrões de funcionamento (STC - *Standard Test Conditions*), em irradiação solar de 1000 W/m² e temperatura de 25 °C.

Altas temperaturas reduzem a eficiência energética das células solares. Apenas uma fração da luz solar incidente que atinge a célula dos módulos fotovoltaicos é convertida em energia elétrica. O restante da energia absorvida é convertida em energia térmica na célula, aumentando a temperatura de junção (ROYNE; DEY; MILLS, 2005; MOHARRAM *et al.* 2013).

A superfície de um telhado pode atingir temperaturas de até 90 °C, enquanto as superfícies de um módulo fotovoltaico podem alcançar até 60 °C no verão brasileiro, o que acarreta em uma perda de eficiência de 18% sobre sua capacidade de geração (LABORATÓRIO DE FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA, 2017; WILLIAMS; RAYNE; RAYNOR, 2010).

A fim de maximizar a potência de saída, as técnicas de arrefecimento de módulos fotovoltaicos são cada vez mais difundidas. Royne; Dey; Mills (2005) afirmam que a dissipação do calor ao ambiente pode garantir que a energia não absorvida pelas células não se transforme em calor, fazendo com que essas trabalhem em condições ideais.

A maioria das técnicas empregadas no arrefecimento de módulos fotovoltaicos correspondem à utilização de fluidos refrigerantes que circulam sobre os módulos e resfriam a superfície através da troca de calor.

Considerando que as condições ideais de instalação dos módulos fotovoltaicos correspondem a locais com altos índices de radiação solar e baixas temperaturas, este trabalho propõe a instalação de módulos fotovoltaicos em superfícies com diferentes índices de albedo (capacidade do material em reter o calor incidido sob o mesmo) e emissividade (capacidade do material em emitir a radiação solar incidida) para análise da interferência da superfície de instalação na eficiência energética dos módulos fotovoltaicos. Para tal, um experimento foi montado nas dependências do Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia de Goiás, em telhado de aço galvanizado, onde foram delimitadas duas áreas de 20 m² cada, denominadas como conjuntos A e B.

No conjunto A nenhuma das características do telhado foram alteradas, já no B a superfície do telhado foi coberta por uma tinta refletiva composta por microesferas de cerâmica oca. O monitoramento dos dados de irradiância solar, temperatura, corrente, tensão e potência ocorreu de 15 a 21 de Julho de 2017.

Como os dois conjuntos foram instalados e monitorados em um mesmo telhado de aço galvanizado, considerando o elevado índice de condutividade térmica desta superfície, foi realizada uma simulação utilizando-se o método dos elementos finitos, para análise do comportamento da temperatura em toda a superfície, a fim de avaliar a influência da área do telhado sem tinta na área pintada com o revestimento refletivo.

A partir da montagem do experimento, este trabalho tem como objetivo geral avaliar o comportamento da tensão, da potência de saída e da temperatura dos módulos fotovoltaicos em superfícies com diferentes índices de albedo e emissividade. Para o alcance do objetivo geral, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Definir as variáveis de medição e os conjuntos estudados através da revisão bibliográfica;
- Montar um conjunto solar composto por módulos fotovoltaicos e micro inversores em cada

um dos conjuntos definidos;

- Avaliar em uma mesma condição o comportamento da potência de saída dos módulos fotovoltaicos instalados nos dois conjuntos;
- Construir um *data logger* programável para aquisição de dados em tempo determinado com comunicação *SD card*;
- Acompanhar o comportamento da temperatura do módulo, do telhado e do ar em cada conjunto estudado;
- Obter os dados de geração de energia de cada conjunto;
- Relacionar graficamente os dados de temperatura (do telhado, dos módulos fotovoltaicos e ambiente), irradiância, tensão e potência de cada conjunto
- Simular a área de influência do conjunto refletivo através do método dos elementos finitos;
- Analisar a área de influência através de imagens térmicas;
- Realizar análise de viabilidade econômica de cada conjunto analisado.

O trabalho foi estruturado em 5 capítulos. O capítulo I apresenta a introdução sobre o que será abordado no decorrer do texto; o capítulo II apresenta a revisão da bibliografia sobre a Radiação Solar e os Sistemas Fotovoltaicos, Simulações e Viabilidade Econômica. No capítulo III é descrita a metodologia adotada para a construção do experimento; e os capítulos IV e V apresentam, respectivamente, os resultados e conclusões obtidas a partir do monitoramento de dados e da simulação realizada.

II

CAPÍTULO

REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo apresenta 4 tópicos principais, necessários para o conhecimento dos temas abordados e das etapas metodológicas realizadas. Os assuntos subdividem-se em uma descrição sobre a radiação solar e suas formas de distribuição e medição; Energia solar fotovoltaica; Viabilidade econômica e Simulações computacionais.

2.1 Radiação Solar

A radiação solar é a energia transmitida do Sol que chega ao nosso planeta, após ser parcialmente absorvida pela atmosfera, através de ondas eletromagnéticas com frequência e comprimentos de onda diferentes (FROTA e SCHIFFER, 1987; QIANG FU, 2003; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

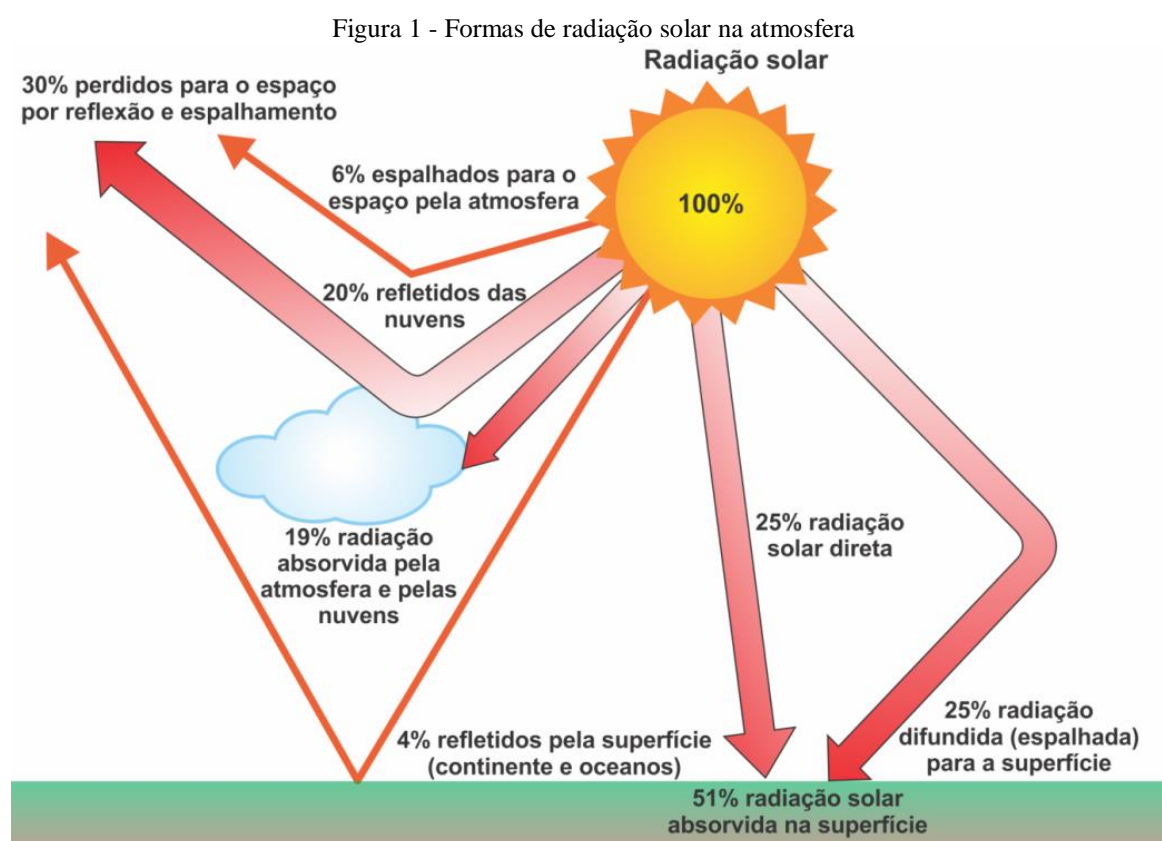
O conjunto de frequências de ondas eletromagnéticas emitidas pelo sol é chamado de espectro solar (QIANG FU, 2003; VILLALVA; GAZOLI, 2012). O espectro eletromagnético da luz solar inclui os comprimentos de onda que vão do infravermelho ao ultravioleta (HIDALGO; MARTINEZ; VIDAL, 2013; IQBAL, 2012). A radiação solar cobre toda a região do espectro visível, 400 a 700 nanômetros (nm), uma parte do ultravioleta próximo de 300 a 400 nm (UVA), e o infravermelho no intervalo de 700 a 500 nm (TIBA *et al.* 2000; CEMIG, 2012; CIBSE CODE, 1984).

O Sol emite energia em vários comprimentos de onda, sendo que uma média de 44% concentra-se no espectro visível (entre 400 e 700 nm) e o restante é dividido entre radiação ultravioleta (< 400nm) com 7%, infravermelho próximo (entre 700 e 1500nm) com 37%, e infravermelho (> 1500nm) com 11%. Menos de 1% da radiação emitida concentra-se acima da região do infravermelho, como microondas e ondas de rádio; e abaixo da região ultravioleta, como raios x e raios γ (INPE, 2017; CORRÊA, 2007).

Ao atravessar a atmosfera, a radiação solar é atenuada por processos físicos de espalhamento e absorção com os constituintes atmosféricos e a superfície do planeta (TIBA *et al.* 2000). O Sol emite energia a uma taxa de $3,8 \times 10^{23}$ kW, desses, $1,8 \times 10^{14}$ kW são interceptados pela terra (THIRUGNANASAMBANDAM; INIYAN; GOIC, 2010).

No plano horizontal, a radiação global consiste na soma das componentes direta e difusa (PINHO; GALDINO, 2014; VALENTE, 2011). Já no plano inclinado, deve-se considerar a radiação refletida por materiais com altos índices de albedo, ou seja, materiais que recebem a radiação direta ou difusa, e que refletem essa radiação para a atmosfera, devido ao seu alto índice de reflexão (PINHO; GALDINO, 2014; TOLMASQUIM, 2016).

A Figura 1 ilustra as formas de radiação solar: refletida, direta e difusa, e o quanto de cada tipo de radiação chega à superfície terrestre.



Fonte: Universidade Federal do Paraná (2017), adaptada.

Todas as fontes de energia renováveis da terra são geradas a partir da radiação solar, que pode ser convertida direta ou indiretamente em energia utilizando várias tecnologias, como os módulos fotovoltaicos que geram energia com baixa manutenção e índice de impacto ao meio ambiente (EL CHAAR; LAMONT; ZEIN, 2011).

Tsoutsos; Frantzeskaki; Gekas (2005) chamam a atenção sobre os impactos negativos da geração fotovoltaica em larga escala. Segundo os autores, para uso em um ambiente urbano, essa é uma das tecnologias de energia renovável mais viável e apresenta impactos negativos relacionados ao uso da terra, às descargas recorrentes e acidentais de poluentes; impactos

visuais; esgotamento dos recursos naturais; poluição do ar; intrusão de ruído e gestão de resíduos.

Para Reis (2015), os impactos negativos relacionados à produção de energia fotovoltaica se concentram nos processos de extração e produção das células solares, dentre eles, a emissão de pó de sílica, desmatamentos, poluição das águas, alteração da fauna e flora, liberação de gases tóxicos e de efeito estufa além do lançamento de metais pesados no ambiente.

2.1.1 Processos de medição da irradiação solar

Os instrumentos solarimétricos medem a potência incidente por unidade de superfície, integrada sobre os diversos comprimentos de onda (Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, 2012).

A medição da radiação solar óptica é realizada principalmente pela conversão da energia do feixe em sinais elétricos que, posteriormente, podem ser medidos por técnicas convencionais. Devido à sua constante espectral sensibilidade para toda a gama de espectro solar, radiômetros equipados com sensores são amplamente utilizados para medir a irradiância solar (PAULESCU *et al.* 2013), que corresponde à quantidade de radiação solar em uma determinada área (TIBA *et al.* 2000).

Martins *et al.* (2004) ressaltam que o potencial de utilização da energia solar também pode ser estimado por meio de modelos computacionais, principalmente em áreas de grande extensão territorial. O emprego de satélites geoestacionários permite a aplicação de modelos aproximados para o cálculo da transferência radiativa na atmosfera, que conduzem a estimativas razoáveis da irradiação solar global incidente na superfície, e da sua variabilidade temporal e espacial.

A irradiância pode ser medida com piranômetros, que medem a irradiação solar direta e difusa; pireliômetros, que medem a radiação solar direta; e albômetros, que medem a irradiação solar refletida (HIDALGO; MARTINEZ; VIDAL, 2013; HONSBURG; BOWDE, 2017).

Pelo elevado custo dos equipamentos que medem a radiação solar, existem formas alternativas de realizar essa medição, que também apresentam resultados confiáveis. Hidalgo; Martinez e Vidal (2013), com o intuito de medir a irradiação na região norte do Chile, desenvolveram um sensor fototransistor de baixo custo, sensível à irradiação solar. Os resultados das medições

foram convalidados com medições feitas por um piranômetro padrão, onde os valores de irradiância obtidos com o sensor desenvolvido, atestaram a confiabilidade do equipamento.

Silva *et al.* (2014) ressaltam que a utilização de sensores tem avançado no campo da pesquisa devido ao baixo custo e exatidão de dados que esses equipamentos podem fornecer. A exemplo disso, o autor relata o uso dos sensores LDR (*Light Dependent Resistor*), cujo princípio de funcionamento é, basicamente, um resistor que muda sua resistência elétrica quando submetido à variação da luz, permitindo o cálculo do índice de luminosidade em determinado ambiente através do valor da variação de sua resistência.

Com um custo relativamente baixo, as fotocélulas de silício monocristalino ou os diodos, também são utilizados como sensores para medições pirométricas (CEMIG, 2012). Hidalgo; Martinez; e Vidal (2013) destacam três opções de sensores capazes de medir irradiância: foto transistores, LDR e foto diodos. Cada um desses sensores realiza leituras de irradiância em determinadas faixas do espectro solar.

Os fotodiodos são mais sensíveis a leituras do espectro na faixa de 700 – 900 nm, ou seja, no espectro infravermelho. Já os foto transistores possuem sensibilidade espectral entre 350 nm e 1250 nm, desde a luz visível até o infravermelho (HIDALGO; MARTINEZ; VIDAL, 2013).

Ainda no campo das fontes alternativas de medições solarimétricas, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB, 2017), através de uma ferramenta denominada SunData, calcula a irradiação solar diária média mensal no plano inclinado baseado no banco de dados “Valores médios de irradiação solar sobre solo horizontal do Centro de Estudos de Energia Solar” (CENSOLAR, 1993).

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

Como definição ampla, pode-se dizer que os sistemas fotovoltaicos convertem radiação solar em eletricidade. Os dispositivos mais comuns utilizados nesse processo de conversão são feitos à base de silício, material que, exposto à radiação solar, gera energia elétrica a partir de uma diferença de potencial elétrico, que permite o fluxo de elétrons livres (SEAI, Sustainable Energy Authority of Ireland, 2010; PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011; VILLALVA; GAZOLI; 2012).

De acordo com dados da European Photovoltaic Industry Association (EPIA, 2001), em 2050 a energia solar fotovoltaica será responsável pelo abastecimento energético de 20% da demanda

mundial. O IRENA (International Renewable Energy Agency, 2016)¹ embasa tais estatísticas ao relatar que, em apenas cinco anos, a capacidade de geração de energia solar fotovoltaica (PV) aumentou de 40 para 227 GW.

Em 2014 a capacidade anual de geração de energia renovável foi de 219.297 MW/ano, onde o Brasil possui pequena participação nessa geração. Com capacidade de geração instalada de 23 MW ano, o país produziu, no ano de 2015, 61 GWh, atingindo 30% da capacidade de geração (IRENA, 2016)².

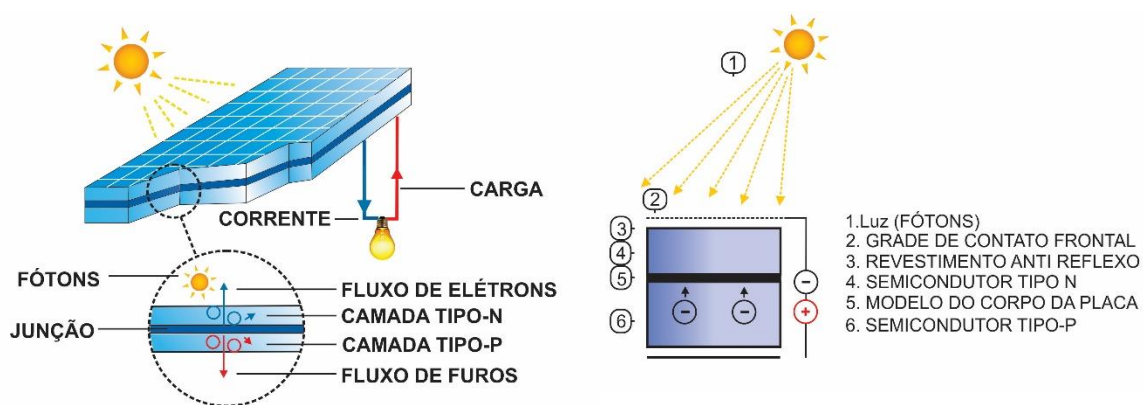
2.2.1 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico consiste no fenômeno físico responsável pela produção de energia solar por intermédio da interação entre a célula fotovoltaica e a radiação solar, constituída de partículas de luz denominadas de fótons (IRENA, 2016; BRAUN-GRABOLLE, 2010; PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011; HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

O efeito fotovoltaico possui como núcleo de todo o processo a célula solar fotovoltaica que, devido às propriedades do silício semicondutor, converte a parcela de irradiação direta e difusa em energia. Este material é composto por duas camadas distintas denominadas tipo-p, que contém excesso de lacunas, e tipo-n, que contém o excesso de elétrons livres, que formam a camada junção p-n (PORTAL ENERGIA, 2016; BRAUN-GRABOLLE, 2010).

O material semicondutor, com a incidência de irradiação solar, torna-se condutor de elétrons, dando origem à corrente elétrica (PORTAL SOLAR, 2016; BRAUN-GRABOLLE, 2010). A Figura 2 ilustra o efeito fotovoltaico em uma célula solar de junção p-n.

Figura 2 – Efeito Fotovoltaico em uma célula solar



Fonte: Epia, 2017, adaptado.

A sensibilidade da célula solar a determinado comprimento de onda do espectro eletromagnético, dependerá do tipo de material constituinte da célula. De acordo com Goetzberguer e Hoffmann (2005), as células de silício amorfo são mais sensíveis a uma faixa espectral entre 800/1000 nm, faixa espectral do infravermelho, enquanto as células de silício monocristalino são mais sensíveis em um faixa entre 450/650 nm, correspondente ao espectro da luz visível.

De acordo com Minemoto (2007), a energia de saída dos módulos de silício amorfo depende principalmente da distribuição do espectro, sendo maior sob o espectro rico em azul, e menos sensível à temperatura do módulo. Já a energia de saída do módulo policristalino é sensível à temperatura do módulo, mas não à distribuição do espectro.

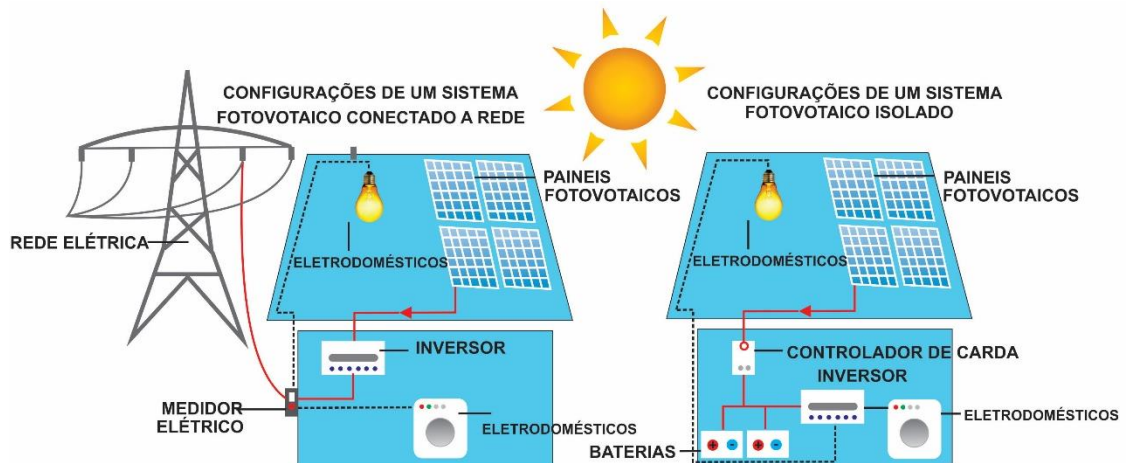
2.2.2 Sistemas *On-grid* e *Off-grid*

Os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados à rede elétrica (*on-grid*), ou funcionar de forma isolada (*off-grid*) (TRUJILLO; SANTAMARÍA; GAONA, 2016; ALAHMAD *et al.*, 2012; PINHO; GALDINO, 2014).

O sistema *off-grid* é composto por uma ou mais placas fotovoltaicas, controlador de carga, bateria e inversor. Já o sistema *on-grid* é composto por: módulos fotovoltaicos, inversores, e string box; quadro elétrico de proteção em corrente contínua composto por bases porta fusível, fusíveis e dispositivos de proteção contra surto; e chave seccionadora em corrente contínua (SICES, 2016; VILLALVA; GAZOLI, 2012; MANUAL DE TECNOLOGIAS, PROJETO E INSTALAÇÃO, 2004).

A Figura 3 ilustra as formas de conexão da distribuição de energia *on-grid* e *off-grid*.

Figura 3 – Ligações On-grid e Off-grid de um sistema fotovoltaico



Fonte: Teske; Masson, 2011, adaptada.

Além dos sistemas conectados à rede e isolados, existem os sistemas híbridos, que não se restringem somente à geração fotovoltaica, ou seja, que possuem mais de uma forma de geração de energia (REIS, 2011; BHANDARI, 2014; VOROBIEV, 2006). Os sistemas híbridos garantem a geração de eletricidade constante, o que se torna vantajoso uma vez que os módulos fotovoltaicos exigem condições atmosféricas ideais para geração de eletricidade (TESK *et al.*, 2015).

2.2.3 Componentes básicos dos sistemas fotovoltaicos ON GRID

Constituindo a aplicação de energia solar fotovoltaica de maior taxa de crescimento anual no mundo, o sistema on-grid opera em paralelo com a rede de eletricidade e dispensa o uso de dispositivos que armazenam energia (GALDINO, 2009). Os tópicos seguintes descrevem detalhadamente a função de cada dispositivo em um sistema conectado à rede.

2.2.3.1 Módulos solares

Um módulo solar é uma estrutura resistente e durável composta pelo conjunto de células fotovoltaicas em série e/ou paralelo para obtenção da tensão e corrente desejada (DEMONTI, 2003; VILLALVA, GAZOLI, 2012; TIWARI, MISHRA, SOLANKI, 2011; KNIER, 2017).

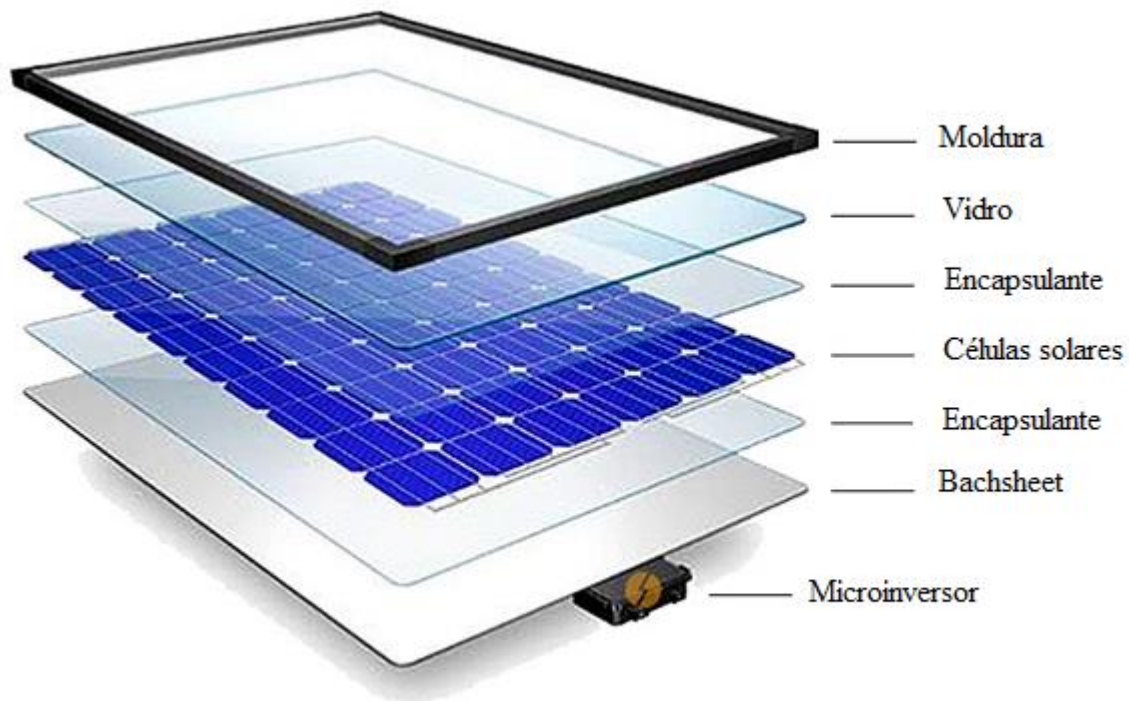
Projetados para fornecer eletricidade em uma determinada tensão, como um sistema comum de 12 volts (V), os módulos fotovoltaicos produzem eletricidade de corrente contínua. A corrente produzida depende da quantidade de radiação que atinge o módulo (KNIER, 2017; VILLALVA, GAZOLI, 2012; PINHO, GALDINO, 2014).

De acordo com Tolmasquim (2016), o módulo solar é composto pelos seguintes itens:

- a) Moldura: parte externa estruturante do módulo, geralmente de alumínio.
- b) Selante: adesivo que une as camadas internas do módulo com a moldura e impede a entrada de gases e umidade, além de proteger o interior de vibrações e choques mecânicos.
- c) Vidro: protege as células e condutores de intempéries e permite a entrada de luz no módulo, evitando a reflexão da luz que atinge o vidro.
- d) Encapsulante: filme que envolve as células, protegendo-as da umidade e dos componentes do ar atmosférico.
- e) Célula Fotovoltaica: componente eletrônico que possibilita a conversão direta da energia eletromagnética em energia elétrica.
- f) Backsheet: parte inferior do módulo que previne a entrada de umidade, protege as células de elementos externos e oferece isolamento elétrico adicional.

A Figura 4 apresenta os componentes do módulo fotovoltaico.

Figura 4 – Estrutura de um módulo solar com microinversor acoplado



Fonte: Riteksolar, 2017.

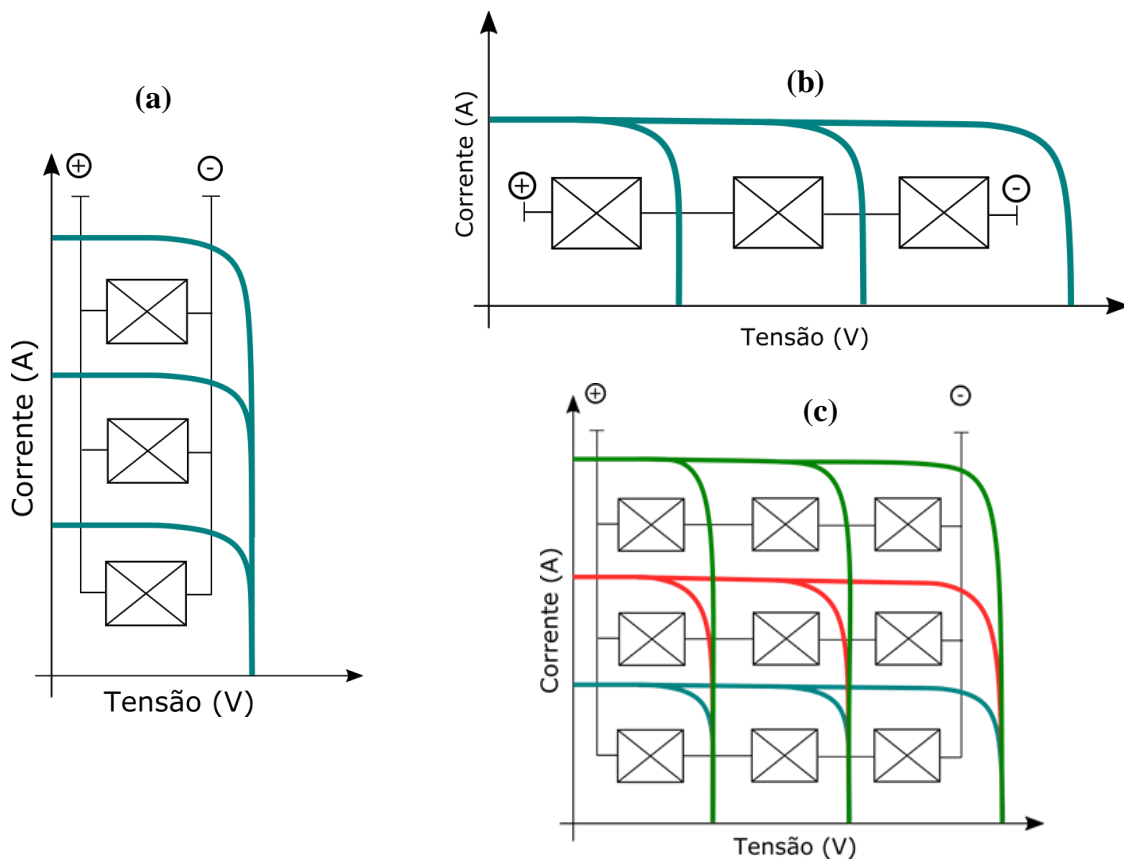
Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em série e/ou paralelo para produzir qualquer tensão necessária e combinação de corrente (KNIER, 2017; ZILLES *et al.*, 2012).

Os módulos fotovoltaicos conectados em série tem como finalidade aumentar a tensão no sistema, sendo que a ligação de um novo painel em sequência proporciona o acréscimo de tensão. Vale ressaltar que os módulos enfileirados devem ser do mesmo tipo, com a finalidade de minimizar as perdas de potência do sistema. Nesta associação a corrente elétrica fornecida permanece constante, pois a mesma eletricidade percorre todos os painéis (UNESCO, 2003; CARNEIRO, 2010; HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

Já a conexão em paralelo tem o objetivo de ampliar a corrente elétrica no sistema, sendo que a ligação de um novo painel gera o acréscimo de corrente. Nesta associação a tensão fornecida permanece constante (UNESCO, 2003; CARNEIRO, 2010; HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

De acordo com Serrão (2010) os painéis podem ser conectados, ainda, em uma ligação do tipo série-paralelo. Essa ligação deve ser feita em projetos que exigem um determinado nível de tensão de saída. A Figura 5 ilustra, respectivamente, os três tipos de ligação: paralelo (a); série (b); e série-paralelo (c).

Figura 5 – Ligação de módulos fotovoltaicos em série / paralelo / e série-paralelo



Fonte: Serrão, 2010.

2.2.3.2 Células Solares

Uma célula solar ou célula fotovoltaica é um dispositivo composto por um material semicondutor do tipo p-n (TIWARI, MISHRA, SOLANKI, 2011; ELL CHAAR LAMONT, ZEIN, 2011).

No geral, as células solares são compostas por um material com propriedades absorventes de luz, em sua maioria com lâminas de silício mono e policristalino, para absorver a radiação solar (fótons) e liberar os elétrons livres através do efeito fotovoltaico (PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011; ZILLES *et al.*, 2012; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O princípio de funcionamento das células de silício cristalino consiste na interação que se processa na junção semicondutora p-n, no qual a camada do tipo n contém excesso de elétrons e a camada do tipo p contém excesso de lacunas. Diante da incidência de radiação solar, os fótons se unem aos elétrons da camada N e devido à energia potencial se deslocam para a camada P, preenchendo as lacunas dessa camada. A partir daí, os elétrons em movimento são coletados pelos eletrodos metálicos e o circuito fechado possibilita a circulação de elétrons formando então a corrente elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012; GOMES, 2009; BRAUN-GRABOLLE, 2010; HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014).

Alguns autores como Rubbo e Jasinski (2013); Carvalho e Calvete (2010); EPE, (2012); Bernardes, (2015); Kouhnavard *et al.*, (2014) dividem as células fotovoltaicas em primeira, segunda e terceira geração tecnológica.

As células de primeira geração, baseadas em células de silício de junção p-n simples (mono e policristalinas) são as mais comuns e ocupam a maior parte do mercado (CAMARA, 2011).

As células de silício monocristalino são feitas a partir de um único cristal de silício ultrapuro, e apresentam uma eficiência energética entre 14 e 21%. Esse material funciona melhor em dias com baixa radiação solar e possuem uma vida útil de mais de 30 anos (PORTAL ENERGIA, 2016; PORTAL SOLAR, 2016). A elaboração dessas células inicia-se com a extração do cristal de dióxido de silício que, submetido a altas temperaturas, é desoxidado, purificado e solidificado, atingindo pureza na ordem dos 98% a 99% (MARQUES, 2011).

Já nas células policristalinas, os cristais únicos de silício são fundidos aleatoriamente preservando a formação dos componentes (PORTAL SOLAR, 2016; PORTAL ENERGIA,

2016; HINRICHS; KLEINBACH; REIS, 2014; PARIDA; INIYAN; GOIC, 2011). O grau de pureza desse material é alcançado em pequenas escalas, o que explica sua eficiência energética reduzida, na faixa de 11% a 13% em escala comercial, e em 18% em condições laboratoriais (EPIA, 2017).

As células de filme fino representam a tecnologia de segunda geração. Constituídas de silício amorfo (não-cristalizado), essas células, também conhecidas como células solares de película fina, possuem eficiência energética de 5 a 10%. Devido à elevada absorção luminosa, uma camada com uma espessura inferior a 0,001 mm já é capaz de converter a luz solar em energia elétrica (MARQUES, 2011).

As células de CdTe CIS e, CIGS também compõem o grupo das células de segunda geração. As CdTe são feitas à base de telúrio de cádmio, material que possui elevada absorção e alta toxicidade pelo elemento cádmio. As células de CIS têm por base o cobre, o índio e o selênio, materiais que apresentam comportamento estável quando sujeitos à incidência luminosa. Já as células GICS são constituídas pelos mesmos elementos das CIS mas com a particularidade de o índio formar uma liga com o gálio, permitindo melhor desempenho (MARQUES, 2011).

As células de terceira geração são representadas por dispositivos de alta eficiência com baixos custos de produção, como células solares sensibilizadas por corantes (DSSCs), células solares sensíveis a pontos quânticos (QDSSCs) e células solares orgânicas (KOUHNAVARD *et al.*, 2014; VASCONCELOS, 2013; JUN, 2013).

Epia (2017) destaca que as células de 3ª geração também podem ser baseadas em nanotubos de carbono, com eficiência de 45%.

2.2.3.3 *Inversor solar*

Uma corrente elétrica pode ser do tipo contínua (CC) ou alternada (CA). A CC é aquela que passa através de um condutor ou circuito em um sentido único. Já na CA, os elétrons não seguem um fluxo unidirecional se deslocando entre o sentido positivo e negativo da corrente (GUSSOW, 2009).

Os módulos fotovoltaicos geram energia em CC e, como a maioria das cargas são alimentadas com CA, é necessário que a corrente passe por um inversor de frequência, dispositivo que,

através de um conjunto de chaves denominadas transistores, altera a forma de onda da corrente (VILLALVA; GAZOLI, 2012; GONÇALVES, 2013).

Os inversores são equipamentos formados por circuitos de segurança; circuito anti-ilhamento; circuitos de sincronismo para conexão com a rede elétrica; circuitos de filtro para controle de harmônicas; e por circuitos que rastreiam o ponto de máxima potência dos módulos através de um controlador pelo procedimento *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) (CURRAL, 2012; SCHENKEL, 2015).

Curral (2012) afirma que a maioria desses inversores trabalham com um valor de potência acima de 1kW, isso delimita a quantidade mínima de módulos que devem ser conectados. Já os microinversores interligam os módulos diretamente com a rede de forma independente dos demais (GONÇALVES, 2013; TOLMASQUIM, 2016).

2.2.3.4 Dispositivos de Proteção

Brito (2013) sugere a instalação de disjuntores, DPS (dispositivo de proteção contra surtos) nos quadros das instalações elétricas que receberão os módulos fotovoltaicos devido ao risco de interferências eletromagnéticas nesses circuitos.

Há uma série de dispositivos de proteção para sistemas fotovoltaicos, entre eles as chaves seccionadoras sob carga que, em situações de emergência ou manutenção, interrompem o fluxo de corrente; os disjuntores, que protegem os componentes do sistema nos casos de surtos de corrente; e os DPS, que direcionam uma corrente elevada para a terra (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.4 Variáveis que influenciam na geração de energia pelos painéis

A quantidade de energia gerada pelos módulos fotovoltaicos pode ser influenciada por diversos fatores como: a temperatura da célula; a temperatura ambiente; a velocidade local do vento; e o fluxo de radiação (SKOPLAKI; PALYVOSA, 2008; CURRAL, 2012; MICHELS *et al.*, 2008; PINHO; LASNIER, T GANG-ANG, 1990).

2.2.4.1 Massas de ar

A quantidade de radiação que chega até a camada de gases que envolve a terra depende de alguns fatores atmosféricos e meteorológicos como a localização geográfica, a hora do dia, o

dia do ano, as condições climáticas, a altitude e a composição da atmosfera (VILLALVA; GAZOLI, 2012; PINHO; GALDINO, 2014).

O termo “massa de ar” refere-se ao percurso que a radiação percorre pela atmosfera até atingir o plano terrestre (HONSBURG; BOWDEN, 2017; IEA, 2014). Neves (2016) afirma que, dentre as influências no espectro solar, as que mais interferem nas aplicações fotovoltaicas são as causadas pelas nuvens, aerossóis, vapor de água e dióxido de carbono.

2.2.4.2 Irradiação Solar

A irradiação solar é uma grandeza que mensura a potência da radiação solar em uma determinada área (LINHARES, 2016; PINHO; GALDINO, 2014). Essa potência varia de acordo com a posição terrestre e o ângulo de incidência dos raios solares (TOMLAQUIM, 2016).

Quanto maior o índice de radiação solar incidente, maior será a corrente gerada pelo painel fotovoltaico (HONSBURG; BOWDEN, 2017; BUDAY, 2011). Os projetos de sistemas fotovoltaicos exigem normalmente uma radiação mínima de 3 a 4 kWh/m²/(dia) (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.4.3 Insolação

De acordo com a norma ABNT NBR 10898, a insolação solar pode ser direta, difusa, total e global. A insolação direta é a energia radiante do sol incidente em superfície horizontal medida por unidade de área durante determinado tempo, enquanto a insolação difusa é a energia radiante do céu, que também incide em superfície horizontal, medida por unidade de área durante um intervalo de tempo especificado. A insolação global é a somatória da insolação direta e difusa, e a total é a somatória da direta e difusa em um plano inclinado.

O tempo de insolação é o período de horas de brilho do sol em um determinado local (TIBA, 2000). A altura do sol tem relação direta com a insolação solar, já que, quanto menor a altura do sol e maior a área de intersecção entre os raios e a superfície da Terra, menor a insolação (UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2017).

Sendo assim, na projeção de sistemas fotovoltaicos, é de extrema importância verificar a quantidade de horas de brilho solar (ou período de insolação) do local de instalação. Conforme informações do Atlas Solarimétrico do Brasil (2000), no Brasil, as regiões nordeste e centro-

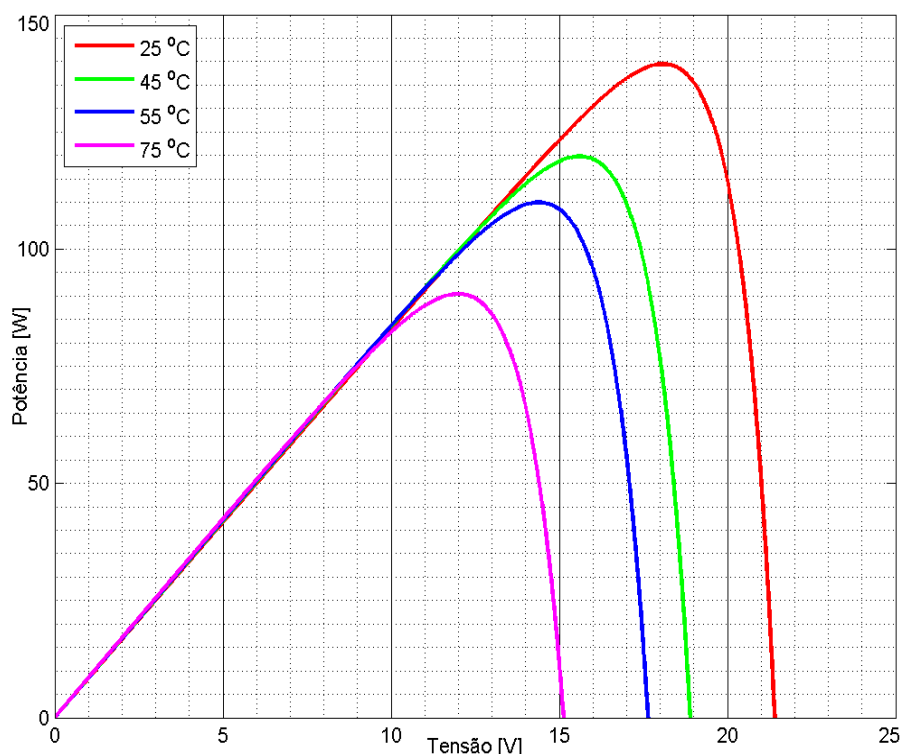
oeste representam os locais de maior período de brilho solar, enquanto as regiões sul e sudeste possuem menor índice de insolação.

2.2.4.4 Temperatura do painel fotovoltaico

A maior parte da radiação solar absorvida por um PV não é convertida em eletricidade, e contribui para aumentar a temperatura nos módulos (NOTTON *et al.*, 2005; AMSTRONG; HULLER, 2010). Esse aumento de temperatura afeta o módulo fotovoltaico, eduzindo a tensão de saída, o que acarreta a redução da potência de saída (SKOPLAKI *et al.*, 2009; SKOPLAKI, PALYVOSA 2008; CURRAL, 2012; MOHARRAM *et al.*, 2013).

A Figura 6 mostra o comportamento da tensão de saída de um painel fotovoltaico submetido a diferentes valores de temperatura. Nos quatro valores demonstrados, nota-se que, quanto maior a temperatura, menor os valores da tensão de saída do painel.

Figura 6 - Relação entre a temperatura e a tensão de saída de módulos fotovoltaicos



De acordo com Honsberg e Bowden (2016), a temperatura de funcionamento de um módulo é determinada pelo equilíbrio entre o calor produzido pelo módulo fotovoltaico, o calor perdido para o ambiente e a temperatura ambiente de funcionamento. Lasnier e Gang-Ang (1990) afirmam que a temperatura do módulo tem correlação com o material de encapsulação, com sua

dissipação e absorção e as propriedades térmicas, e ainda com o ponto de funcionamento do módulo.

A temperatura ideal do módulo é de 25°C, mas raramente condições reais ao ar livre atendem essa condição padrão de teste (MINEMOTO *et al.*, 2007), sendo então necessária a adaptação de mecanismos que possam resfriar os módulos fotovoltaicos (BAHAIDARAH; BALOCH; GANDHIDASAN, 2016).

2.2.4.4.1 Medidas para redução da temperatura ambiente

Quando a superfície está inclinada com relação ao plano horizontal, a radiação refletida possui diferentes coeficientes de refração, de acordo com os tipos de superfície. O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo” (SANTAMOURIS *et al.*, 2012).

O termo albedo refere-se à refletância total de um sistema, ou seja, a probabilidade de um fóton que incide sobre uma superfície ser refletido, considerando-se o quociente entre o fluxo refletido e o fluxo incidente, integrados sobre todo o espectro solar (FERREIRA; PRADO; 2003).

Superfícies com alto índice de albedo diminuem a absorção e a acumulação de calor no telhado, reduzindo assim a temperatura da superfície (SANTAMOURIS *et al.*, 2012).

O albedo de uma superfície pode ser medido no laboratório ou no campo com a utilização de um espectrofotômetro (FERREIRA; PRADO; 2003). A Tabela 1 apresenta valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 1 - Valores típicos de albedo para diferentes tipos de superfícies

Superfície	Albedo
Aço galvanizado sem pintura	0,72
Aço galvanizado com pintura branca	0,60
Gramado	0,18 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8 – 0,9

Fonte: Markvart e Castañer (2004); Ferreira e Prado (2003), adaptada.

Para verificar os índices de albedo e absorvância em determinadas superfícies com diferentes condições, Silveira; Marinoski; Lamberts (2012) analisaram quatro telhas de fibrocimento, uma telha nova, uma pintada de tinta branca fosca, uma telha suja e outra lavada. As medições de refletância/absorvância foram feitas com um espectrofotômetro, e as de temperatura foram feitas com uma câmera infravermelha, capaz de medir e reproduzir em imagem a radiação de infravermelhos emitida por um objeto. As medições mostraram que a amostra pintada com a tinta branca teve menor índice de absorvância e menor temperatura superficial.

As cargas de aquecimento do telhado são maximizadas quando a superfície exterior é de cor escura, ou seja, quando o albedo é baixo (AKBARI; KONOPACKI; POMERANTZ, 1999). As tintas claras e refletivas, pelas suas propriedades refletivas, amenizam a temperatura de superfície dos telhados, reduzindo custos com refrigeração de ambientes.

a) Tintas Claras e Refletivas

O material utilizado na cobertura e fachada das edificações possui grande importância pela sua correlação com a temperatura do ambiente (RODRIGUES, PEZZUTO; 2013; PRATO, FERREIRA; 2004).

De acordo com Dornelles (2013), o uso de materiais com propriedades de alta refletância possibilitam a redução da temperatura no interior dos ambientes. Essa variação da temperatura superficial é devido ao índice de refletância e absorvância, que representam a fração de radiação solar refletida e absorvida por um material (RODRIGUES, PEZZUTO; 2013).

A emissividade dos telhados define a sua capacidade de dissipar o calor através da emissão de radiação infravermelha. Valores de emissividade mais elevados correspondem a temperaturas de superfície mais baixas (SANTAMOURIS *et al.*, 2012).

Com o aumento da reflexão solar do telhado, menos calor é absorvido para dentro do ambiente, (MACLVOR *et al.*, 2011). De acordo com informações técnicas do governo de Nova York, (NYC, 2017), durante um dia típico de verão, os telhados convencionais podem atingir temperaturas de até 87°C.

A Tabela 2 lista a fração absorvida quando a radiação incide sobre superfície com valores médios baseados nos estudos de Rivero (1986); Mascaró (1991); Lamberts, Dutra e Pereira (1997).

Tabela 2 - Índice de Absortância de cores escuras, médias e claras

Cores	Abedo
Escuras	0,75 – 0,91
Médias	0,55 – 0,73
Claras	0,25 – 0,50

Fonte: Rivero (1986); Mascaró (1991); Lamberts, Dutra e Pereira (1997).

Com propriedades semelhantes aos telhados de cores claras, o telhado refletivo é revestido de um material com alta refletância solar e emissividade térmica, que mantém fria a superfície do telhado (PEREZ *et al.*, 2014; HOSSEINE, 2016; ZINZI *et al.*, 2012; HOSSEINE *et al.*, 2016).

Dornelles, Caram e Sichieri (2013) compararam os níveis de temperatura e absortância produzidos por tintas refletivas e tintas brancas. A superfície onde foi aplicada a tinta refletiva alcançou índices de temperatura menores que a superfície coberta por tinta branca, no entanto, a tinta branca convencional apresentou temperatura média inferior, já que em dias mais quentes este telhado atingiu temperaturas máximas inferiores ao telhado refletivo.

Galdino (2015) comparou o fluxo de calor em coberturas com telhas de aço galvanizado sem e com aplicação de tinta refletiva. O estudo demonstrou que o telhado com a tinta refletiva atingiu temperaturas inferiores à do telhado sem a tinta, tanto no ambiente externo, quanto no interno.

Os telhados refletivos podem reduzir a temperatura interna de uma construção em até 30%, gerando assim uma economia de custo com aparelhos de ar condicionado, contribuindo com a redução na emissão de gases de efeito estufa (AKBARI *et al.*, 2012; ZINZI *et al.*, 2012; XU *et al.*, 2012).

Syneffa *et al.*, (2007) afirmam que o aumento da reflexão solar do telhado reduz as cargas de refrigeração de 18 a 93%. Os telhados refletivos contribuem ainda com a mitigação do fenômeno ilha de calor, com a redução nas emissões de carbono, com a qualidade do ar, e ainda prolongam a vida útil dos telhados (NYC, 2017).

2.3 Viabilidade Econômica

Nos tópicos seguintes serão apresentados os métodos determinísticos de análise de investimento no cenário da viabilidade econômica, onde os métodos descritos serão utilizados na aplicação

prática deste trabalho, sendo eles: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), e Método de tempo de recuperação do investimento (PAY-BACK).

2.3.1 Métodos determinísticos de Análise de Investimento

A análise de investimentos demanda informações financeiras, expressas por diversos critérios. De acordo com Miranda (2014) e Assaf (1992), os principais indicadores de análise de investimentos são o Payback, o VPL (Valor Presente Líquido) e a TIR (Taxa Interna de Retorno). Os métodos de determinação desses indicadores encontram-se descritos a seguir.

a) Valor Presente Líquido

O VPL é utilizado para calcular o impacto de eventos futuros ligados a uma alternativa de investimento em termos de valor presente, através da medição do fluxo de caixa gerado pelo projeto ao longo de sua vida útil, levados para o presente (FILHO, KOPITTKKE, 2007; MIRANDA, 2014).

De acordo com Abreu *et al.*, (2007) o VPL é a diferença entre o valor presente do projeto e o custo do projeto na data zero. Quando o VPL é positivo, o projeto é lucrativo; quando negativo, o projeto custa mais do que vale, ou seja, se implementado, trará prejuízo (MIRANDA, 2014).

Bordeaux-Rêgo *et al.*, (2010) afirmam que o método do VPL abrange quatro variáveis principais para qualquer projeto de investimento, sendo elas: o valor investido no projeto; o quanto o projeto gera de fluxo de caixa ao longo do tempo; o período do fluxo de caixa e a taxa mínima de atratividade do projeto, que é utilizada para saber qual o retorno mínimo esperado do investimento, como expressa a Equação 1.

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

I: investimento inicial;

FC_t : fluxo de caixa líquido na data “t”;

r: taxa mínima de atratividade do projeto;

n: é o número de períodos do fluxo de caixa;

b) Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM)

A taxa interna de retorno é a taxa de desconto que faz com que o valor atribuído às receitas

futuras de um projeto se igualem ao custo do investimento inicial (OLIVEIRA, 1979). Todavia, se o fluxo de caixa do projeto apresentar mais de uma inversão de sinal, não é possível avaliar o investimento (BRASIL, 2002), sendo então utilizada a TIRM, um indicador da taxa de retorno de longo prazo, que leva em conta a realidade do mercado (BARBIERI, *et al.* 2007), utilizando em seus cálculos taxas de investimento para reaplicação dos fluxos de caixa intermediários (ASSAF NETO, 2006).

Kassai (2008) afirma que a TIRM procura corrigir problemas estruturais relacionados às questões das raízes múltiplas ou inexistentes e das taxas reais de financiamento dos investimentos e reinvestimentos dos lucros.

Para a obtenção da TIRM, os fluxos intermediários positivos são levados para o futuro no último período do fluxo de caixa, a partir de uma taxa de reinvestimento adequada ao mercado; e os fluxos de caixa intermediários negativos são trazidos para o presente, com taxa de financiamento compatível com as do mercado. Com todos os valores do fluxo de caixa concentrados no instante zero e no período final, o cálculo da taxa interna de retorno se torna fácil e direto a partir da aplicação da fórmula de juros compostos (SAMPAIO, 2008).

Para cálculo da TIRM, utiliza-se a fórmula expressa na equação 3.

$$TIRM = \left[\frac{\sum_{i=0}^n FCP_i (1 + R_{CAPM})^{n-i}}{\frac{\sum_{i=0}^n |FCN_i|}{(1 + r_d)^i}} \right]^{\frac{1}{n}} - 1 \quad (\text{Equação 3})$$

Onde,

FCP_i : fluxos de caixa positivos para o período i ;

FCN_i : fluxos de caixa negativos para o período i ;

R_{CAPM} : custo de capital próprio, considerado como a taxa de investimento;

r_d : custo de capital de terceiros (taxa de financiamento);

n : número de períodos mensais durante o período de vida do projeto.

c) Método de tempo de recuperação do investimento

O método de tempo de recuperação do investimento, também chamado de payback, é o período de tempo necessário para que se obtenha retorno de todo o investimento feito em alguma aplicação (ABREU, 2007). Esse método é muito utilizado para aplicações elétricas e de eficiência energética para analisar a sua viabilidade econômica (MIRANDA, 2014).

O *Payback* pode ser simples ou descontado. O *Payback* simples não considera o valor do dinheiro no tempo, enquanto o *Payback* descontado considera o valor do dinheiro no tempo, sendo os valores do fluxo de caixa trazidos para o presente através da TMA (FILHO; KOPITTKKE, 2010). O *payback* descontado pode ser calculado pela equação 4.

$$Payback = \frac{|FC_{n-}|}{|FC_{n-}| + |FC_{n+}|} \times (Ano_+ - Ano_-) + Ano_- \quad (\text{Equação 4})$$

Onde:

FC_{n-} = Valor do fluxo de caixa negativo levado ao presente, logo antes de se tornar positivo, em determinado ano;

FC_{n+} = Valor do fluxo de caixa positivo levado ao presente, logo após o negativo, em determinado ano;

Ano_- = Ano em que o valor do fluxo de caixa é negativo logo antes de se tornar positivo.

Ano_+ = Ano em que o valor do fluxo de caixa passa a ser positivo;

2.4 Simulações computacionais através do método dos elementos finitos

Os tópicos seguintes apresentam uma descrição sobre o processo de simulação computacional com ênfase no método dos elementos finitos, utilizado em simulações termodinâmicas, sendo essas utilizadas para a simulação apresentada no capítulo VI deste trabalho.

De acordo com Garcia (2015), “simulação é a obtenção da resposta temporal das variáveis de interesse de um modelo, quando se excita suas variáveis de entrada com sinais desejados e se definem os valores das condições iniciais das variáveis dependentes”.

Cada programa de simulação utiliza uma lógica para resolução do problema apresentado. Neste trabalho o programa de simulação utilizado desenvolve a solução do problema através da aplicação do método dos elementos finitos.

2.4.1 Simulações termodinâmicas

Fluxo de calor é o fenômeno criado a partir da aproximação de dois corpos com temperaturas diferentes onde, devido à energia cinética, um corpo com temperatura mais alta, perde calor para o corpo de temperatura mais baixa, aumentando seus movimentos vibratórios, elevando a temperatura do corpo (TRIPLER, 1995).

Essa forma de transferência de calor descrita por Tipler (1995), que ocorre da região de temperatura mais alta para a de temperatura mais baixa é denominada condução, sendo esta uma das formas de transferência de energia calorífica de um corpo para outro quando estes estão em contato, ou das partes de um corpo, para esse mesmo corpo. Nesse cenário a energia é transmitida através da comunicação molecular direta, teoria que afirma que quando as moléculas em uma região adquirem energia cinética maior do que a energia das moléculas da região vizinha, ocorre uma transmissão de parte desta energia para essas moléculas (HILDEBRANDT, BATTISTEL, 2001).

Como mostra a Equação 5, a capacidade térmica (C) é definida como a razão entre a quantidade de calor fornecido ao corpo (ΔQ) e a mudança de temperatura (ΔT) provocada nesse corpo (HILDEBRANDT, BATTISTEL, 2001):

$$C = \Delta Q / \Delta T \quad (\text{Equação 5})$$

Várias metodologias numéricas de sistemas computacionais como o método dos nós, diferenças finitas, elementos finitos e volumes finitos podem ser utilizadas para a solução de problemas que envolvem modos de transferência de calor (REIS, 2001).

Em um trabalho sobre cálculos termodinâmicos, Huang *et al.*, (2008) afirmam que o software MATLAB é um bom ambiente para desenvolvimento de modelos cinéticos termodinâmicos combinados, já que para algumas modelagens cinéticas no processamento de materiais, as equações diferenciais parciais (PDEs) são comumente encontradas. Todavia, existem algumas dificuldades na resolução de PDEs complexas no MATLAB, como o acesso às condições de fronteira nas bordas do domínio interno, condições de fronteira periódicas e modelagem tridimensional.

Diante disso, os autores recomendam a utilização do COMSOL *Multiphysics* em situações mais complexas, sendo este um ambiente interativo para a modelagem *multiphysics* e a solução de todos os tipos de problemas científicos e de engenharia baseados em PDEs (HUANG *et al.*, 2008).

2.4.2 Método dos elementos finitos

O Método dos Elementos Finitos (MEF), mantém as propriedades do meio original e utiliza a análise matemática para desintegrar um meio contínuo em pequenos elementos, descritos por equações diferenciais resolvidas por modelos matemáticos (LOTTI, 2006).

Nessa mesma contextualização, Cervelin (2014); Pulino (2014); Alves (2007) afirmam que essa técnica consiste em subdividir, ou representar, o problema real em um domínio finito, subdividindo partes finitas, até que o conjunto dos subdomínios seja igual ao domínio original. Em seguida, sobre cada subdomínio, adota-se um comportamento, descrito com o emprego de funções simples, para resolução das incógnitas do problema.

Para Alves (2007),

O emprego de funções simples utiliza aproximações locais nos subdomínios onde o domínio original foi dividido. Para a obtenção de respostas cada vez melhores, aumenta-se o número de subdomínios, mantendo-se o mesmo comportamento local já adotado em cada subdomínio, no lugar de se adotar funções de ordem maior na aproximação de caráter global. Os subdomínios são denominados elementos finitos (ALVES, 2007).

O MEF consiste basicamente em três etapas principais: i) método dos deslocamentos, ii) em modelos de equilíbrio, iii) métodos híbridos e mistos (ZIENKIEWICZ, 1988).

2.4.2.1 Simulação termodinâmica com método de elementos finitos no COMSOL

O COMSOL Multiphysics® é um pacote de software de elementos finitos que aborda uma gama de fenômenos físicos (COMSOL, 2017). O software é projetado para a incorporação e acoplamento de diversos fenômenos físicos, dentro de um modelo. Os fenômenos desejados se originam de campos tradicionalmente separados de física aplicada e engenharia (DICKINSON, 2014).

No caso de simulações termodinâmicas, o módulo Heat Transfer ajuda a investigar os efeitos de aquecimento e resfriamento em dispositivos, componentes ou processos, através de ferramentas de simulação para estudar mecanismos de transferência de calor em conjunto com outras físicas (COMSOL, 2017).

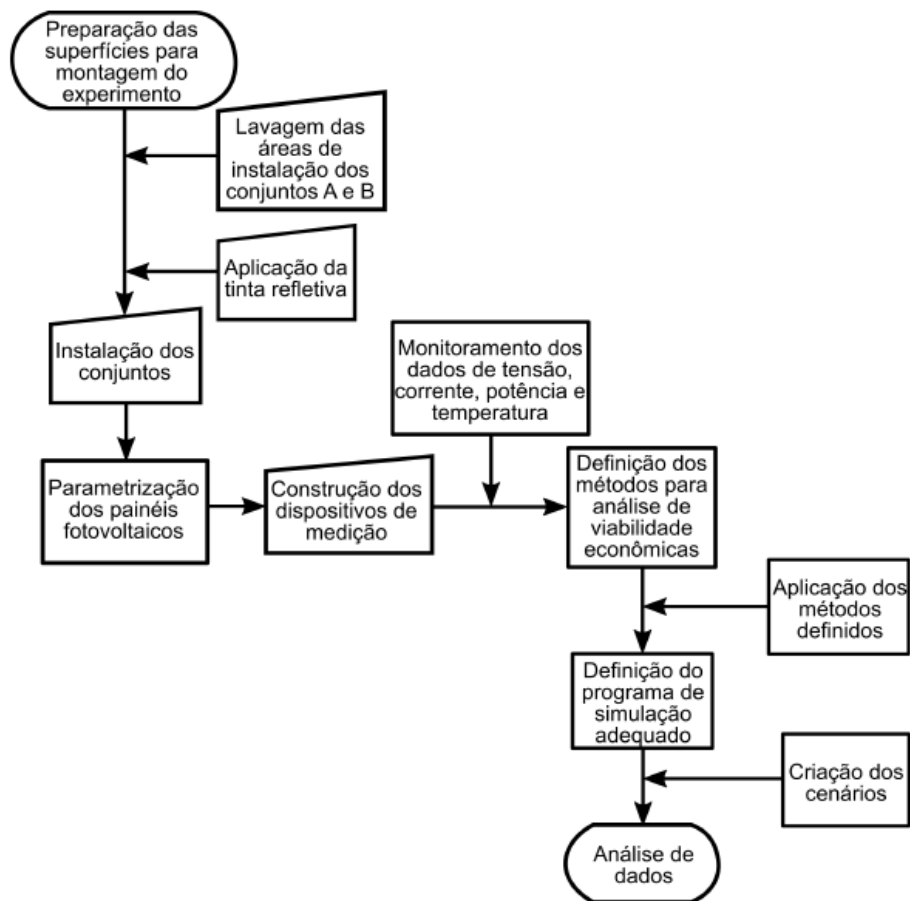
III

CAPÍTULO

METODOLOGIA

Neste capítulo serão apresentados os procedimentos para a execução do experimento e montagem dos equipamentos de medição utilizados na aquisição de dados. A metodologia seguirá uma ordem de ações específicas para que sejam alcançados os objetivos propostos. O fluxograma da Figura 7 lista as etapas em que o projeto foi desenvolvido.

Figura 7 - Etapas de desenvolvimento do experimento



2.5 Descrição da área do experimento

O experimento, formado por dois conjuntos instalados em superfícies com diferentes camadas de cobertura, foi montado sobre um telhado de aço galvanizado instalado sobre o Laboratório do Núcleo de Pesquisas do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (IFG), Câmpus Goiânia, localizado à Rua 75 nº 46, Setor Central, Goiânia – Goiás (16°39'56.30"S; 49°15'19,30"O).

Situada na região Centro-Oeste do Brasil, Goiânia possui clima tropical com temperatura média de 23,1 °C. A região Centro-Oeste conta ainda com duas estações bem distintas: uma seca com umidade relativa do ar bastante baixa podendo alcançar mínimas da ordem de 15% no período de maio a setembro; e uma chuvosa de outubro a março com precipitação média anual de 1414 mm (Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, 2017).

A área total do telhado é de 995,55 m². A Figura 8 apresenta a localização do telhado no Câmpus Goiânia do IFG nomeado como “1”, e a disposição das duas áreas utilizadas para instalação dos conjuntos, descritas na imagem como áreas A e B, cada uma com 20m² correspondendo a 5 metros (largura) por 4 metros (comprimento).

Figura 8 - Localização da área do experimento



Fonte: Google Earth, 2017.

A escolha da área deu-se pela facilidade de acesso e pela ausência de quaisquer interferências como árvores, prédios, ou quaisquer objetos que sombreassem o local, interferindo nos níveis de radiação incidente nos módulos fotovoltaicos. A baixa inclinação do telhado (5%) também foi decisiva na escolha da área. É válido ressaltar que no mesmo telhado onde o experimento foi instalado, constam também outros experimentos com módulos fotovoltaicos.

O telhado no qual foi instalado o experimento é formado por uma telha de aço galvanizado, constituída a partir da fusão eletrolítica do zinco (Zn) e do ferro (Fe) pela imersão do aço em banho de zinco, que confere ao material uma melhor proteção contra as intempéries. Antes da

instalação do experimento foram realizadas limpezas rotineiras na área para melhor aderência das pinturas na superfície.

Para caracterização dos dados meteorológicos da região do experimento, a Tabela 3 lista os dados de temperatura, umidade, radiação solar e chuva na cidade de Goiânia entre os dias 15/07/2017 e 21/07/2017, datas das medições das variáveis para efeito deste estudo. Os dados listados na Tabela 3, foram fornecidos pelo INMET (2017), estação automática Goiânia-A002 Código OMM: 86734. As informações referem-se às 10 horas diárias de medição de cada dia.

Tabela 3 – Caracterização meteorológica da área do experimento

Medições	Data	Hora	Temperatura		Umidade		Radiação	Chuva
		UTC	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	(kJ/m ²)	(mm)
01 (15/07/2017)	15/07/2017	8	12.7	11.3	73	68	-3.54	0.0
	15/07/2017	9	12.5	11.7	73	68	-3.54	0.0
	15/07/2017	10	12.1	11.4	76	70	4.649	0.0
	15/07/2017	11	18.9	11.4	75	61	395.2	0.0
	15/07/2017	12	20.6	18.9	61	56	1161	0.0
	15/07/2017	13	23.3	20.4	56	49	1823	0.0
	15/07/2017	14	24.1	22.9	51	46	2340	0.0
	15/07/2017	15	26.1	23.8	47	38	2569	0.0
	15/07/2017	16	27.3	25.1	41	34	2531	0.0
	15/07/2017	17	27.8	25.7	37	31	2397	0.0
	15/07/2017	18	28.0	26.2	34	31	1937	0.0
02 (16/07/2017)	16/07/2017	8	13.8	13.2	81	75	-3.54	0.0
	16/07/2017	9	14.4	13.5	78	69	-3.54	0.0
	16/07/2017	10	14.2	13.2	74	68	5.561	0.0
	16/07/2017	11	18.5	13.3	74	54	403.1	0.0
	16/07/2017	12	21.9	18.4	54	42	1179	0.0
	16/07/2017	13	24.0	21.9	43	35	1846	0.0
	16/07/2017	14	25.8	24.0	36	31	2350	0.0
	16/07/2017	15	26.7	25.4	32	26	2635	0.0
	16/07/2017	16	27.1	25.9	29	24	2672	0.0
	16/07/2017	17	27.3	26.2	28	24	2495	0.0
	16/07/2017	18	28.5	27.1	28	23	2128	0.0
03 (17/07/2017)	17/07/2017	8	12.3	11.3	80	75	-3.54	0.0
	17/07/2017	9	11.8	11.2	81	77	-3.54	0.0
	17/07/2017	10	11.8	11.5	77	76	4.819	0.0
	17/07/2017	11	15.0	11.7	76	65	402.9	0.0
	17/07/2017	12	19.0	14.9	65	53	1187	0.0
	17/07/2017	13	23.3	19.0	53	41	1845	0.0
	17/07/2017	14	25.3	23.2	42	31	2359	0.0
	17/07/2017	15	25.8	24.4	33	29	2698	0.0
	17/07/2017	16	26.2	24.7	33	29	2448	0.0
	17/07/2017	17	27.0	25.8	30	27	2487	0.0
	17/07/2017	18	27.2	25.7	30	27	1976	0.0

04 (18/07/2017)	18/07/2017	8	12.1	10.6	84	78	-3.54	0.0
	18/07/2017	9	12.0	11.6	84	79	-3.54	0.0
	18/07/2017	10	11.8	11.2	88	84	6.610	0.0
	18/07/2017	11	12.3	11.0	88	86	211.5	0.0
	18/07/2017	12	13.2	12.3	86	84	557.7	0.0
	18/07/2017	13	13.8	13.0	84	80	765.2	0.0
	18/07/2017	14	16.2	13.7	80	69	1551	0.0
	18/07/2017	15	18.7	16.0	71	59	2609	0.0
	18/07/2017	16	20.9	18.1	61	52	2657	0.0
	18/07/2017	17	21.3	19.5	55	48	2490	0.0
18/07/2017	18	21.7	20.8	51	47	2124	0.0	
05 (19/07/2017)	19/07/2017	8	9.7	8.9	90	89	-3.54	0.0
	19/07/2017	9	9.1	8.8	91	90	-3.54	0.0
	19/07/2017	10	8.9	8.6	92	91	8.517	0.0
	19/07/2017	11	11.3	8.6	92	84	377.1	0.0
	19/07/2017	12	14.4	10.5	87	73	1128	0.0
	19/07/2017	13	16.6	13.8	75	65	1770	0.0
	19/07/2017	14	19.9	16.2	67	54	2292	0.0
	19/07/2017	15	22.7	19.3	56	47	2578	0.0
	19/07/2017	16	24.9	22.2	48	40	2574	0.0
	19/07/2017	17	27.1	24.9	41	31	2453	0.0
19/07/2017	18	27.8	26.3	33	29	2083	0.0	
06 (20/07/2017)	20/07/2017	8	16.2	14.7	81	73	-3.54	0.0
	20/07/2017	9	14.9	14.4	83	80	-3.54	0.0
	20/07/2017	10	14.8	14.6	81	80	10.24	0.0
	20/07/2017	11	16.2	14.8	81	74	245.1	0.0
	20/07/2017	12	19.8	16.2	74	59	1023	0.0
	20/07/2017	13	25.0	19.6	60	32	1789	0.0
	20/07/2017	14	27.7	24.0	43	26	2318	0.0
	20/07/2017	15	28.9	27.6	27	23	2597	0.0
	20/07/2017	16	29.1	27.9	26	23	2649	0.0
	20/07/2017	17	29.8	28.4	25	21	2554	0.0
20/07/2017	18	29.8	27.6	25	20	1560	0.0	
07 (21/07/2017)	21/07/2017	8	14.4	13.1	89	84	-3.54	0.0
	21/07/2017	9	13.3	12.8	89	87	-3.54	0.0
	21/07/2017	10	13.1	12.5	90	88	8.776	0.0
	21/07/2017	11	15.6	12.9	90	77	283.7	0.0
	21/07/2017	12	19.6	15.6	77	58	1113	0.0
	21/07/2017	13	23.7	19.6	60	45	1767	0.0
	21/07/2017	14	28.4	23.3	47	26	2338	0.0
	21/07/2017	15	29.1	27.5	29	24	2678	0.0
	21/07/2017	16	29.2	27.6	29	23	2187	0.0
	21/07/2017	17	30.2	28.5	26	21	2587	0.0
21/07/2017	18	30.2	28.1	26	21	1467	0.0	

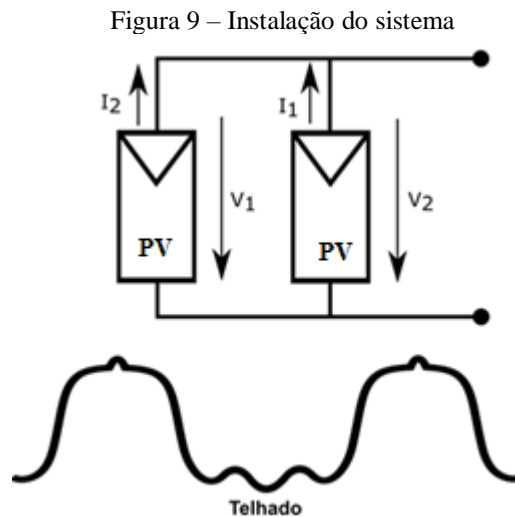
2.6 Descrição do experimento

O experimento foi montado em duas áreas de 20m² cada, instaladas em um mesmo telhado (Figura 9), onde cada área representa um conjunto conforme descrição apresentada no Quadro 1. No conjunto “A” não foram alteradas as características originais do telhado, e no conjunto “B” o telhado foi revestido por uma tinta refletiva composta por microesferas de cerâmica oca.

Quadro 1 - Composição dos conjuntos estudados

Conjunto	Composição
A “Referência”	Módulos e micro inversor instalados em telhado de aço galvanizado
B “Refletivo”	Módulos e micro inversor instalados em telhado de aço galvanizado com tinta refletiva

Cada um dos conjuntos foi instalado conforme esquema apresentado na Figura 9. De acordo com a figura, I_1 e I_2 representam o sentido da corrente dos dois painéis e V_1 e V_2 as tensões geradas pelos sistemas fotovoltaicos, nos quais os painéis foram conectados em série.



2.6.1 Preparação da superfície para montagem do experimento

Para a montagem do experimento, foi necessária a limpeza das duas áreas de 20 m² cada, a fim de eliminar a interferência de sujidades depositadas na superfície da cobertura e permitir uma melhor aderência do revestimento sobre a superfície do telhado.

A limpeza da superfície foi feita, por meio da aplicação de jato de água corrente, que foi suficiente para permitir a realização das etapas seguintes da instalação do experimento

- Aplicação dos revestimentos

Para a montagem do Conjunto A, caracterizado como telhado de referência uma área de 20 m² foi demarcada com fita adesiva nas dimensões 5 x 4 m apenas por questões de delimitação do espaço de medição, entretanto, nenhuma modificação além da limpeza foi feita nesta superfície.

Para montagem do Conjunto B, foi feita a aplicação da tintura refletiva da marca Nanothermic 1, composta por microesferas de cerâmica oca, em área de 20 m² (5 x 4 m) demarcada por fita adesiva.

Na pintura foi utilizado um rolo de espuma de 150 mm com 42 mm de diâmetro, adequado ao modelo da telha de formato ondulado.

Na primeira demão, foram diluídos 200mL de tinta em 800mL de água, apenas para fixação da tinta. Para alcançar a eficiência máxima do produto, foram aplicadas mais duas demãos de tinta de 3000mL com diluição de 10% de água, conforme especificação do fabricante.

O Quadro 2 lista as demãos de tinta no telhado e a percentagem de diluição de cada mistura.

Quadro 2 - Camadas e diluições da preparação da tinta térmica

1 ^a	80% água / 20% tinta
2 ^a	10% água / 90% tinta
3 ^a	10% água / 90% tinta

2.7 Parametrização dos Módulos fotovoltaicos

Os conjuntos A e B foram formados cada, por dois módulos fotovoltaicos constituídos por células de silício policristalino de 240 Wp e um microinversor de 500W conectados à rede.

Antes da modificação da cobertura superficial de um dos telhados, a eficiência dos dois conjuntos foi avaliada em uma mesma condição, através da medição da potência gerada em cada conjunto analisado. Para isso, foi coletado o dado de potência acumulada dos módulos dispostos nos dois conjuntos em um período de 10 horas, correspondendo à um dia de medição.

2.8 Equipamentos de medição e monitoramento dos dados

Nos dois conjuntos foram monitoradas grandezas elétricas (tensão, corrente e potência) e climáticas (temperatura do módulo, do telhado e do ar). As medições foram realizadas entre 08:00 e 18:00 horas, com intervalos de aquisição de dados de 5 minutos.

2.8.1 Medição de Temperatura

O monitoramento da temperatura ocorreu entre os dias 15 e 21 de Julho de 2017. As leituras foram armazenadas em intervalos de 5 minutos por dois datalogger construídos a partir de um dispositivo de prototipagem eletrônica, programado através de um ambiente de desenvolvimento integrado, com linguagem C/C++.

Para monitoramento da temperatura, o sensor utilizado neste trabalho foi o LM35, com uma tensão de saída analógica e faixa de medição de $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ com precisão de $\pm 0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Como o LM35 é um sensor de contato, nos dois conjuntos os sensores foram fixados em três locais distintos: i) em contato com a chapa do telhado; ii) em contato com o módulo; iii) em contato com o ar.

Com as medições no telhado, o datalogger ficaria exposto à intempéries que poderiam danificá-lo, sendo assim, foi necessária a adaptação desse equipamento em caixas plásticas vedadas com tampa parafusável.

O datalogger foi acoplado à uma fonte de energia de 12V conectadas à rede elétrica. A passagem da fiação da alimentação energética e dos sensores foi feita através de furos laterais nas caixas de medição.

Os sensores foram colados nas mesmas posições nos conjuntos e afixados com uma fita adesiva. Para conectar as fontes instaladas em cada conjunto de medição, um cabo de energia ramificado conectou os três experimentos à rede elétrica de 220V. Ao final de cada dia de medição, o cartão de memória era retirado do adaptador conectado à placa microcontroladora, para posterior tratamento dos dados.

2.8.2 Medição das grandezas elétricas

Para analisar a diferença da geração de energia nos três modelos, foi utilizado o aparelho de medição de grandezas elétricas Fluke 430 série II. Como a instalação elétrica na área de medição é trifásica, a energia gerada em cada conjunto analisado, foi conectada em fases distintas.

Foram monitorados no equipamento os dados de tensão, corrente e potência. As garras do equipamento foram conectadas aos condutores do quadro de distribuição. Para obtenção dos valores de corrente em cada fase foram utilizados sensores do tipo “hall” conectados nos

medidores, e para obtenção dos valores de tensão, as pinças do equipamento foram conectadas às ligações elétricas de cada fase.

2.9 Etapas de simulação

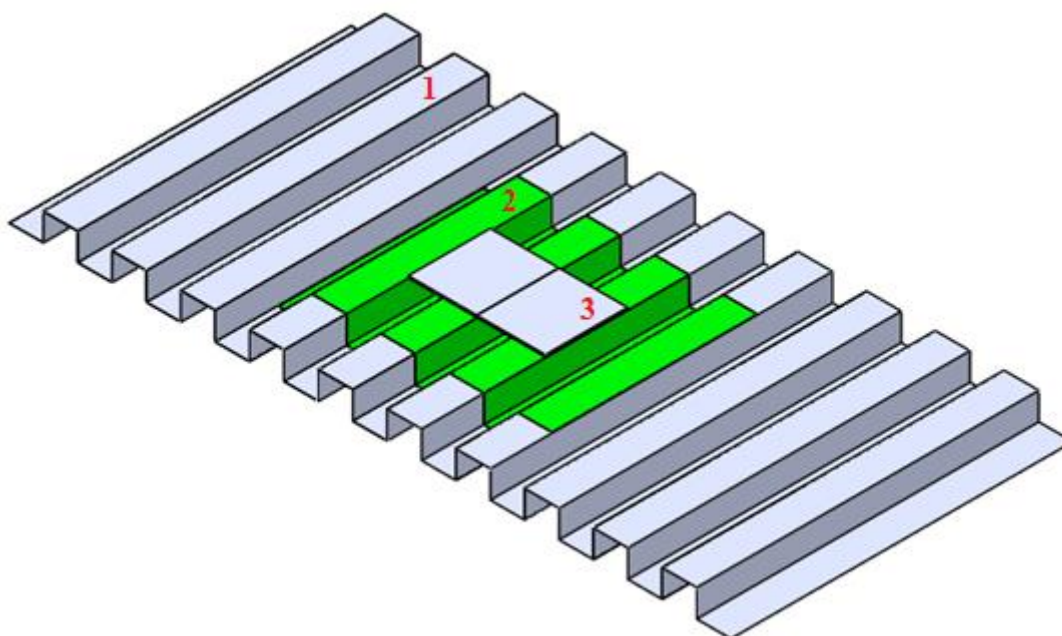
A interferência das áreas adjacentes à área pintada com tinta refletiva, motivou a realização de simulações, onde foi analisado o gradiente térmico do telhado.

A rotina de simulações foi feita no programa COMSOL Versão 5.2b, pela interface atualizada que essa versão apresenta, oferecendo as condições necessárias para a realização do estudo. O processo de simulação ocorreu em quatro etapas específicas, sendo elas: modelagem da geometria, atribuição dos materiais aos domínios, criação da malha e estudo da simulação.

A geometria do telhado foi desenhada em 3 dimensões no programa Solidworks, um software de CAD (Computer-Aided Design), desenvolvido pela SolidWorks Corporation, seguindo as mesmas especificações do experimento prático.

Como mostra a Figura 10, foram atribuídos na mesma imagem três domínios distintos. A superfície do telhado sem a tinta refletiva com 80 m^2 , representada na Figura 10 pelo numeral 1, a área de 20 m^2 pintada com tinta refletiva representada pelo numeral 2, e os dois módulos fotovoltaicos com área de $1,2 \text{ m}^2$ representados pelo numeral 3.

Figura 10 – Desenho do telhado para simulação



Foram utilizados para a simulação três domínios distintos, onde para cada um destes foi

definido o índice de emissividade (ϵ) e absorvidade (α) (Tabela 4). Os valores de ϵ e α do telhado de aço galvanizado foram definidos por Carvalho (2013) e pela American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE, 2001). Já os valores de ϵ e α da tinta refletiva utilizado foram definidos a partir do boletim técnico que trata sobre as especificidades do produto (NANOTECH BRASIL, 2016). A absorvidade do módulo foi definida por Arapian (2014), enquanto a emissividade foi definida por EWP (2017).

Tabela 4 – Índice de emissividade e absorvidade dos domínios utilizados na simulação

Domínio	Descrição	ϵ	A
1	Telhado de aço galvanizado	0,25	0,65
2	Telhado de aço galvanizado com tinta refletiva	0,87	0,15
3	Painel Fotovoltaico	0,25	0,85/0,91

Para localização da área a ser simulada, as coordenadas locais, obtidas através do Google Earth (-16.665166 e -49.255851), foram inseridas no programa.

Para simulação da transferência e comportamento da temperatura nos materiais que compõem a geometria dos materiais, a irradiância solar utilizada correspondeu à uma média dos sete dias de medição (15/07/2017 - 21/07/2017). Os valores de irradiância solar para as 10 horas de medição são listados na Tabela 5. A média dos valores expressa na última coluna representa os valores inseridos no programa COMSOL para as simulações dos respectivos horários.

Tabela 5 - Dados de irradiância solar obtivos através da média do período de medição

Horário	E_e 01	E_e 02	E_e 03	E_e 04	E_e 05	E_e 06	E_e 07	Média
8	221,8457	221,9017	222,2825	101,6654	195,1283	101,0078	218,3245	183,1651
9	438,3176	436,745	437,7529	383,8828	415,907	422,9063	459,098	427,8014
10	622,5894	622,3846	617,0492	214,8784	607,6436	605,4791	608,2884	556,9018
11	743,3601	740,7573	738,2806	742,8801	732,1196	726,1907	602,217	717,9722
12	911,0047	802,1048	827,2416	801,6426	793,8657	791,0803	818,8809	820,8315
13	194,8932	793,8593	806,7861	790,41	773,73	786,1479	883,3706	718,4567
14	819,6216	715,1196	711,2417	707,7924	694,1841	820,7222	211,6755	668,6224
15	623,0613	579,2208	576,6946	571,4664	564,8494	153,2652	685,6362	536,3134
16	254,2202	386,6586	379,6913	381,104	344,877	440,3302	124,5304	330,2017
17	181,608	160,4181	169,5164	156,9976	138,8106	178,7827	81,7745	152,5583
18	2,959714	2,918118	2,89732	3,20609	2,902119	2,79653	2,966113	2,949429

Para simulação, foi utilizada a malha tetraédrica em todo o desenho. Dentre as opções que o programa fornece (extra fina, fina, normal, grossa, extra grossa), foi utilizada a malha fina, que permite uma menor divisão das partes que integram o desenho, fazendo com que a simulação ocorra de forma mais próxima ao real.

O estudo equivale às 10 horas de medição, onde as imagens apresentadas referem-se à simulação de 9 horários e valores de irradiância solar específicos, sendo o estudo computado nos seguintes intervalos: das 08:00 às 09:00 h; das 09:00 às 10:00 h ; das 10:00 às 11:00 h, de 11:00 às 12:00 h, e assim sucessivamente até a medição das 17:00 às 18:00 h.

2.10 Viabilidade econômica dos conjuntos estudados

Para análise de viabilidade econômica, foram elaborados os fluxos de caixa dos dois conjuntos fotovoltaicos, considerando os investimentos iniciais, as receitas provenientes da economia de energia e as despesas com manutenção e troca dos inversores solar. Para abordagem da análise econômica determinística, utilizou-se os métodos de VPL, TIRM e Payback.

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede proporcionam a produção de energia elétrica por meio da conversão da energia luminosa em energia elétrica. O valor referente a esta energia gerada entra no fluxo de caixa como receita (custo evitado), pois deixa-se de consumir energia elétrica da rede local. Para quantificar esta fonte de receita torna-se necessário a obtenção dos valores da tarifa vigente na concessionária de energia local e sua variação em determinado período de tempo. Estes dados podem ser obtidos através de levantamento feito no site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2017).

A partir do histórico das tarifas da classe de consumo residencial do grupo B1, sem tributos, cobradas pela concessionária de energia elétrica de Goiás (CELG) no período de 2005 a 2016, pode-se encontrar a taxa de variação média das tarifas, obtida a partir da média das variações no período de 11 anos.

Outro detalhe que deve ser considerado é a degradação anual dos módulos, fator que interfere diretamente na quantidade de energia gerada por cada conjunto. Desta forma foi definida por uma taxa fixa de degradação do módulo no valor de 0,75% ao ano, conforme especificado pela Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2017).

VI

CAPÍTULO

RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia descrita no Capítulo V. Os resultados serão apresentados em seis etapas principais, i) equipamentos de medição da temperatura; ii) equipamentos de medição das grandezas elétricas; iii) parametrização dos módulos fotovoltaicos; iv) análise de dados; v) análise termodinâmica; e vi) análise de viabilidade econômica.

3.1 Equipamentos de medição da temperatura

Conforme a descrição metodológica, os dispositivos utilizados para medição da temperatura são apresentados nas figuras seguintes. A Figura 11 mostra o dispositivo de medição da temperatura construído, e a Figura 12 mostra o data logger já instalado na caixa para medição.

Depois de instalados nas caixas, os medidores foram colocados no telhado, um em cada conjunto. A Figura 13 mostra a caixa com o data logger lacrada, fixada sob o painel fotovoltaico. O procedimento aconteceu de forma igual para os três conjuntos analisados.

Figura 11 - Data logger construído para medição da temperatura

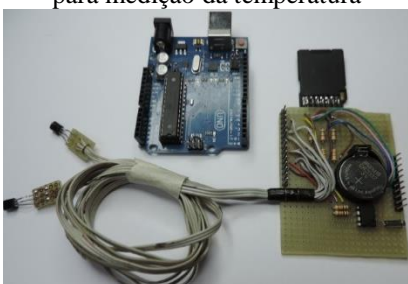


Figura 12 – Data logger na caixa de medição

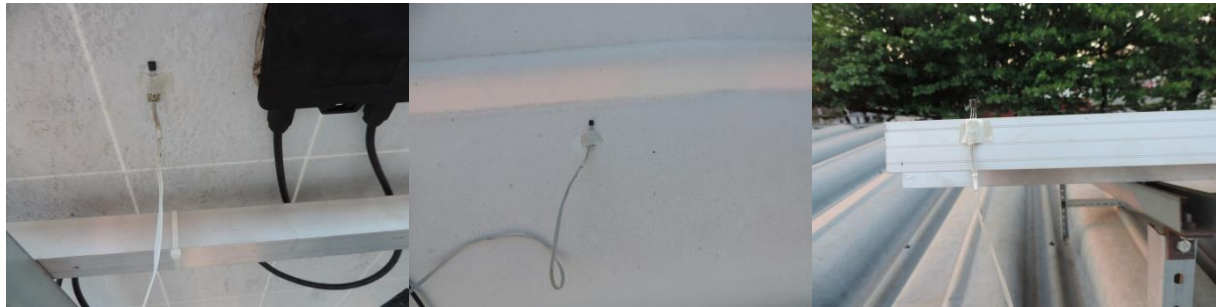


Figura 13 – Caixa de medição com data logger instalada



A conexão dos sensores foi feita de forma similar em todos os conjuntos. A figura 14 ilustra a os sensores LM35, utilizados para medição da temperatura, conectados no telhado, no painel, e no ambiente.

Figura 14 – Sensores de temperatura conectados nos locais de medição



3.2 Equipamentos de medição das grandezas elétricas

As grandezas elétricas foram analisadas através da conexão dos sensores do equipamento Fluke 435 série II em uma fase de cada conjunto. A Figura 15 mostra o equipamento com os sensores conectados no momento da medição.

Figura 15 – Analisador de grandezas elétricas Fluke 435 série II

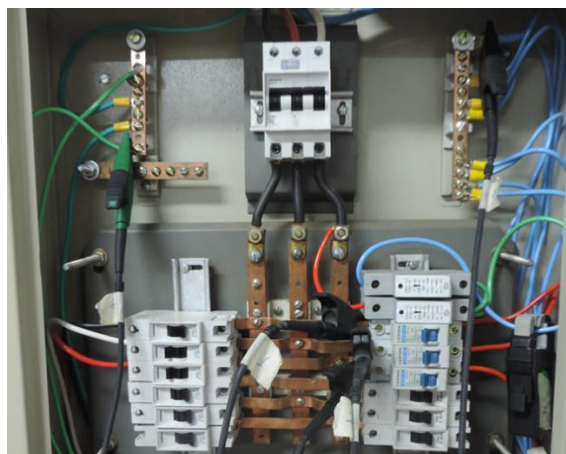


Para medição dos valores de corrente, os sensores clamp do equipamento foram conectados nos cabos de energia de alimentação dos equipamentos e-sensor (Figura 16). Para medição dos valores de tensão, as pinças do equipamento foram conectadas nos barramentos de tensão do quadro de energia (Figura 17).

Figura 16 - Conexão dos clamp de corrente



Figura 17 – Pinças de tensão conectadas no quadro



3.3 Parametrização dos módulos fotovoltaicos

De acordo com a energia gerada em cada conjunto de placas em uma mesma superfície, verificou-se uma diferença pequena entre a eficiência dos módulos. A Tabela 6 mostra a energia gerada por cada conjunto analisado.

Tabela 6 – Dados da geração de energia dos módulos fotovoltaicos instalados sobre uma mesma superfície

Primeira Medição		Segunda Medição	
Conjunto	Energia Gerada (Kwh)	Conjunto	Energia Gerada (Kwh)
(A)	0	(A)	1.114
(B)	0	(B)	1.115

Conforme os dados analisados, têm-se que o conjunto A teve uma eficiência inferior ao conjunto B. Todavia, a baixa diferença entre o índice de rendimento de cada conjunto, torna irrelevante o cálculo do fator de correção na análise do montante de energia gerado nos sete dias de medição.

3.4 Instalação dos conjuntos

A Figura 18 apresenta o resultado da modificação das áreas de instalação dos conjuntos A e B, onde, na primeira imagem tem-se os painéis instalados em superfície de aço galvanizado (Conjunto A); e na figura seguinte, é possível identificar os painéis instalados sob a superfície de aço galvanizado com pintura refletiva (Conjunto B).

Figura 18 - Montagem dos conjuntos A e B



3.5 Análise de dados do experimento

Os dados apresentados neste item referem-se aos valores de temperatura, tensão, corrente, potência e irradiância solar dos dois conjuntos estudados, correspondentes a um período de 7 (sete) dias de medição, entre os dias 15 e 21 de Julho de 2017.

3.5.1 Análise dos dados de temperatura ambiente no local de instalação dos conjuntos A e B

A Tabela 7 apresenta as temperaturas média, máxima e mínima do ambiente nos sete dias de medição nos dois conjuntos.

Tabela 7 –Temperaturas máximas, médias e mínimas do ambiente de instalação dos conjuntos A e B durante o período de medição

Medição	MÉDIA		MÁXIMA		MÍNIMA	
	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto A	Conjunto B
1	27,84	26,57	35,62	33,8	20,14	18,88
2	29,73	28,52	37,43	34,76	20,27	18,47
3	31,31	28,27	42,03	35,95	20,14	19,36
4	24,59	22,56	32,28	28,91	13,19	11,3
5	27,10	26,35	38,12	34,26	12,16	13,0
6	31,10	30,13	40,85	37,64	18,14	17,21
7	31,35	30,41	38,89	36,98	16,14	15,9

De acordo com a Tabela 7, a temperatura ambiente máxima registrada no conjunto A foi de 42,03 °C na medição 3, registrada às 12:20 h; enquanto a temperatura mínima nesse conjunto foi de 12,16 °C registrada na medição 5 às 08:00 h. Já no conjunto B a temperatura mínima registrada foi de 11,3 °C na medição 4 às 08:10 h, enquanto a maior temperatura em todo o período de medição nesse conjunto foi de 37,64 °C às 12:40 h, ou seja, 3,21 °C a menos que a máxima registrada no conjunto A.

3.5.1 Análise dos dados de temperatura do telhado de instalação dos conjuntos A e B

A Tabela 8 mostra os dados de temperatura da superfície do telhado, onde a máxima registrada no conjunto A foi de 58,59 °C na medição 7 às 14:56 h, enquanto a temperatura mínima nessas mesmas condições foi de 10,77 °C às 08:00 horas na medição 5.

Tabela 8 – Temperaturas máximas, médias e mínimas da superfície do telhado nos conjuntos A e B durante o período de medição

Medição	MÉDIA		MÁXIMA		MÍNIMA	
	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto A	Conjunto B
1	33,17	30,54	48,44	40,61	15,66	20,14
2	37,04	33,12	53,61	42,88	16,02	19,57
3	35,42	33,12	49,64	42,64	17,04	20,23
4	30,10	28,57	43,67	38,7	11,36	12,78
5	34,13	32,16	49,85	41,53	10,77	14,84
6	37,69	35,75	56,69	47,36	17,16	18,29
7	38,18	36,32	58,59	44,54	14,61	17,65

Como mostra a Tabela 8, a temperatura máxima encontrada no telhado de instalação do conjunto B foi de 47,36 °C às 14:44 h na medição 6, 11,23 °C a menos que a temperatura máxima do verificada no conjunto A. Já a temperatura mínima da superfície do telhado no conjunto B foi de 12,78 °C na medição 4 às 08:05 h, marcando 2,01 °C a mais que a temperatura mínima no conjunto A.

3.5.2 Análise dos dados de temperatura dos módulos fotovoltaicos dos conjuntos A e B

Os valores das temperaturas máximas, médias e mínimas dos módulos fotovoltaicos instalados nos conjuntos A e B são descritos na Tabela 9.

Tabela 9 – Temperaturas máximas, médias e mínimas dos módulos fotovoltaicos instalados nos conjuntos A e B durante o período de medição

Medição	MÉDIA		MÁXIMA		MÍNIMA	
	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto A	Conjunto B	Conjunto A	Conjunto B
1	34,77	34,07	44,93	44,55	18,74	20,43
2	38,77	37,96	53,13	49,32	18,11	20,01
3	37,28	38,00	50,53	50,44	20,45	21,4
4	30,67	32,71	41,64	44,64	13,32	14,23
5	35,32	36,41	48,75	48,5	11,82	22,52
6	40,37	38,98	55,77	52,53	18,58	19,51
7	40,63	39,40	54,15	51,73	15,22	18,24

Como mostra a Tabela 9, a temperatura máxima do módulo instalado no conjunto A durante os sete dias de medição foi de 55,77 °C às 12:54 h, na medição 6; enquanto a mínima foi de 11,82 °C às 08:00 h, na medição 5.

No conjunto B a temperatura máxima do módulo foi registrada na medição 6 às 13:35 h, com valor de 52,53 °C, ou seja, 3,24 °C a menos que a temperatura máxima do módulo instalado no conjunto B. Já a temperatura mínima registrada nessas mesmas condições foi de 14,23 °C na medição 4 às 08:05 h, 2,41 °C maior que a temperatura do módulo instalado no conjunto A.

3.5.3 Energia elétrica produzida pelos módulos fotovoltaicos nos conjuntos A e B

Assim como nos dados de temperatura, nos dados de energia as medições ocorreram durante sete dias, por um período de 10 horas consecutivas em cada dia de medição. A Tabela 10 mostra a energia produzida pelos dois conjuntos ao final das 10 horas de medição de cada dia.

Tabela 10 – Geração de energia nos conjuntos A e B durante o período de medição

Dia	Energia produzida em A (EPA) [W]	Energia produzida em B (EPB) [W]	EPB – EPA [W]
1	1925,68	1980,11	54,43
2	1992,76	2054,53	61,77
3	1978,82	2032,85	54,03
4	2006,58	2055,36	48,78
5	1963,12	2004,40	41,27
6	1842,72	1887,49	44,77
7	1789,56	1829,66	40,10
TOTAL	13499,24	13844,4	345,15

Durante os sete dias de medição, o conjunto B teve um acumulado de energia superior ao conjunto A. O melhor resultado, conforme Tabela 10, ocorreu no segundo dia de medição, com um ganho de 61,77 W do conjunto B em relação ao conjunto A. Já a menor diferença de produção entre os conjuntos pode ser vista no sétimo dia de medição, onde os módulos instalados no conjunto B geraram um total de 40,10 W a mais que os módulos instalados no conjunto A.

A quarta coluna da Tabela 10 expressa os valores da energia produzida pelo conjunto B, menos a energia produzida pelo conjunto A, onde é possível analisar que a quantidade de energia gerada no conjunto B, foi superior à energia gerada no conjunto A, durante todo o período de medição.

A diferença de geração de energia entre os dois conjuntos ocorreu pela diferença de tensão e corrente entre os mesmos. O resfriamento da superfície pintada do conjunto B, que teve as temperaturas de superfície do telhado e do módulo inferiores às temperaturas dos mesmos instalados no conjunto B, ocasionou o aumento da tensão e da corrente do conjunto arrefecido na maior parte das medições.

3.5.4 Correlação dos dados obtidos durante o período de medição

Os tópicos seguintes mostram os resultados dos dados de temperatura, irradiância solar e grandezas elétricas que foram analisadas neste trabalho. Para entendimento dos fenômenos ocorridos, foram analisados os dados de temperatura ambiente nos conjuntos A e B x irradiância, temperatura do módulo fotovoltaico nos conjuntos A e B x irradiância, temperatura de superfície do telhado nos conjuntos A e B x irradiância, temperatura dos módulos fotovoltaicos nos conjuntos A e B x tensão, e temperatura dos módulos fotovoltaicos nos conjuntos A e B x potência.

Os dados de irradiância solar, utilizados para construção dos gráficos apresentados nos tópicos seguintes, foram coletados da base de dados da Universidade Federal de Goiás, que obtém informações de irradiância pelo uso de um piranômetro (modelo LP02, Hukseflux), instalado na Estação Meteorológica localizada no telhado da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e da Computação, localizada a 2,5 km do local de instalação do experimento.

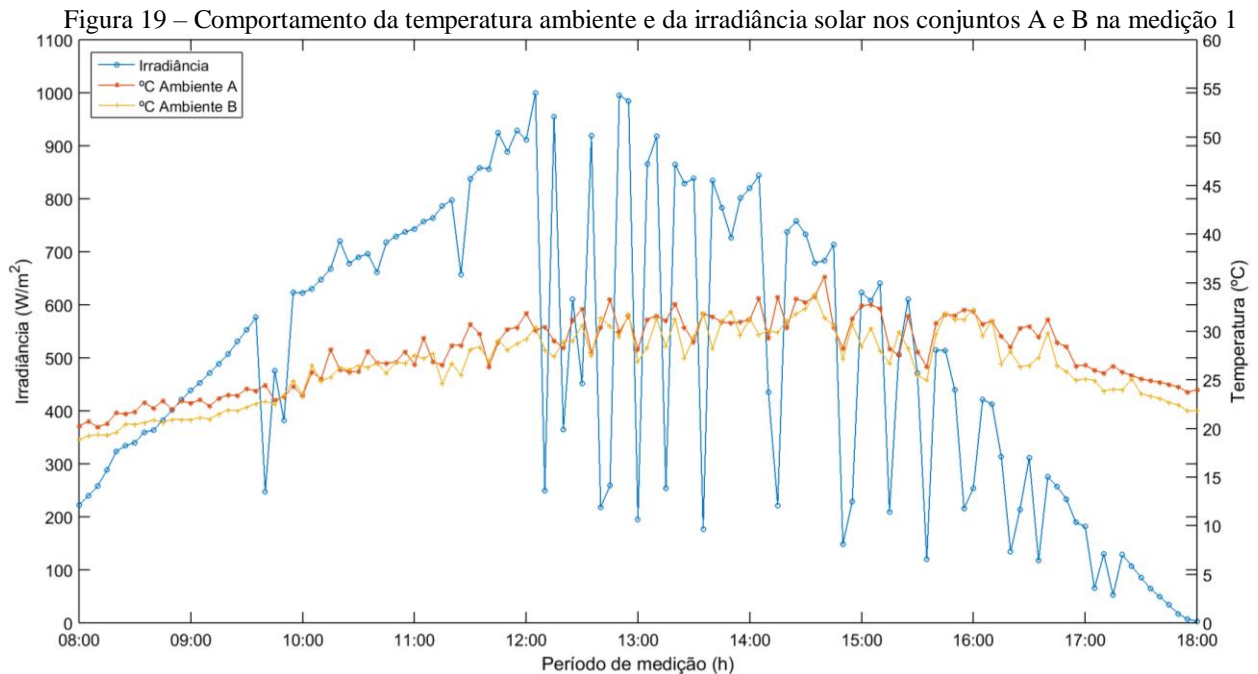
Para maiores informações técnicas sobre o equipamento, recomenda-se consulta ao datasheet do produto. Já os dados da estação podem ser acessados através do endereço: <https://sites.google.com/site/sfvemcufg/>.

3.5.4.1 Temperatura ambiente em A e B x Irradiância

A temperatura ambiente nos dois conjuntos foi analisada em comparação com a irradiância solar em todos os dias de medição.

Em todos os gráficos deste tópico, o eixo y à direita representa os valores de temperatura de 0 a 60 °C, enquanto o eixo y à esquerda representa a irradiância que varia de 0 a 1100 W/m². O eixo x dos gráficos representa o período de medição em horas.

A Figura 19 mostra o gráfico do comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar durante o período de dez horas da medição 1, que ocorreu no dia 15/07.



Analisando o gráfico da Figura 18, observa-se que a temperatura máxima ambiente no conjunto A foi de 35,6 °C às 14:40 h e em B foi de 33,8 °C às 14:35 h. Já a temperatura mínima em A foi de 20,1 °C às 08:10 h e em B, 18,8 °C às 08:00 h.

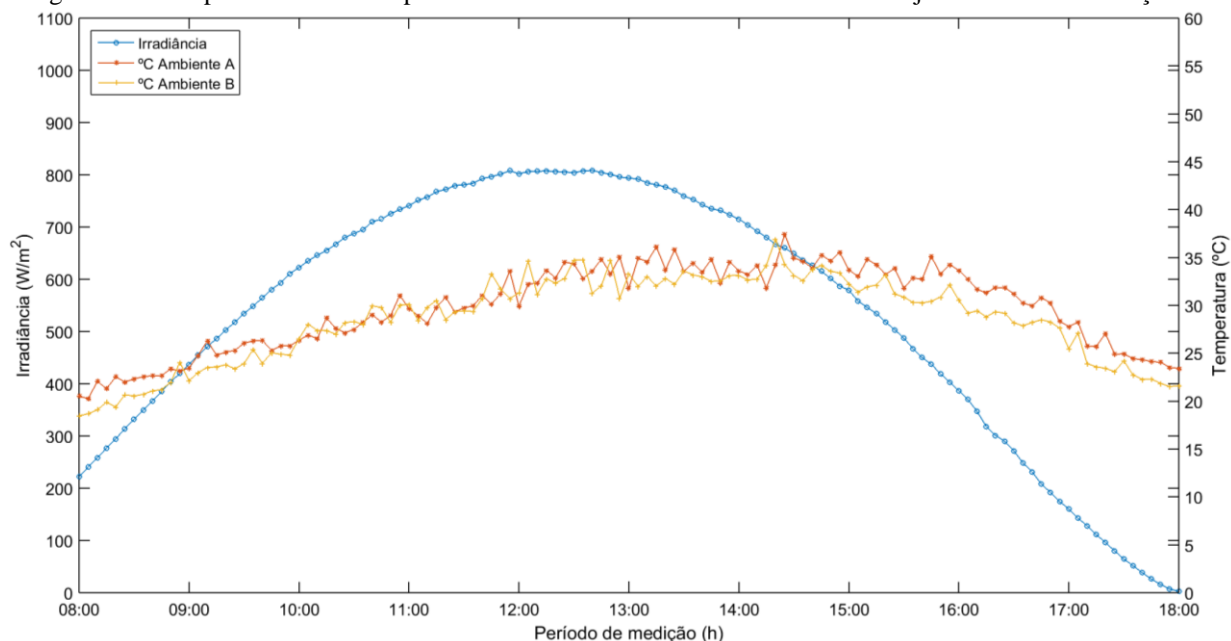
A maior diferença entre as temperaturas foi vista na medição das 14:40 h, onde a temperatura ambiente no conjunto A, representada na legenda do gráfico como “ °C Ambiente A” foi de 35,6 °C e a temperatura ambiente do conjunto B, representada na legenda do gráfico como “ °C Ambiente B”, foi de 31,38 °C, sendo essa menor que a primeira em 4,2 °C.

Analisando a medição em que a temperatura ambiente em A foi inferior a B, têm-se a medição das 15:20 h, onde a temperatura no conjunto A foi de 27,5 °C e em B 29,95 °C, com uma diferença de 2,41 °C para o conjunto B.

A maior irradiância foi às 12:15 h com 892,28 W/m². Durante o período de medição é possível analisar ainda as oscilações nos valores de irradiância, sendo comportamento frequente das 12:00 h até o final das medições, o que indica a presença de nuvens durante a maior parte do dia.

A Figura 20 mostra o gráfico do comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar durante o período de dez horas da medição 2, que ocorreu no dia 16/07.

Figura 20 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 2



Na medição 2 a temperatura ambiente máxima no conjunto A foi de 37,43 °C às 14:25 h, enquanto no conjunto B foi de 36,92 °C, às 14:20 h. Já as temperaturas mínimas foram verificadas às 08:00 h nos dois conjuntos, sendo 20,52 °C no conjunto A, e 18,47 °C no conjunto B.

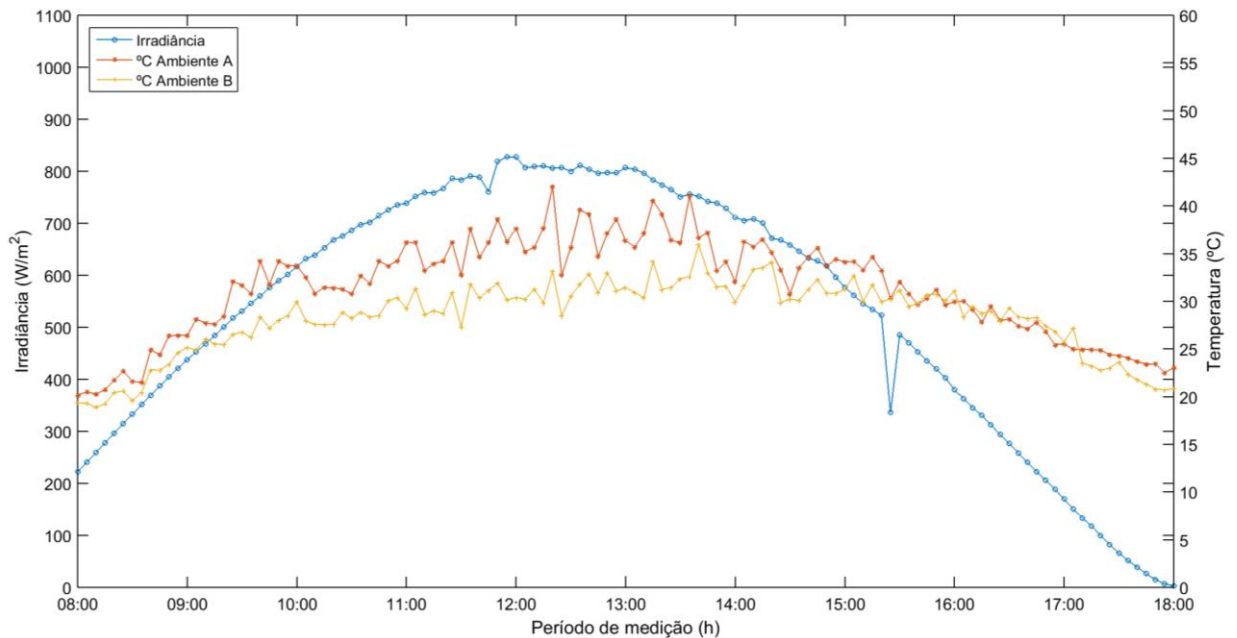
A irradiância solar máxima foi às 12:10 h, onde a temperatura ambiente no conjunto A foi de 33,57 °C, e no conjunto B foi de 31,57 °C.

A maior diferença de temperatura entre os dois conjuntos, considerando a medição em que a temperatura ambiente no conjunto A (TAA) teve maior disparidade quando comparada à temperatura ambiente no conjunto B (TAB), foi às 13:00 h, onde a TAA foi de 31,79 °C, e a TAB foi de 33,37 °C, ou seja, onde A teve a temperatura inferior a B em 1,52 °C.

Analisando o horário de medição onde a TAB foi menor que a TAA, tem-se que às 15:45 ocorreu a maior diferença entre essas temperaturas, onde o valor da temperatura ambiente em A foi de 30,42 °C, enquanto a temperatura em B foi de 35,11 °C, ou seja, 4,69 °C menor que a TAA.

O gráfico da Figura 21 mostra o comportamento das temperaturas ambiente e da irradiância solar nos dois conjuntos de medição, durante o período de dez horas da medição 03, que ocorreu no dia 17/07.

Figura 21 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 3

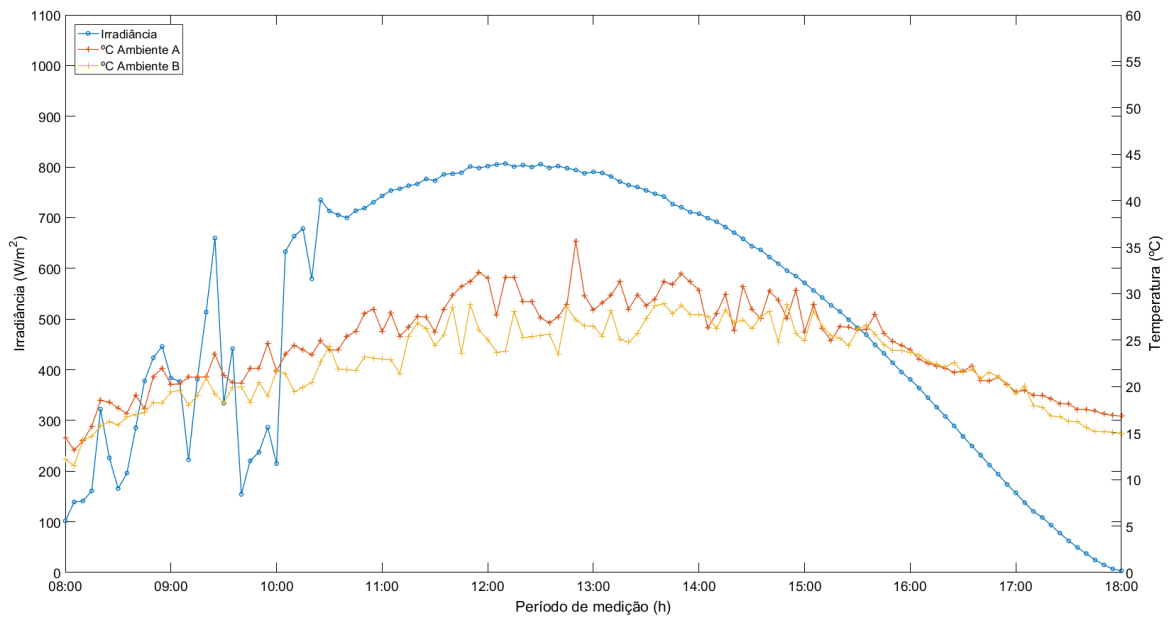


Analisando as curvas do gráfico da Figura 21, é possível verificar que a maior e menor TAA foi de 42,06 °C às 12:20 h, e 20,14 °C às 08:00 h, enquanto a maior e menor TAB foi de 35,95 °C às 13:40h e 19,32 °C às 08:05 h.

O valor máximo de irradiância solar encontrado foi de 827,55 W/m² às 11:55 h. Na medição de 12:20 h foi identificada a maior diferença entre os dois conjuntos, considerando TAB menor que TAA, onde a temperatura ambiente no conjunto A foi de 42,03 °C e a temperatura ambiente no conjunto B foi de 33,15 °C, com diferença de 8,88 °C. Já às 17:05 h, a TAB (27,2 °C) foi superior à TAA (24,96 °C) em 2,24 °C.

A medição 04, do dia 18/07 é mostrada graficamente na Figura 22, onde é possível analisar as temperaturas máximas e mínimas nos conjuntos A e B.

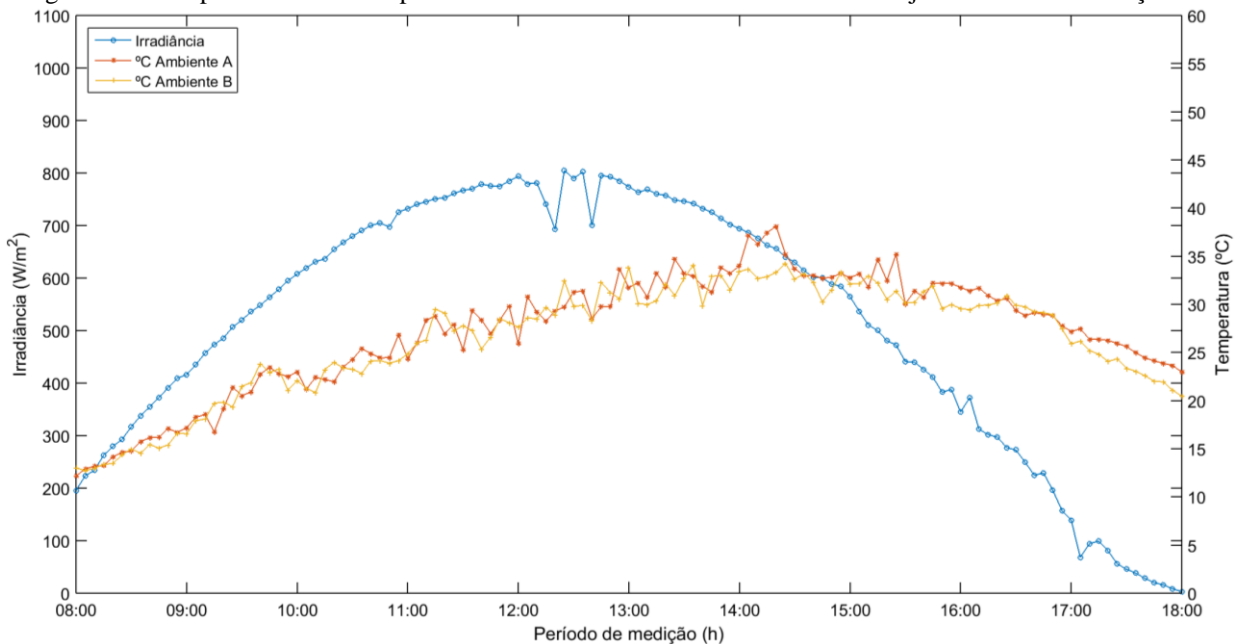
Figura 22 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 4



De acordo com o gráfico da Figura 22 é possível analisar que a TAA máxima foi de 35,66 $^{\circ}C$ às 12:50 h, enquanto a TAA mínima foi de 13,19 $^{\circ}C$ às 08:05 h. Já TAB máxima foi de 28,91 $^{\circ}C$ às 13:40 h, e a mínima 11,05 $^{\circ}C$ às 08:05 h. A maior amplitude entre as temperaturas foi de 8,45 $^{\circ}C$ às 12:50 h, onde a TAA foi de 35,66 $^{\circ}C$ e a TAB 27,21 $^{\circ}C$, com irradiância solar de 797,3965 W/m^2 .

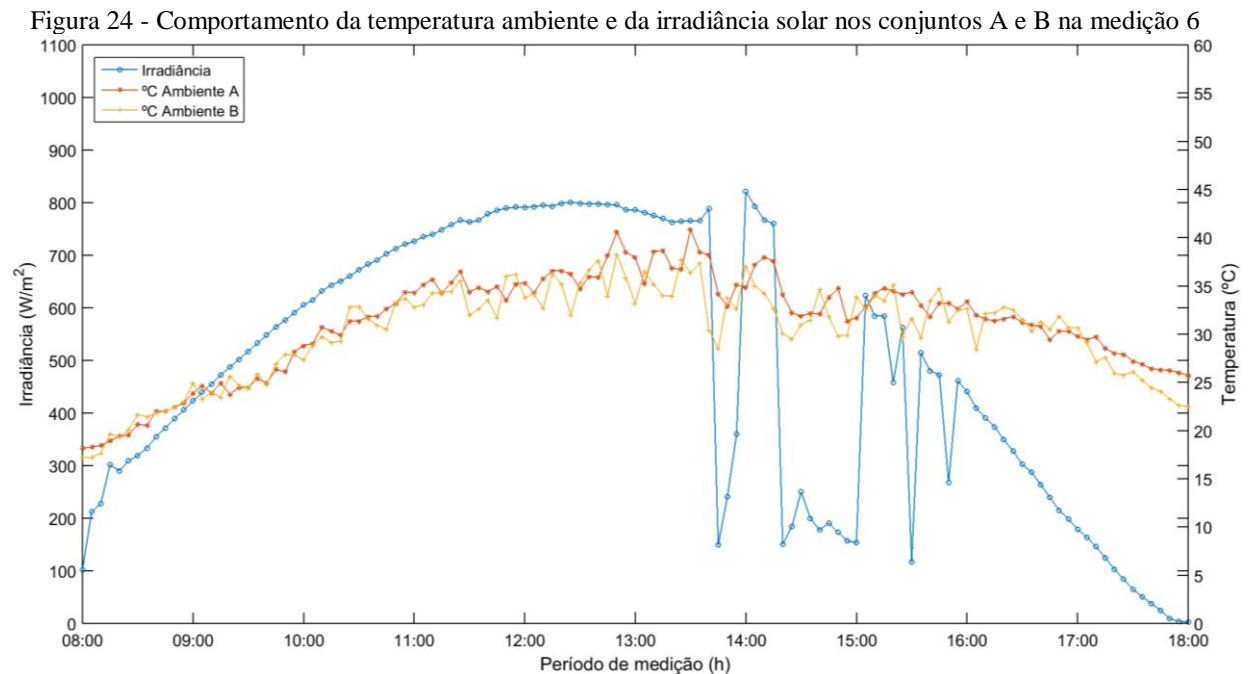
A medição 05, do dia 19/07 é mostrada graficamente na Figura 23.

Figura 23 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 5



Na medição 05, expressa na Figura 23, é possível analisar as temperaturas ambiente máximas e mínimas nos conjuntos A e B. A maior amplitude entre as temperaturas foi às 14:20 h, onde a TAA foi de 38,12 °C, e a TAB 33,34 °C, com irradiância solar de 656.25 W/m², sendo a TAB 4,78 °C inferior à TAA..

A medição 6, apresentada no gráfico da Figura 24, ocorreu no dia 20/07, onde pode ser observada a oscilação dos valores de irradiância em alguns períodos do dia, devido à presença de nuvens.

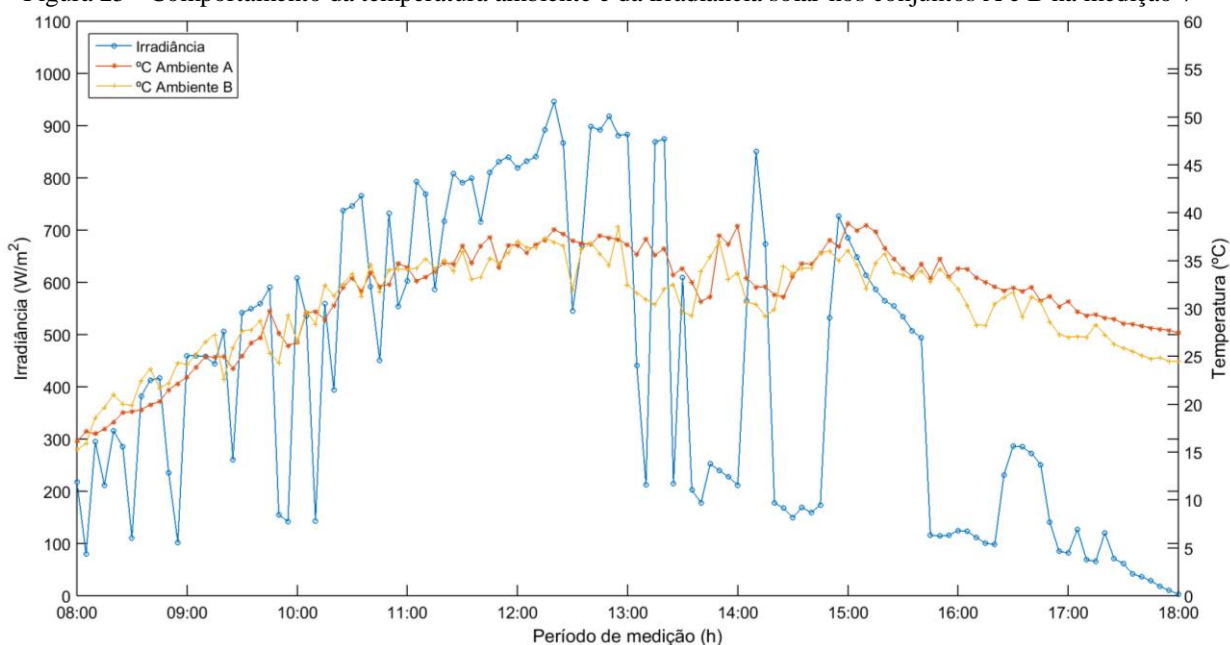


Analisando o gráfico da Figura 24, tem-se que a maior TAA foi de 40,56 °C enquanto a maior TAB foi de 38,28°C, ambas às 12:50h. A temperatura ambiente mínima no conjunto A foi de 18,14 °C às 08:05h e no conjunto B foi de 17,21 °C às 08:05h.

Pode-se observar ainda, que a maior amplitude entre a temperatura ambiente dos dois conjuntos foi de 7,78 °C às 13:40 h, onde a TAA foi de 38,22 °C e a TAB 30,44 °C, com irradiância solar de 788.7285 W/ m².

Os resultados da última medição, realizada no dia 21/07, são mostrados no gráfico da Figura 25. Observa-se, pelas oscilações da irradiância, a presença de nuvens no decorrer do dia.

Figura 25 - Comportamento da temperatura ambiente e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 7



Na medição 7 a maior TAA foi de 38,89 °C às 15:00 h com irradiância solar de 685.63 W/m². Já a maior TAB foi de 38,54 °C às 12:55 h, com irradiância solar de 881.22 W/m². A TAA mínima foi de 16,14 °C e a TAB mínima 15,09 °C às 08:05 h. A maior amplitude entre as temperaturas dos dois conjuntos foi de 5,17 °C às 13:15 h, com TAA de 35,59 °C e TAB de 30,42 °C.

Diante dos dados de temperatura ambiente e irradiância solar dos conjuntos A e B apresentados neste tópico, tem-se que, das 847 medições registradas, em 206 eventos a temperatura ambiente no conjunto B foi maior que a temperatura ambiente no conjunto A, e em 641 eventos a temperatura ambiente em B foi inferior à temperatura em ambiente em conjunto A.

Neste cenário, tem-se que, em 75,7% das medições registradas, a temperatura ambiente no conjunto B foi inferior à temperatura ambiente no conjunto A. Diante do período de coleta de dados, a maior amplitude entre as temperaturas foi registrada nas medições dos dias 17 e 21/07. No dia 17, às 12:20 h, a temperatura ambiente do conjunto B, teve redução de 8,88 °C quando comparada à do conjunto A, neste mesmo horário. Já no dia 21, às 13:45 h, a temperatura ambiente no conjunto A registrou 4,19 °C a menos que no conjunto B.

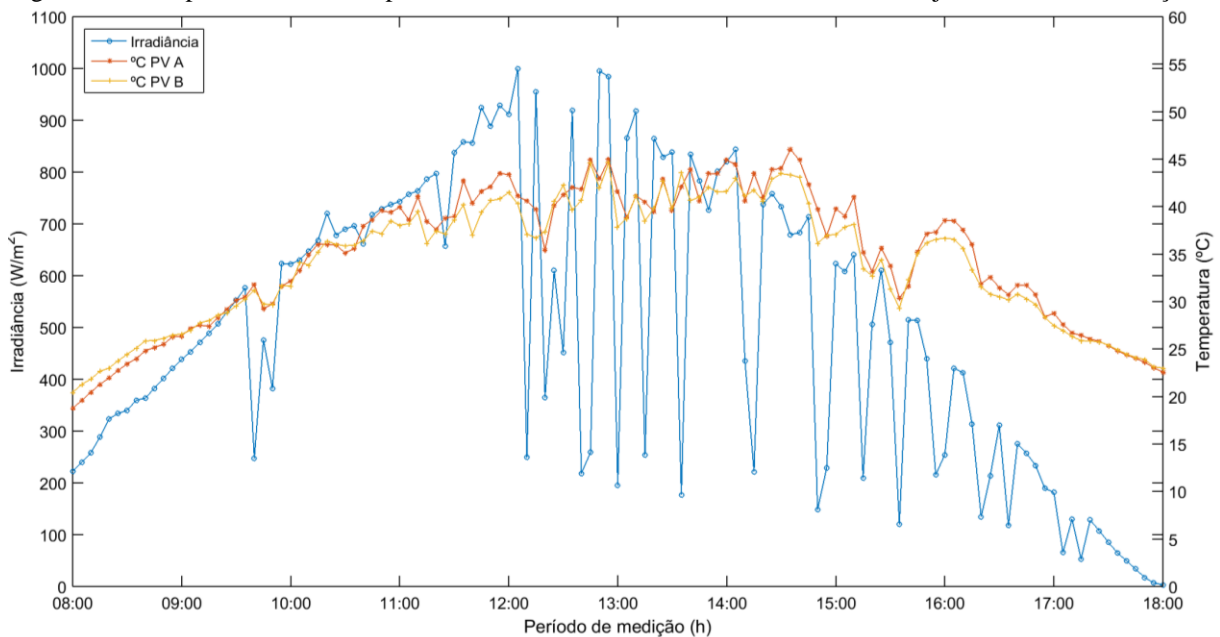
Com base nas informações descritas a partir da análise dos dados coletados, tem-se que a tinta refletiva teve eficiência comprovada na redução da temperatura ambiente na maior parte das medições.

3.5.4.2 Temperatura dos módulos fotovoltaicos em A e B x Irradiância

A análise dos dados de temperatura dos módulos fotovoltaicos nos conjuntos A e B foi feita em gráfico com três variáveis de unidades distintas. Nos tópicos abaixo essas variáveis serão descritas onde, o eixo x representa o período de medição em horas, o y1 (direita) representa a irradiância solar em W/m^2 , e o y2 (esquerda) representa a temperatura em $^{\circ}C$

A Figura 26 mostra o gráfico de temperatura dos módulos fotovoltaicos nos conjuntos A e B, e da irradiância solar na medição 1, que ocorreu no dia 15/07. Analisando o gráfico é possível observar que nas primeiras horas do dia, a temperatura do módulo instalado em conjunto A foi inferior à temperatura dos módulos instalados no conjunto B.

Figura 26 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 1

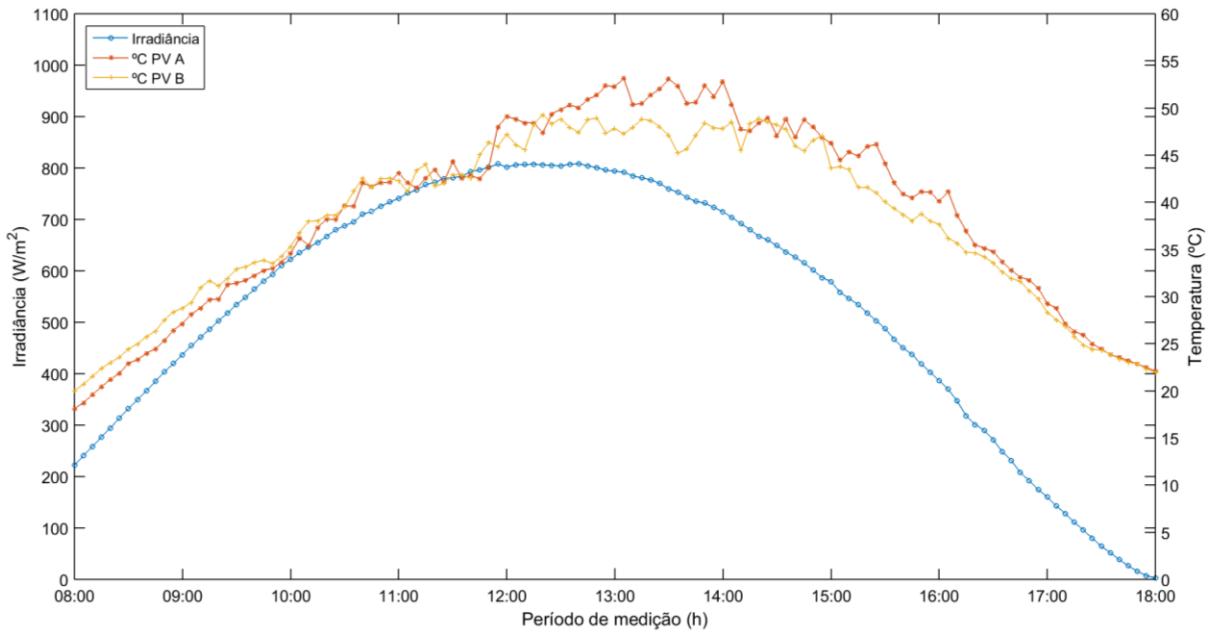


A maior temperatura registrada do módulo fotovoltaico foi encontrada no conjunto A, com $46,03^{\circ}C$ às 14:35 h, com irradiância de $679,16 W/m^2$. Neste mesmo horário, a temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi de $43,34^{\circ}C$.

Já a maior temperatura registrada do módulo instalado em conjunto B foi de $44,55^{\circ}C$ às 12:45 h, com irradiância de $258,85 W/m^2$, valor relativamente baixo para uma temperatura alta do módulo, fato que se explica devido à presença de nuvem nesse horário, onde a temperatura não tem redução imediata no módulo, devido às propriedades de inércia térmica do material.

O gráfico da Figura 27 mostra o comportamento da irradiância e da temperatura dos módulos fotovoltaicos obtidas na medição 02 (dia 16/07).

Figura 27 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 2

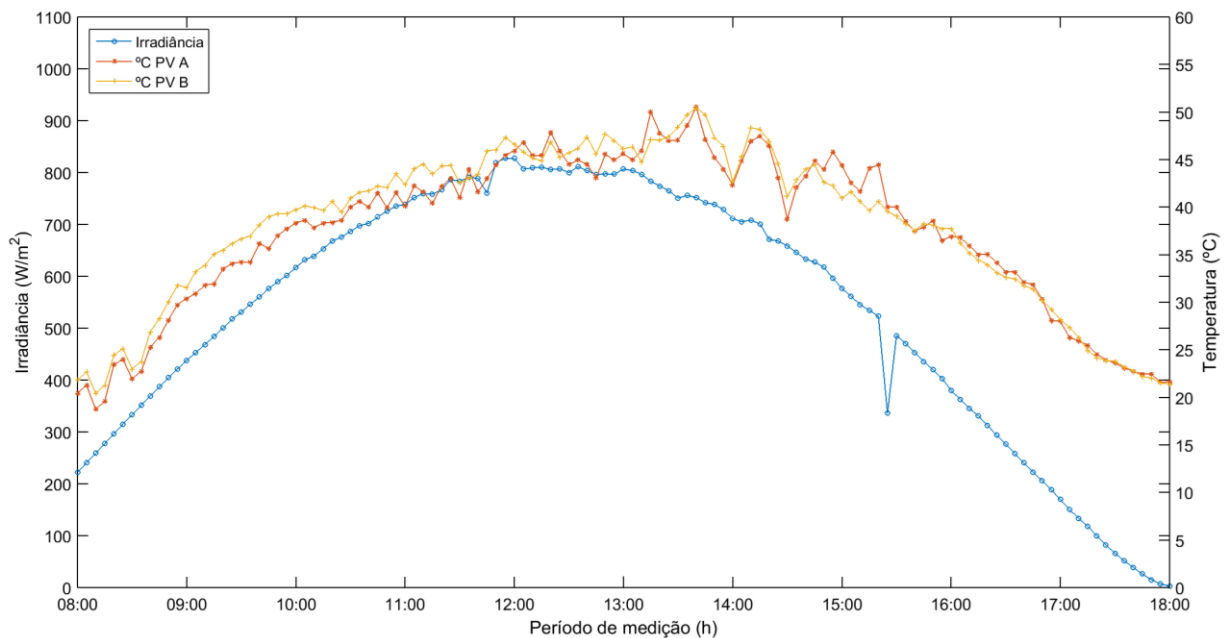


Na medição 02 a maior temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi de 53,13 °C às 13:05 h, com irradiância solar de 791,86 W/m², enquanto a maior temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi de 49,32 °C às 12:20 h, com irradiância solar de 806,38 W/m².

A maior amplitude entre as temperaturas dos módulos foi de 7,09 °C às 13:35 h, onde a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi de 52,3 °C e a temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi de 45,21 °C. O valor máximo de irradiância solar neste dia de medição foi de 808,45 W/m² às 12:40 h.

O gráfico da Figura 28 mostra os valores de temperatura do módulo fotovoltaico e da irradiância solar obtidos nas 10 horas de medição 03, que ocorreu no dia 17/07.

Figura 28 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 3

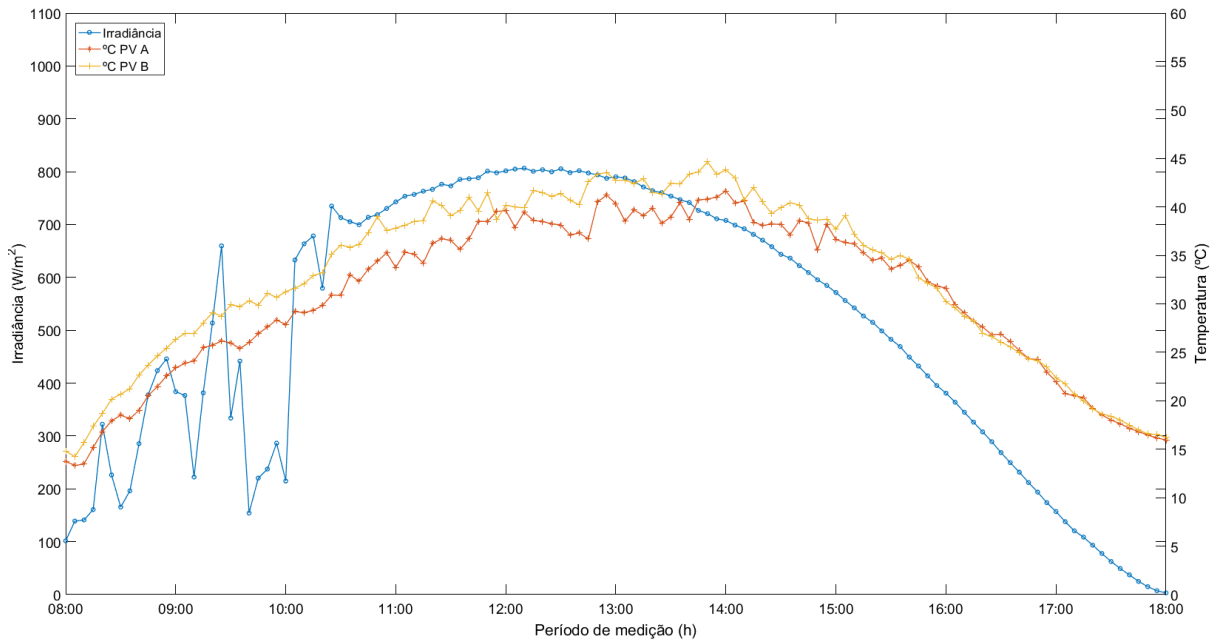


Analisando o gráfico da Figura 28, tem-se que a maior temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi de 50,53 °C, enquanto a maior temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi de 50,44 °C, ambas às 13:40 h, com irradiância solar de 752.03 W/m². A maior diferença entre as temperaturas em um mesmo horário foi medida às 15:15 h, onde, a uma irradiância solar de 534.39 W/m², a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi de 44,08 °C, e a temperatura dos módulos fotovoltaicos em B de 39,66 °C, com 4,42 °C a menos que a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A.

A menor temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi de 18,74 °C às 08:10 h, com irradiância de 258,47 W/m², e a menor temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi de 21,4 °C às 18:00 h, com irradiância solar de 2.89 W/m².

O gráfico da Figura 29 mostra os valores de temperatura dos módulos fotovoltaicos e irradiância solar da medição 04, coletados no dia 18/07..

Figura 29 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 4

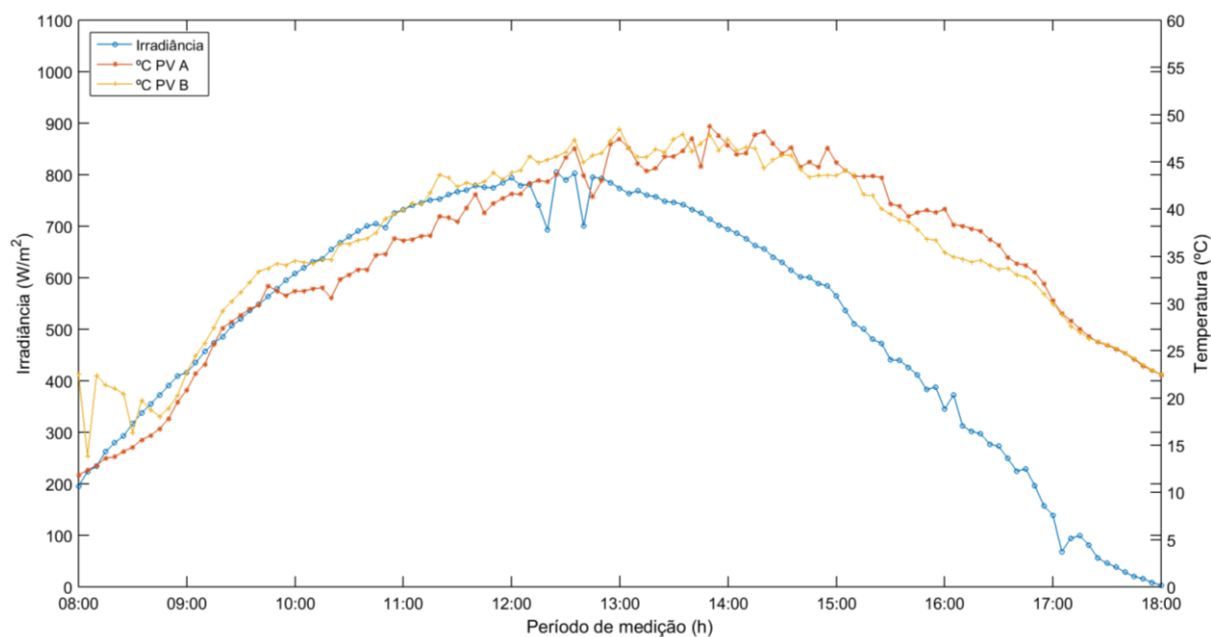


Nesta medição, a maior temperatura dos módulos fotovoltaicos foi registrada no conjunto B, com 44,64 °C às 13:50 h, com irradiância solar de 738,71 W/m². Já a maior temperatura registrada nos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto A, foi de 41,64 °C às 14:00 h. A maior amplitude entre as temperaturas foi às 13:40 h, onde a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi de 38,71 °C, e a temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi de 43,39 °C.

Na maior parte do dia a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi inferior aos módulos em B, comportamento que diverge das medições antecedentes. Todavia, como nos demais dias de medição, a partir das 15:30 h, as temperaturas dos módulos fotovoltaicos dos dois conjuntos praticamente se igualaram.

O gráfico da Figura 30 mostra os resultados obtidos na medição 05, que ocorreu no dia 19/05.

Figura 30 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 5

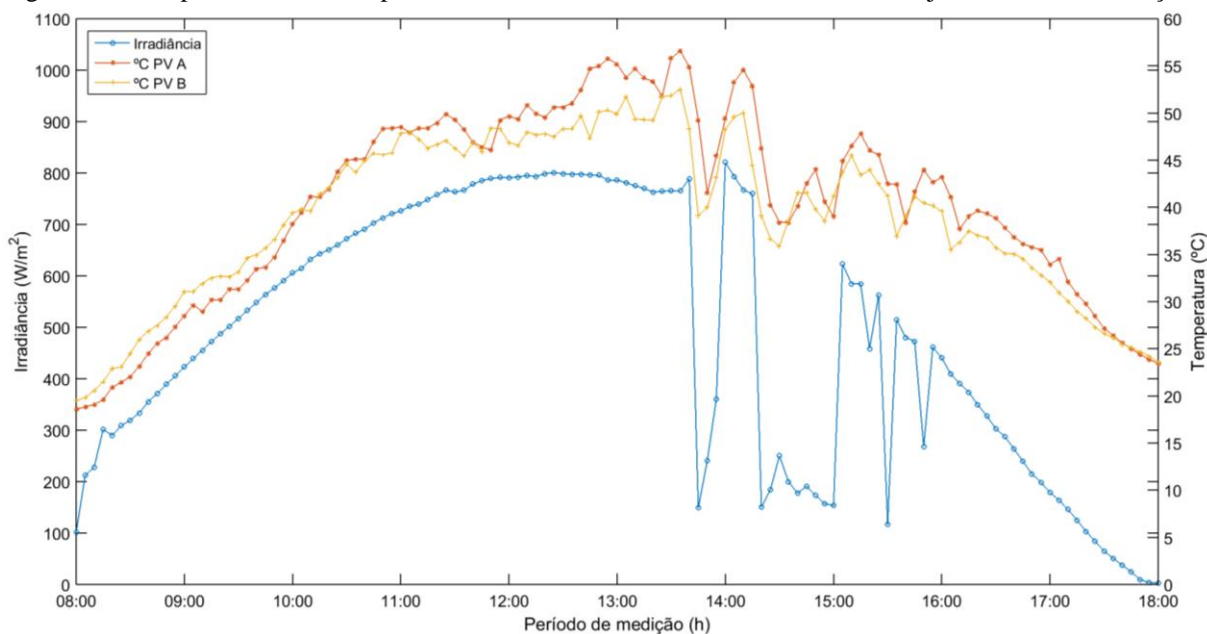


Na medição 05 a maior temperatura que o módulo atingiu no conjunto A foi de 48,75 °C às 13:50 h, com irradiância de 713,49 W/m². Já no conjunto B, a maior temperatura do módulo foi de 47,91 °C às 13:35 h com irradiância de 743,18 W/m².

Entre 08:00 e 13:00 h a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi inferior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em B; entre 13:00 e 14:10 h as máximas e mínimas oscilaram entre os dois conjuntos. Já a partir das 14:15 até 15:05 h, a temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi inferior à dos módulos em A.

A análise do gráfico da Figura 31 mostra o comportamento das temperaturas dos módulos instalados nos conjuntos A e B, junto à irradiância solar na medição 06, que ocorreu no dia 20/05

Figura 31 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 6



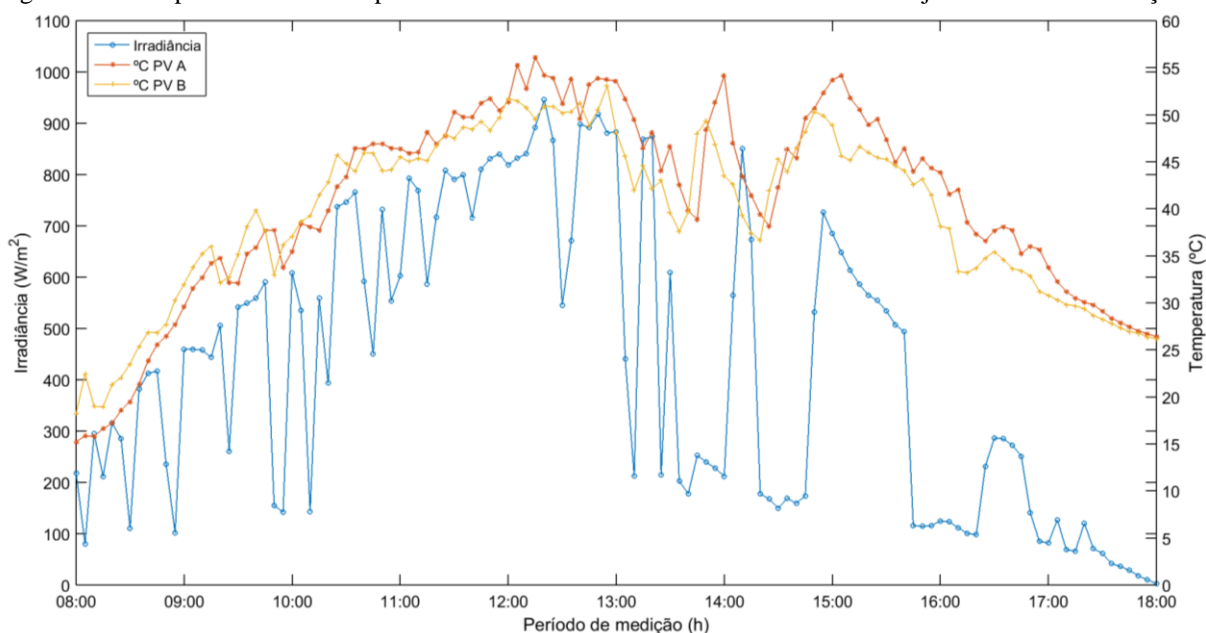
Entre as 08:00 a 10:05 h a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi inferior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em B. Já a partir das 10:10 h o cenário começou a se inverter, com a oscilação entre as temperaturas. Entre as 11:55 e 17:40 h, na maior parte das medições a temperatura dos módulos fotovoltaicos em B foi inferior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em A, exceto por três pontos específicos, sendo eles, às 14:40, 15:00 e 15:40 h.

A comparação entre os valores de temperatura nos módulos dos dois conjuntos mostra que na maior parte do dia a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi superior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em B. A maior amplitude entre essas temperaturas foi às 13:45 h, onde a temperatura no módulo instalado em conjunto A foi de 49,26 °C, enquanto a temperatura do módulo instalado no conjunto B foi de 39,1 °C.

A maior temperatura registrada nos módulos fotovoltaicos em A foi de 55,82 °C com irradiância solar de 765,26 W/m², às 13:30 h, mesmo horário onde foi registrada a maior temperatura dos módulos fotovoltaicos em B, de 51,84 °C.

Os dados obtidos na medição 07, que ocorreu no dia 21/07, são mostrados graficamente na Figura 32.

Figura 32 - Comportamento da temperatura dos módulos e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 7



Analisando o gráfico da Figura 32, tem-se que a temperatura máxima dos módulos fotovoltaicos em A foi de 56,1 °C, enquanto a temperatura máxima dos módulos fotovoltaicos em B foi de 53,07 °C. Já a temperatura mínima nos módulos nos dois conjuntos foram, respectivamente, de 15,22°C e 18,24°C, com irradiância de 218,32 W/m² às 08:00 h.

Entre as 08:00 e 09:20 h a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi inferior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em B. Desse horário até 10:30 h a temperatura dos módulos oscilou, onde na maior parte a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A permaneceu inferior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em B. Todavia, das 10:35 h às 18:00 h, em 90 das 121 medições totais do dia, somente em 8 pontos a temperatura dos módulos fotovoltaicos em A foi inferior à temperatura dos módulos fotovoltaicos em B. A amplitude máxima entre as temperaturas dos módulos foi de 10,71 °C.

Foram analisadas 847 medições de temperatura dos módulos nos conjuntos A e B, onde, em 427 medições a temperatura do módulo em conjunto A foi inferior à temperatura em conjunto B. Sendo assim, tem-se que em 50,4% das medições analisadas, o módulo instalado em conjunto sem a tinta refletiva apresentou menores temperaturas que o módulo instalado em conjunto com o revestimento refletivo.

Diante de todas as medições analisadas, o cenário de maior amplitude entre as temperaturas ocorreu nos dias 21, onde a temperatura do módulo instalado em conjunto A teve redução de 10,71 °C quando comparada à temperatura dos módulos instalados em conjunto B, às 14:00 h;

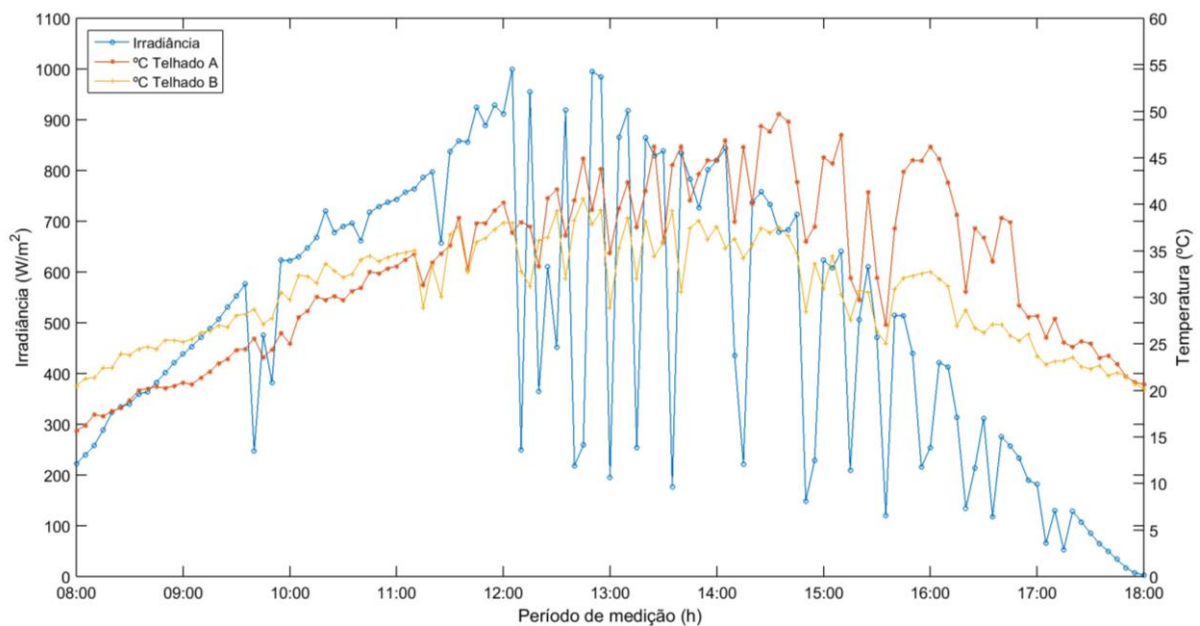
e no dia 19, onde a temperatura do módulo instalado em conjunto A foi 9,51 °C menor que a temperatura do módulo instalado em conjunto B, às 08:10 h.

3.5.4.3 Temperatura de superfície do telhado em A e B x Irradiância

Na análise dos dados da temperatura superficial do telhado dos dois conjuntos com a irradiância solar, foram definidos gráficos com três eixos, sendo eles o eixo x, y1 e y2. O eixo x representa o período de medição em horas, o y1 representa os valores de irradiância solar em W/m², e o y2 representa os valores de temperatura em °C.

O gráfico da Figura 33 mostra a relação entre a temperatura superficial do telhado nos conjuntos A e B e os dados de irradiância solar durante o dia de medição.

Figura 33 - Comportamento da temperatura telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 1



Na medição 01, do dia 15/07, a maior temperatura do telhado instalado no conjunto A (TTA) foi de 49,69 °C às 14:35 h, com irradiância de 679,16 W/m², enquanto a maior temperatura do telhado instalado no conjunto B (TTB) foi de 40,61 °C às 12:45 h, com irradiância de 258,85 W/m².

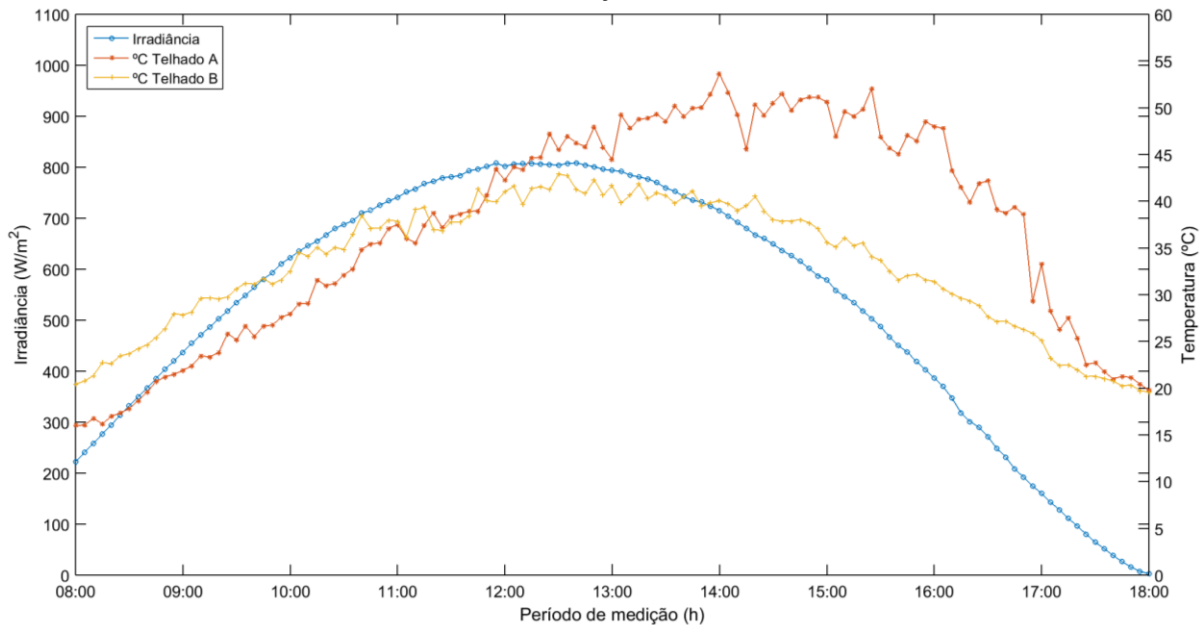
Já com relação às temperaturas mínimas, a menor TTA registrada foi de 15,66°C às 08:00 h, e a menor TTB foi de 20,14 °C às 18:00 h.

Na análise do gráfico da Figura 35 é possível perceber que nas primeiras horas do dia (entre 08:00 h e 11:10h), a TTA é inferior à TTB, com a diferença máxima entre as temperaturas de 5,17 °C às 08:15h. Já no período das 11:15h às 18:00 h, em apenas 5 das 82 medições a TTA

foi inferior à TTB. A maior diferença de temperatura nos conjuntos foi de 17,14 °C às 15:10 h, com irradiância solar de 640,32 W/m², onde a TTA foi de 47,46 °C e a TTB 30,32 °C.

O gráfico da Figura 34 mostra os valores obtidos na medição 02, que ocorreu no dia 16/07.

Figura 34 - Comportamento da temperatura superficial do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 02

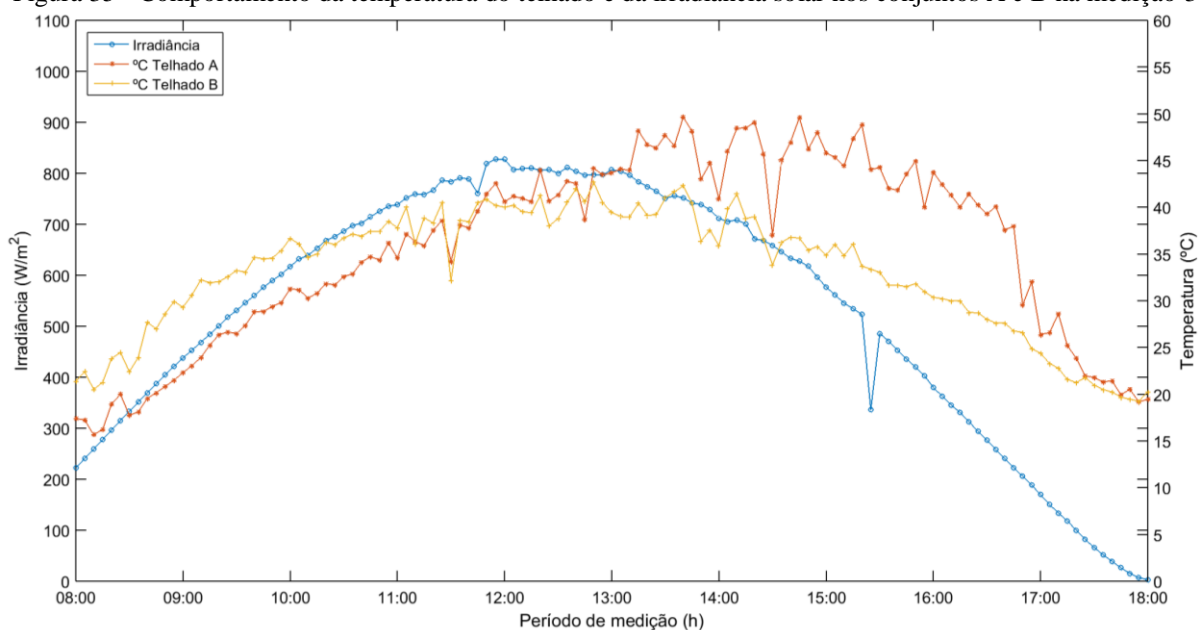


Na medição 02 tem-se que a TTA máxima foi de 53,61 °C às 14:00 h, e a mínima 16,02 °C às 08:00 h. Já a TTB máxima foi de 42,88 °C às 12:30 h, enquanto a mínima foi de 19,57 °C às 18:00 h.

De acordo com análise do gráfico da Figura 35 é possível perceber que o comportamento das duas temperaturas se inverte na medição de 11:50 h. A partir de então, até as 18:00 h a TTB permanece inferior às TTA, com amplitude máxima de 17,96 °C registrada às 15:25 h, onde a TTA foi de 52,04 °C e a TTB 34,08 °C, com irradiância solar de 503,22 W/m².

O gráfico da Figura 37 mostra o comportamento das temperaturas e da irradiância solar dos dois conjuntos de medição no dia 17/07.

Figura 35 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 3



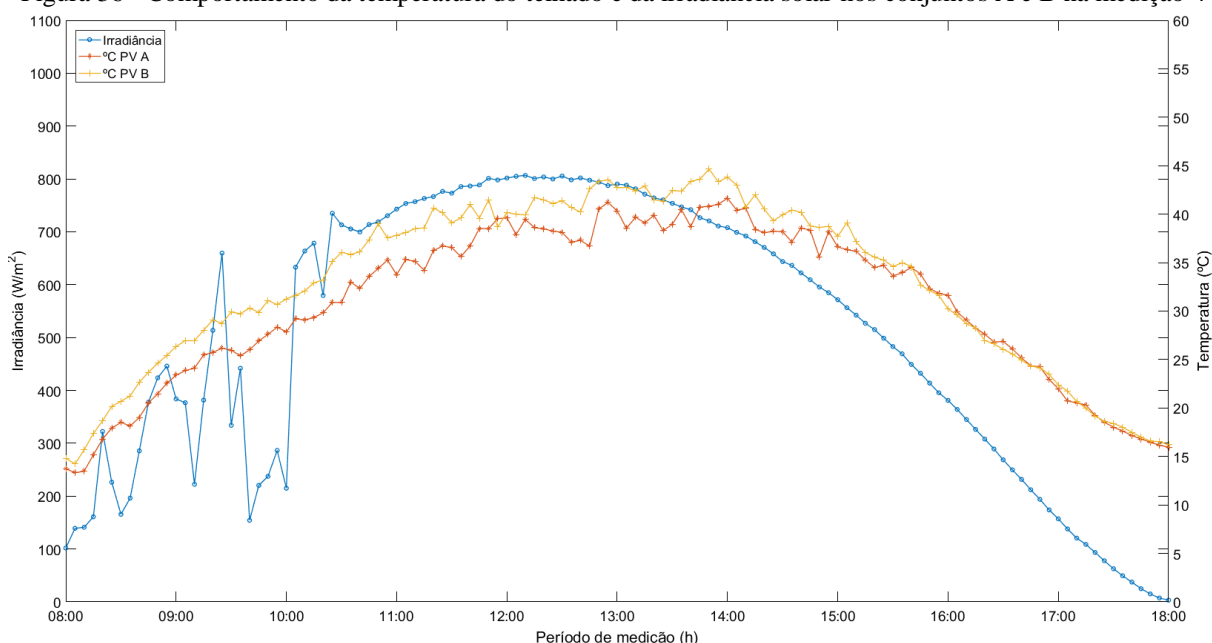
Analisando o gráfico da Figura 35 percebe-se que a TTA máxima foi de 49,09 °C às 14:20 h, e a mínima foi de 17,4 °C às 08:00 h. Já a TTB máxima foi de 42,64 °C às 12:50 h, enquanto a mínima registrada foi de 19,25 °C.

A amplitude máxima entre as temperaturas registradas nos dois conjuntos foi de 15,09 °C às 15:20 h, onde a irradiância solar foi de 523,16 W/m². Nesse instante a TTA foi de 48,8 °C e a TTB 33,71 °C.

De acordo com o comportamento das temperaturas expostos nos gráficos da Figura 37, percebe-se ainda que, durante as 3 primeiras horas de medição (08:00 – 11:00 h) a TTA foi superior à TTB em até 8,16 °C (medição das 08:40 h). Já entre as 11:10 e 11:45 h as máximas e mínimas variaram entre os dois conjuntos. A partir de então, das 11:50 às 18:00 h a TTA foi superior à TTB em praticamente todas as medições, com exceção de 3 pontos específicos, às 12:45, 17:55 e 18:00 h.

O gráfico da Figura 36 mostra o comportamento da temperatura dos módulos fotovoltaicos dos dois conjuntos, bem como a irradiância solar ao longo do período de medição na medição 04, que ocorreu no dia 18/07

Figura 36 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 4



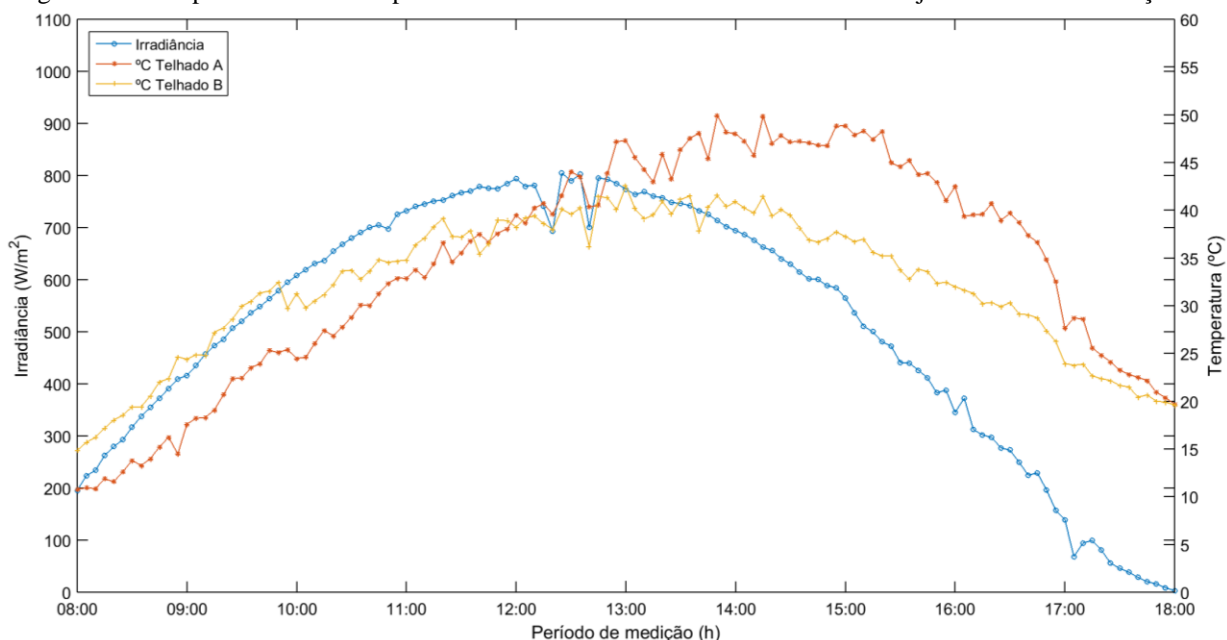
Na medição 04 a TTA máxima e mínima foi de, respectivamente, 43,67 °C às 14:00 h com irradiância solar de 711,24 W/m², e 11,31 °C às 08:10 h com irradiância de 258,77 W/m². Já a TTB máxima foi de 38,27 °C às 12:50 h, com irradiância de 797,39 W/m², e a mínima registrada nesse conjunto foi de 12,78 °C às 08:05 h com irradiância de 240,47 W/m².

A maior diferença entre as temperaturas foi de 12,18 °C às 16:00 h, onde a TTA foi de 37,58 °C e a TTB 25,4 °C, com irradiância solar de 379,69 W/m².

Entre 08:00 e 11:40 h a TTA foi inferior à TTB, com maior amplitude às 09:05 h, de 8,45 °C. Das 08:45 às 18:00 h, a TTB foi inferior à TTA na maioria das medições, exceto pelas temperaturas medidas às 11:50, 11:55, 12:20 e 12:45 h.

A Figura 37 mostra o gráfico do comportamento das temperaturas e irradiância solar nos dois conjuntos na medição 5, que ocorre no dia 19/07

Figura 37 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 5



De acordo com a Figura 37 é possível verificar que a maior TTA foi de 49,91 °C às 13:30 h, com irradiância solar de 713,49 W/m², e mínima de 10,77 °C Às 08:00 h, com irradiância de 195,12 W m².

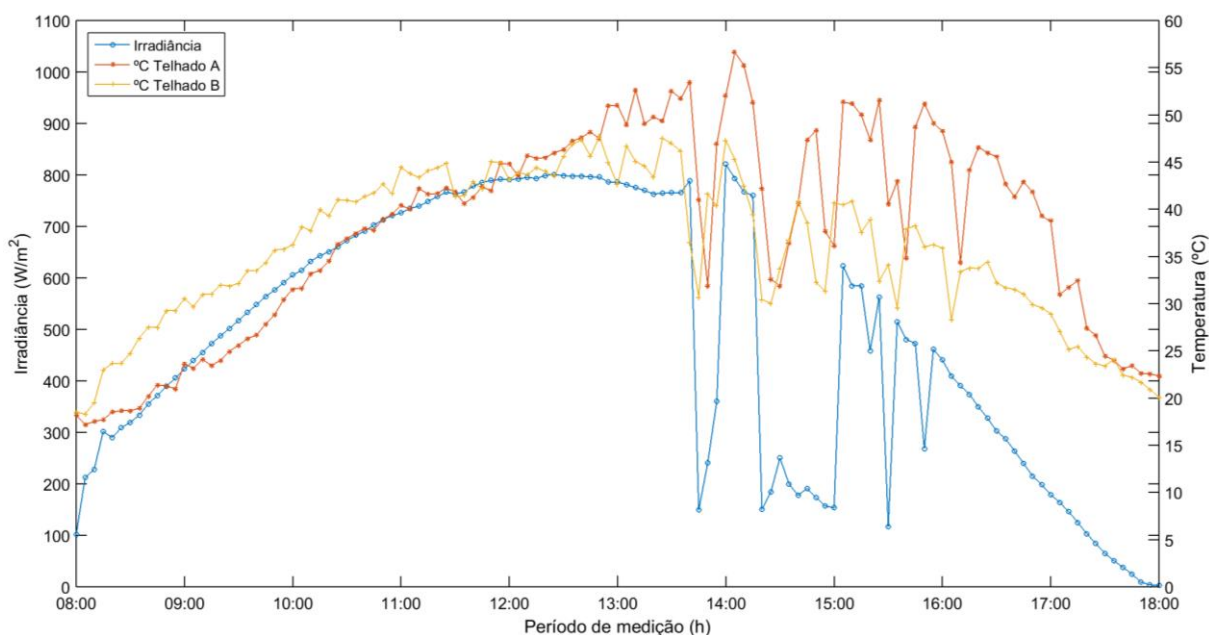
A maior TTB registrada foi de 42,53 °C às 13:00 h, com irradiância solar de 773,73 W/m², enquanto a mínima registrada neste mesmo conjunto foi de 14,84 °C às 08:00 h, com irradiância solar de 195,12 W/m².

Pode-se ainda verificar no gráfico da Figura 37 as oscilações das temperaturas superficiais do telhado nos dois conjuntos, onde, das 08:00 às 11:35h, em todas as medições a TTA foi inferior à TTB. Esse comportamento foi invertido no intervalo entre 11:40 e 12:10 h, onde as máximas e mínimas de cada conjunto oscilavam entre si. Já à partir das 12:10 até as 18:00 h, a TTB foi inferior à TTA em praticamente todas as medições, exceto pela medição das 12:4 5h, onde a TTA foi inferior à TTB em 0,9°C.

A maior amplitude entre as temperaturas foi de 12,39 °C, registrada às 15:35 h, onde a TTA foi de 45,19 °C e a TTB 32,8 °C, com irradiância de 439,68 W/m².

No gráfico da Figura 38, tem-se os dados de temperatura do telhado nos conjuntos A e B x irradiância solar na medição 06, que ocorreu no dia 20/07.

Figura 38 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 6

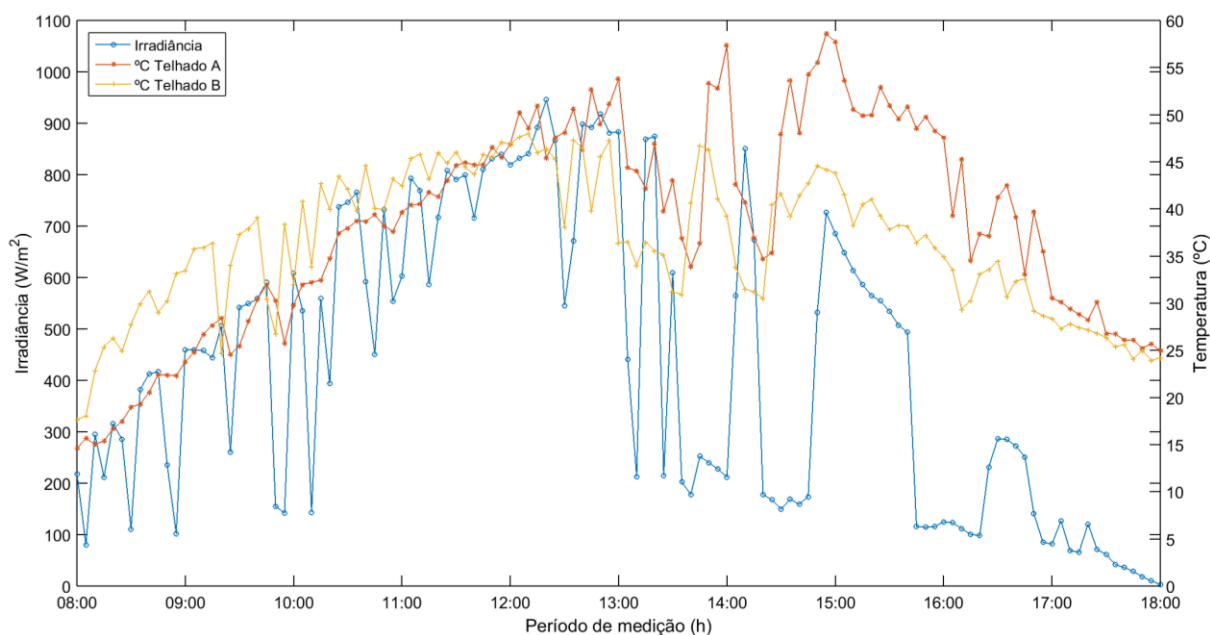


Na medição 6, a maior TTA registrada foi de 56,63 °C às 14:05 h, com irradiância de 793,03 W/m², e mínima de 18,2 °C registrada às 08:00 h, com irradiância de 101,00 W/m². Já a maior TTB foi registrada às 12:50 h, em 47,73 °C com irradiância de 795,81 W/m², e mínima de 18,52 °C às 08:00 h, com irradiância de 101,00 W/m².

Entre as 08:00 h e 11:25 h, a TTA foi inferior à TTB com amplitude máxima de 8,29 °C às 08:55 h e irradiância de 405,39 W/m². Já entre 11:30 e 15:40 h, a maioria das temperaturas registradas no telhado do conjunto B foram inferiores às registradas no telhado do conjunto A. Entre as 15:45 e 18:00 h a TTB foi inferior à TTA em todas as medições.

O gráfico da Figura 39 apresenta os valores obtidos na medição 7, que ocorreu no dia 21/07, onde o telhado atingiu a maior temperatura comparado aos demais dias de medição.

Figura 39 - Comportamento da temperatura do telhado e da irradiância solar nos conjuntos A e B na medição 7



Na medição 7 a temperatura máxima do telhado foi de 58,59 °C às 14:55 h, com irradiância de 726,28 W/m², temperatura essa verificada no conjunto de medição A. Já a temperatura mínima registrada neste mesmo conjunto foi de 14,6 °C às 08:00 h, com irradiância solar de 218,32 W/m².

No conjunto B a maior temperatura do telhado registrada foi de 47,97 °C às 12:10 h, com irradiância solar de 840,61 W/m², e mínima de 17,65 °C às 08:00 h, com irradiância solar de 218,32 W/m².

A maior amplitude entre as temperaturas foi de 18,11 °C registrada às 14:00 h, com irradiância solar de 211,67 W/m². Nesse instante a TTA foi de 57,35 °C e a TTB 39,24 °C.

Como apresentado neste tópico, foram analisadas 847 medições da temperatura superficial do telhado em cada conjunto, durante os sete dias de coleta de dados. Diante dessa análise, tem-se que, em 512 eventos, a TTB foi menor que a TTA.

Em 60,45% das medições, a tinta refletiva mostrou-se eficiente na redução da temperatura superficial do telhado. A maior amplitude entre as temperaturas, no cenário em que a superfície do telhado em A atingiu a maior diferença em temperatura mínima que o telhado em B, foi vista na medição 7 (21/07) às 09:55 h, onde a TTA foi 12,6 °C menor que TTB.

Já na medição 6 (20/07), a maior amplitude entre TTA e TTB foi às 15:25 h, onde a TTB teve redução de 19,16 °C comparada à TTA.

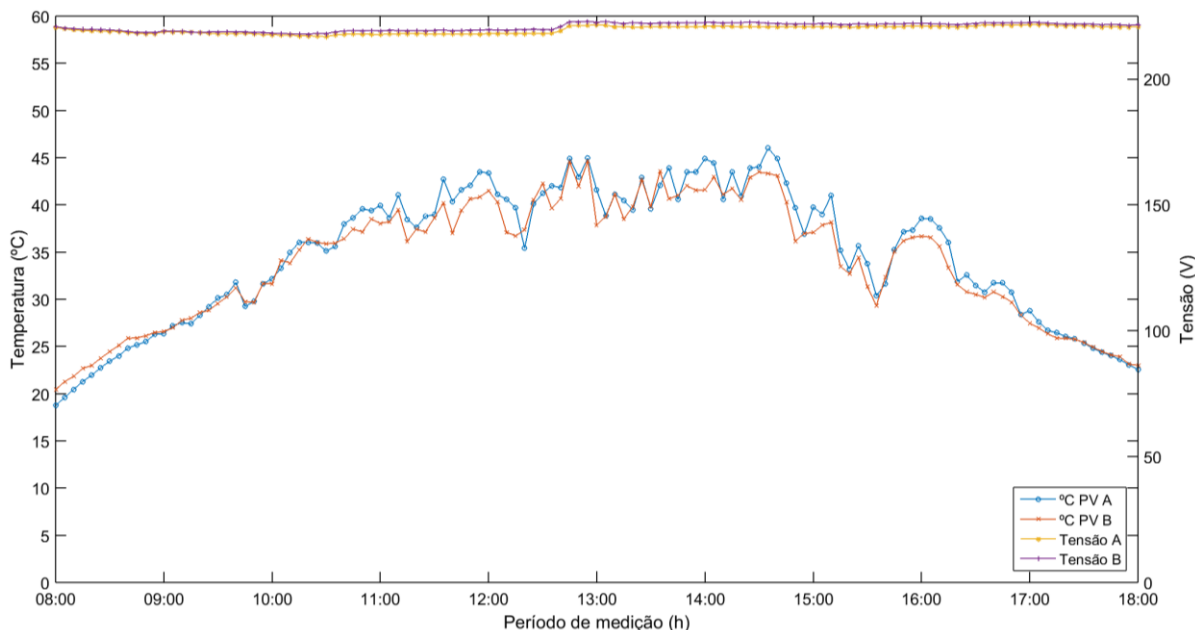
Diante do exposto, tem-se a comprovação da eficiência da tinta refletiva para redução da temperatura da superfície pintada.

3.5.4.4 Temperatura dos módulos fotovoltaicos em A e B x Tensão

A análise dos dados de temperatura dos módulos fotovoltaicos x tensão é analisada nos tópicos seguintes em gráficos com três eixos, onde o eixo x representa o período de medição em horas, o eixo y1 representa a temperatura em °C em escala de 0 a 60 e o eixo yy representa a tensão de saída dos módulos com escala de 0 a 225 V.

O gráfico da Figura 40 corresponde à medição 01 do dia 15/07 e mostra o comportamento da tensão de saída dos módulos fotovoltaicos dos dois conjuntos, diante da variação de temperatura ao longo do dia.

Figura 40 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 1

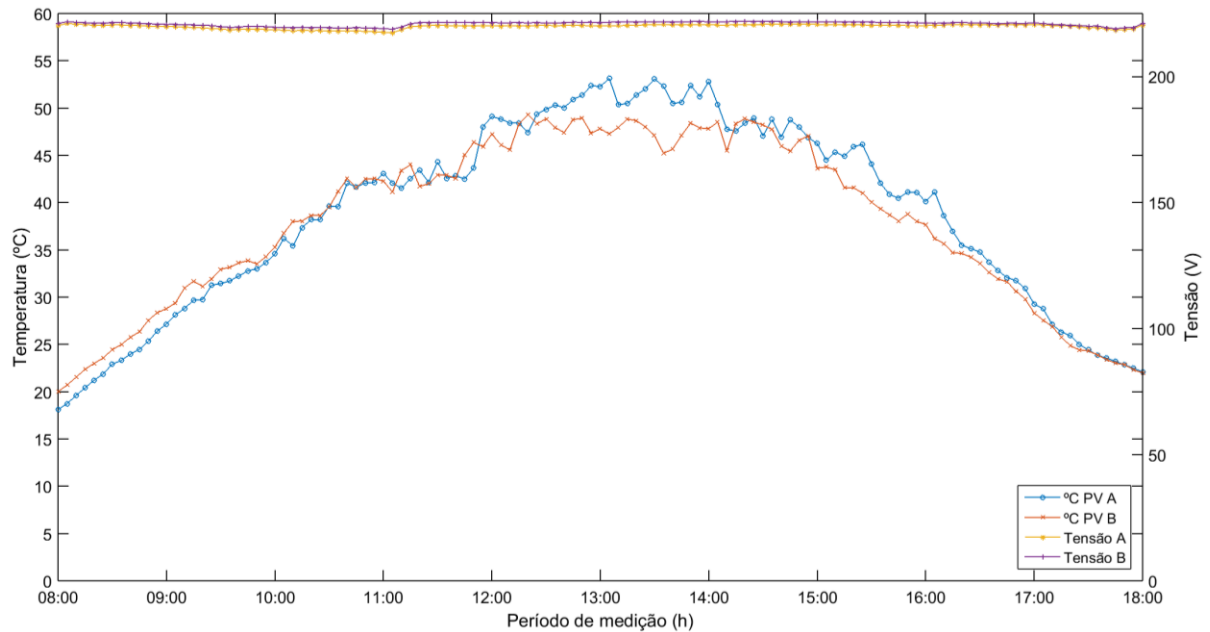


A tensão máxima registrada na medição 01 foi de 222,95 V, com temperatura de 44,61 °C às 12:45 h no conjunto B, e 221,06 V com temperatura de 44,96 °C no conjunto A.

Os valores de tensão nos dois conjuntos foram mais baixos no período entre 08:00 e 12:40 h, com leve inclinação às 12:50 h, onde a partir de então a tensão permaneceu estável sem grandes oscilações até ao final da medição.

A Figura 41 mostra o gráfico da medição 02, que ocorreu no dia 16/07.

Figura 41 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 2

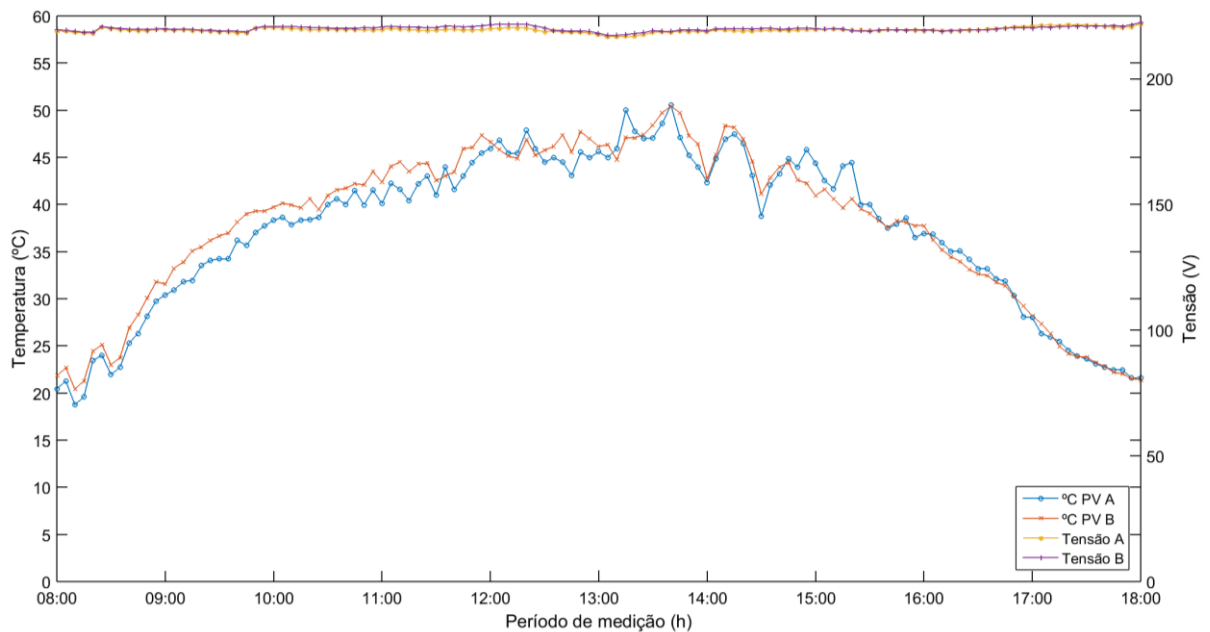


O valor máximo de tensão registrado nesta medição foi de 221,94 V no módulo instalado em conjunto B (VB), com temperatura de 48,86 °C. Neste mesmo horário a tensão no módulo instalado em conjunto A (VA) foi de 220,57 V, com temperatura de 48,42 °C.

Nota-se um leve declínio na tensão dos dois conjuntos entre 08:00 e 11:00 h. A partir das 11:10 h a tensão aumentou e permaneceu sem grandes oscilações até 17:10 h.

A Figura 42 mostra a variação da temperatura e da tensão de saída dos módulos fotovoltaicos na medição 03, realizada no dia 17/07.

Figura 42 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 3



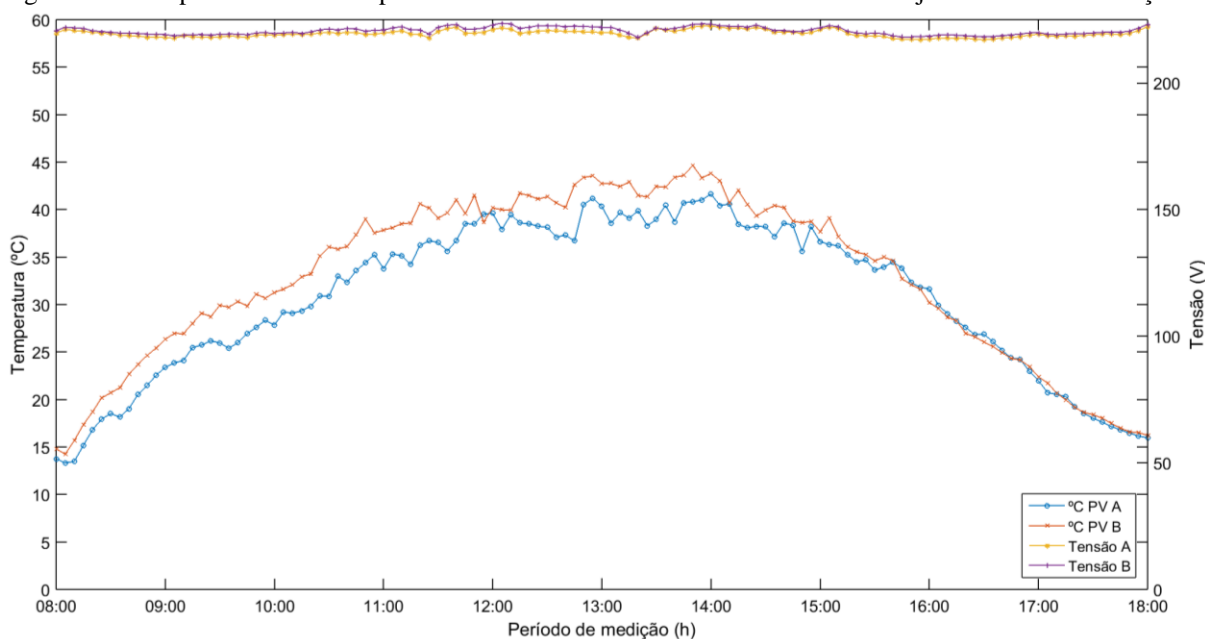
Na medição 03 a tensão máxima foi registrada em VB, com 211,77V e temperatura de 44,88°C, horário em que VA era de 220,26V, com temperatura de 45,43°C.

Assim como nas demais medições que ocorreram a partir da medição 3, os valores de tensão apresentaram maior flutuação, fato que é explicado devido ao acionamento dos mais variados tipos de carga que promove pequenas variações nos valores de tensão.

Em estudos laboratoriais os valores de tensão oscilam com baixa disparidade devido à constância da carga, mas o mesmo não acontece em locais com carga variável, como o caso do Instituto Federal de Goiás, local onde foi montado o experimento.

O gráfico da Figura 43 mostra os valores obtidos no dia 18/07, que corresponde à medição 4.

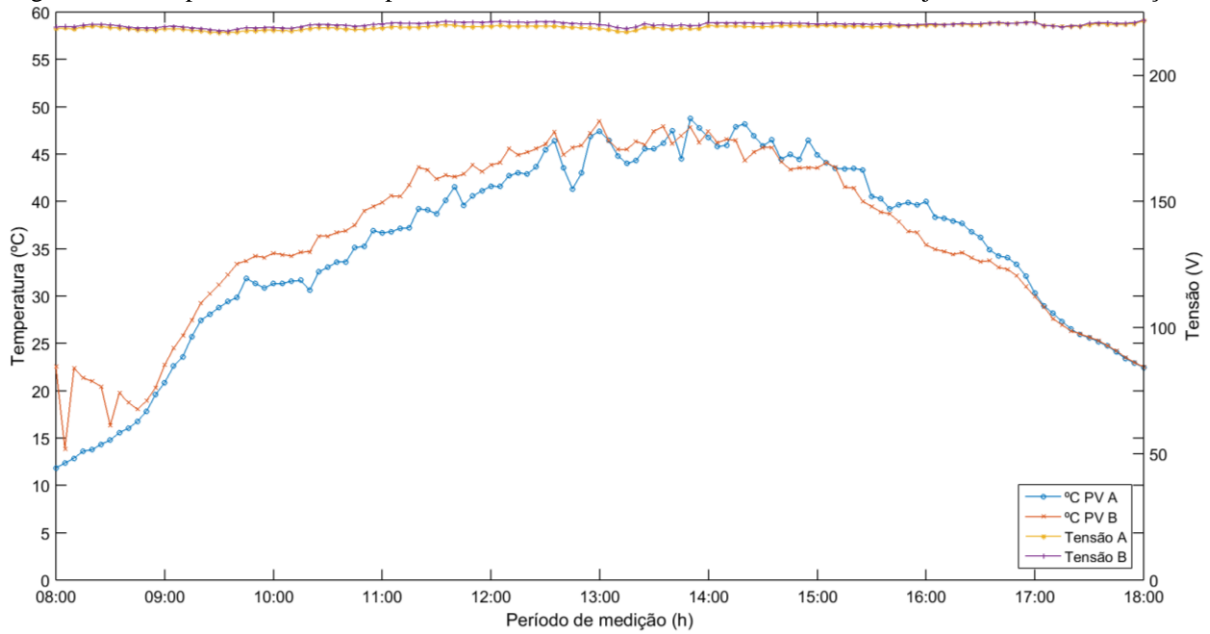
Figura 43 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 4



O valor máximo de tensão foi registrado às 12:05 h no conjunto B, onde VB foi de 223,62 V, com temperatura de 37,9 °C. No conjunto A, neste mesmo horário, a tensão foi de 221,75 V, com temperatura de 39,9 °C.

O gráfico da Figura 44 mostra os valores da tensão de saída e temperatura dos módulos fotovoltaicos instalados nos conjuntos A e B na medição 05 do dia 19/07.

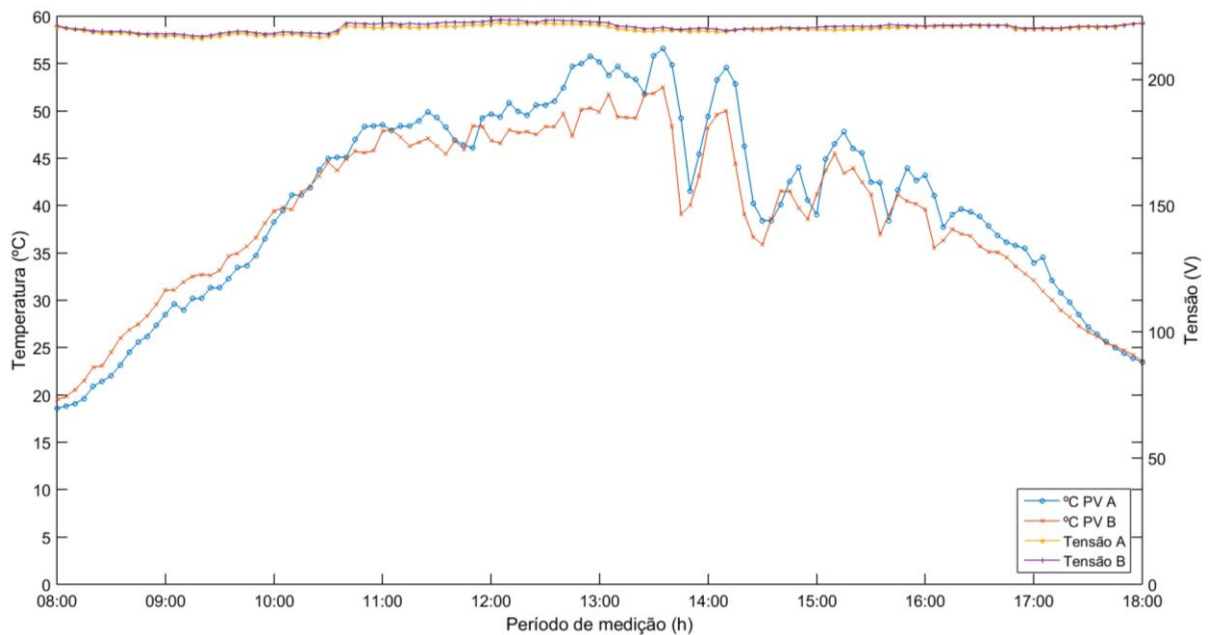
Figura 44 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 5



O valor máximo de tensão registrado na medição 05 foi de 221,38 V no conjunto B às 12:05 h. Com temperatura de 44,1 °C, neste mesmo horário a VA registrada foi de 219,7 V com temperatura de 41,57 °C.

Na Figura 45 é exposto o gráfico dos valores de tensão e temperatura obtidos no dia 20/07, correspondente à medição 06.

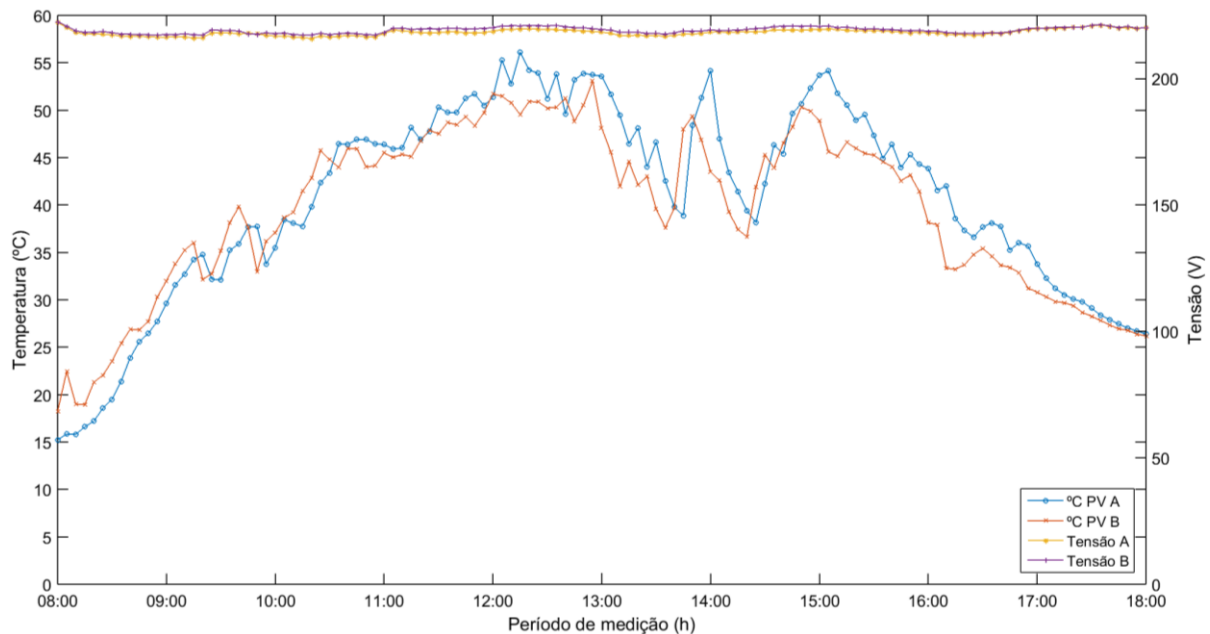
Figura 45 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 6



Na medição 6 o valor máximo de tensão registrado foi de 223,63 V no conjunto B às 12:05 h, com temperatura de 49,36 °C. Neste mesmo horário tensão de saída dos módulos instalados no conjunto A foi de 222,37 V, onde a temperatura foi de 49,36 °C.

Tem-se na Figura 46 o gráfico que representa a medição 7, que ocorreu no último dia de coleta de dados (21/07).

Figura 46 - Comportamento da temperatura e da tensão de saída dos módulos nos conjuntos A e B na medição 7



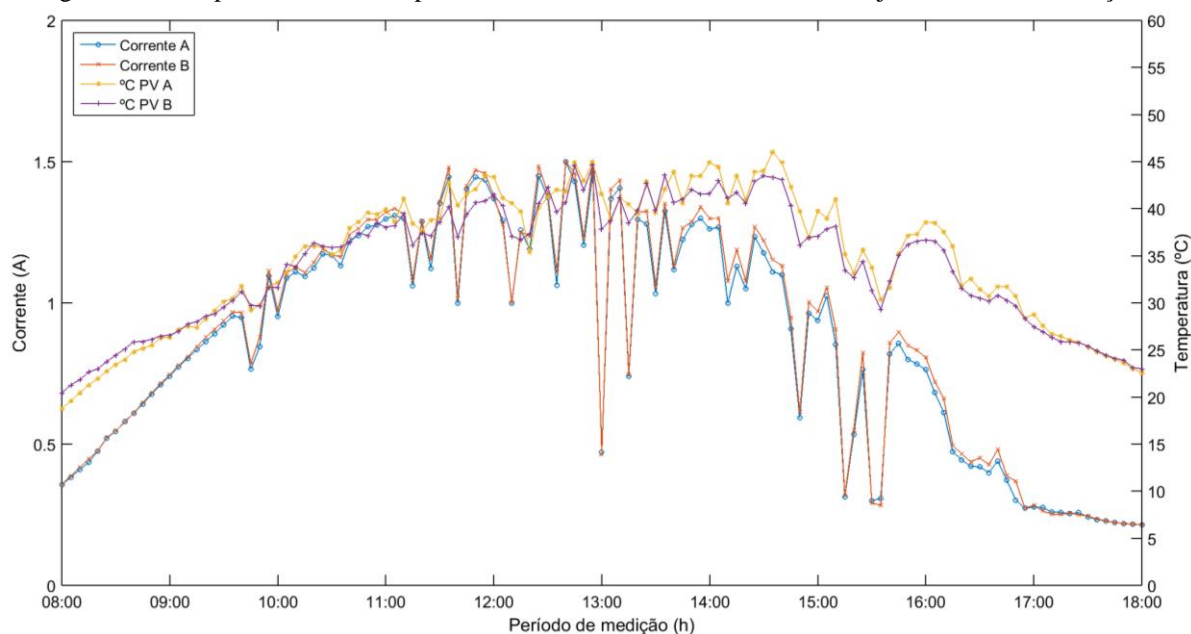
Na medição 7 o valor máximo de tensão foi de 221,48 V, registrado às 08:00 h no conjunto B, onde a temperatura foi de 18,24 °C. Neste mesmo horário a temperatura do módulo instalado em conjunto A foi de 18,24 °C, com tensão de 22,20 V.

3.5.4.5 Temperatura dos módulos fotovoltaicos em A e B x Corrente

Os dados de temperatura e corrente dos módulos fotovoltaicos foram analisados em gráficos de 3 eixos, apresentados nos tópicos seguintes. O eixo x de cada gráfico representa o período de medição em horas, o y1 o valor da corrente variando entre 0 e 2 Amperes, e o y2 a temperatura, variando de 0 a 60 °C.

Analisando o gráfico da Figura 47, que mostra a medição da temperatura e da corrente dos módulos fotovoltaicos instalados nos dois conjuntos de medição, é possível perceber que o comportamento da curva da corrente e da temperatura são semelhantes, visto que, quando ocorre queda da temperatura, há também queda da corrente, bem como quando ocorre aumento da temperatura, ocorre também o aumento da corrente, mesmo que em mínimas proporções.

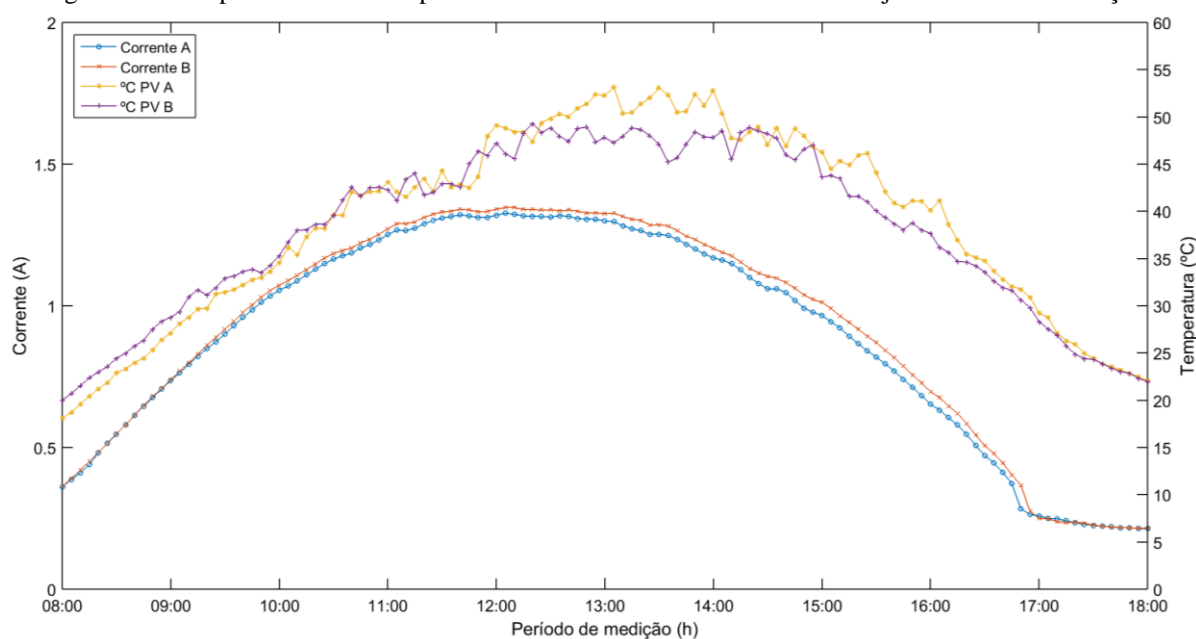
Figura 47 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 1



Na medição 01 a corrente dos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto A variou entre 0,215 A às 18:00 h até 1,5 A às 12:40 h. Já a corrente dos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto B variou entre 0,215 A às 18:00 h até 1,501 A às 12:40 h. As quedas de corrente acentuadas, principalmente no horário das 13:00 h, e entre 15:00 h – 16:00 h, são atribuídas à passagem de nuvens no local do experimento.

O gráfico da Figura 48 mostra a medição 02, que ocorreu no dia 16/07. Nessa medição as curvas de temperatura e corrente também apresentam comportamento semelhante.

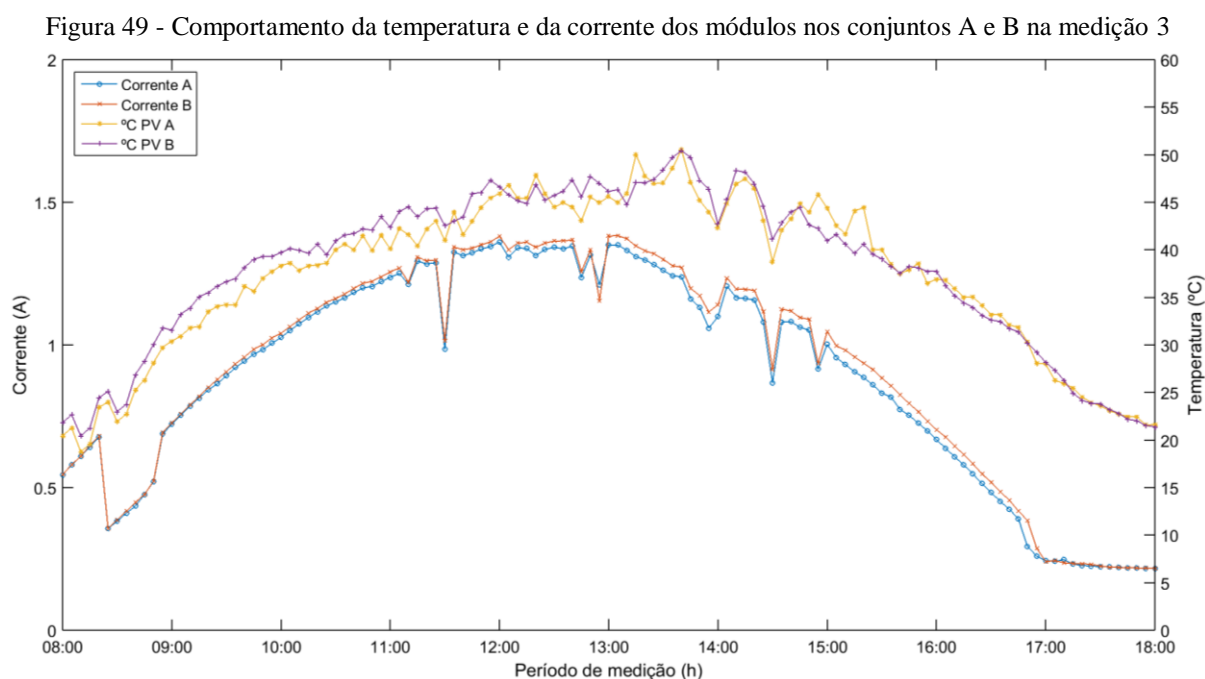
Figura 48 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 2



Percebe-se, através da análise da Figura 48, que não ocorreram grandes oscilações nas variáveis analisadas. Na maior parte da medição a corrente em A foi menor que em B, onde as exceções referem-se aos horários com baixo índice de radiação solar, entre 08:00–09:30 h e 17:00–18:00 h, onde as curvas de corrente dos dois conjuntos se sobrepõem.

A corrente dos módulos fotovoltaicos no conjunto A variou de 0,21 A às 18:00 h a 1,32 A às 12:05 h. Já no conjunto B a corrente do módulo variou de 0,21 A, também às 18:00 h, até 1,34 A, às 12:05 h.

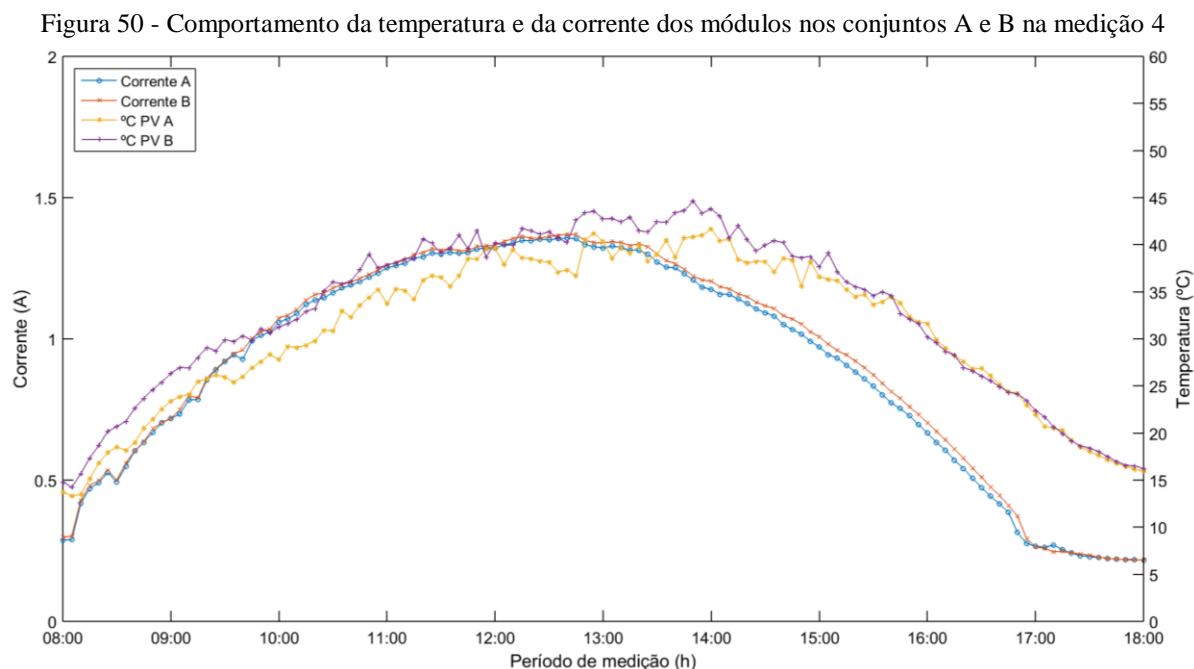
Na análise do gráfico da Figura 49, referente à medição 03 do dia 17/07, percebe-se que a passagem de nuvens em determinados horários provocou a queda da corrente dos módulos instalados nos dois conjuntos.



Como mostra o gráfico da Figura 49, em nem todas as medições a curva da temperatura é semelhante à da corrente, o que é atribuído ao fato de que as quedas na corrente, que ocorrem principalmente pela passagem de nuvens, são medidas de forma instantânea, ou seja, no momento que algo interrompe a passagem da radiação solar, já ocorre queda da produção do módulo. Esse fenômeno difere da medição da temperatura nos módulos, que não responde à essa interrupção da passagem de irradiação de forma imediata, já que é necessário um período de tempo maior para o resfriamento do módulo.

Nessa medição a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos do conjunto A variou de 0,21 A às 17:55, até 1,351 A às 13:00 h, enquanto a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos do conjunto B variou de 0,21 A às 18:00 h até 1,38 A às 13:05 h.

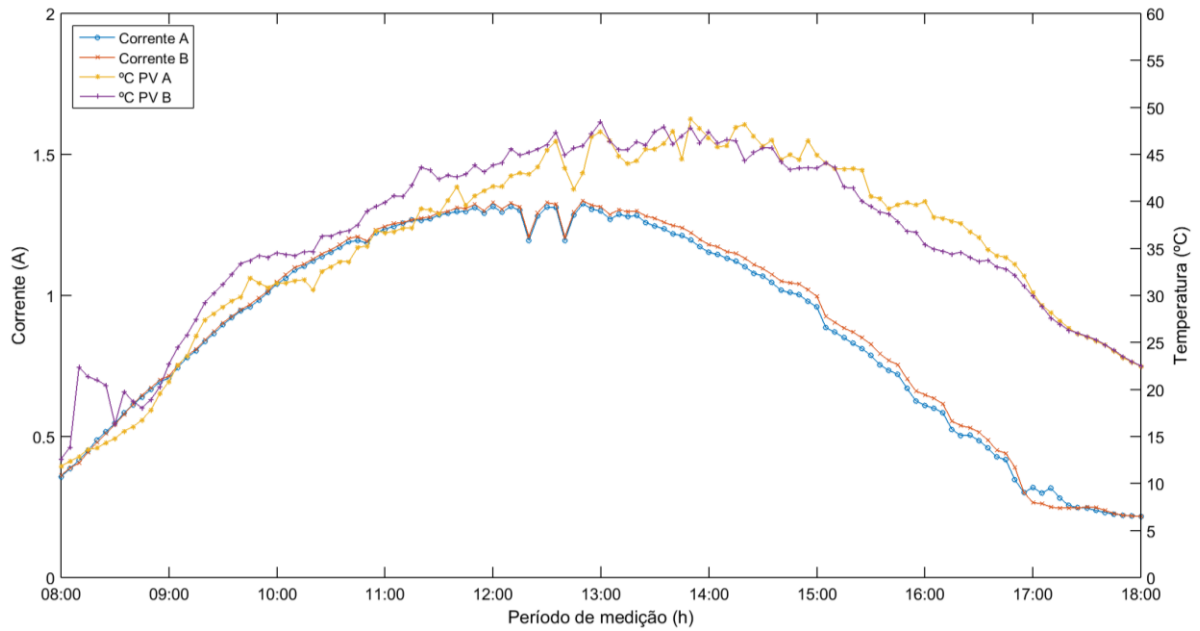
O gráfico da Figura 50 mostra o comportamento da temperatura e da corrente dos módulos fotovoltaicos na medição 04, no dia 18/07.



Na medição 4 o valor da corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos em A variou de 0,21 A às 18:00 h até 1,35 A até 12:40 h. Já a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos em B variou entre 0,21 A às 18:00 h a 1,36 A às 12:35 h. Durante as 10 horas de medição foram poucas as oscilações nos valores de corrente e de temperatura.

O gráfico da Figura 51 mostra as curvas da temperatura e da corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos nos dois conjuntos na medição 05, que ocorreu no dia 19/07.

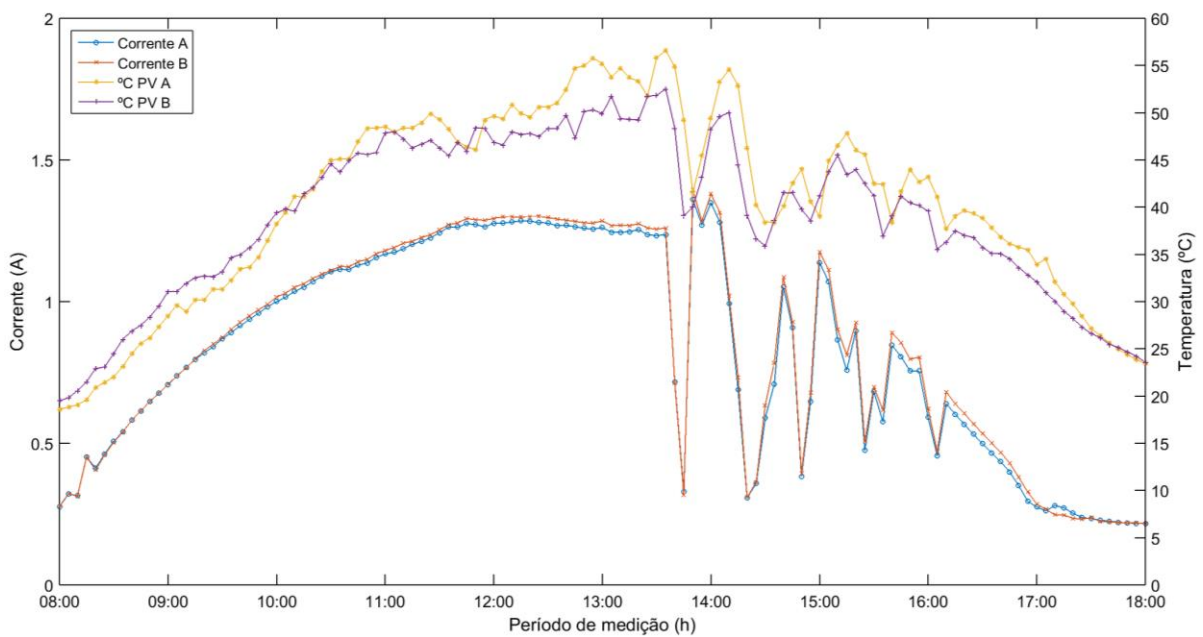
Figura 51 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 5



Na análise do gráfico da Figura 51, tem-se que a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto A variou de 0,21 a 1,32 A, enquanto a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto B variou de 0,21 a 1,33 A, sendo esses valores mínimo e máximo registrados, respectivamente, às 18:00 e às 12:50 h.

O gráfico da Figura 52, correspondente à medição 06 do dia 20/07.

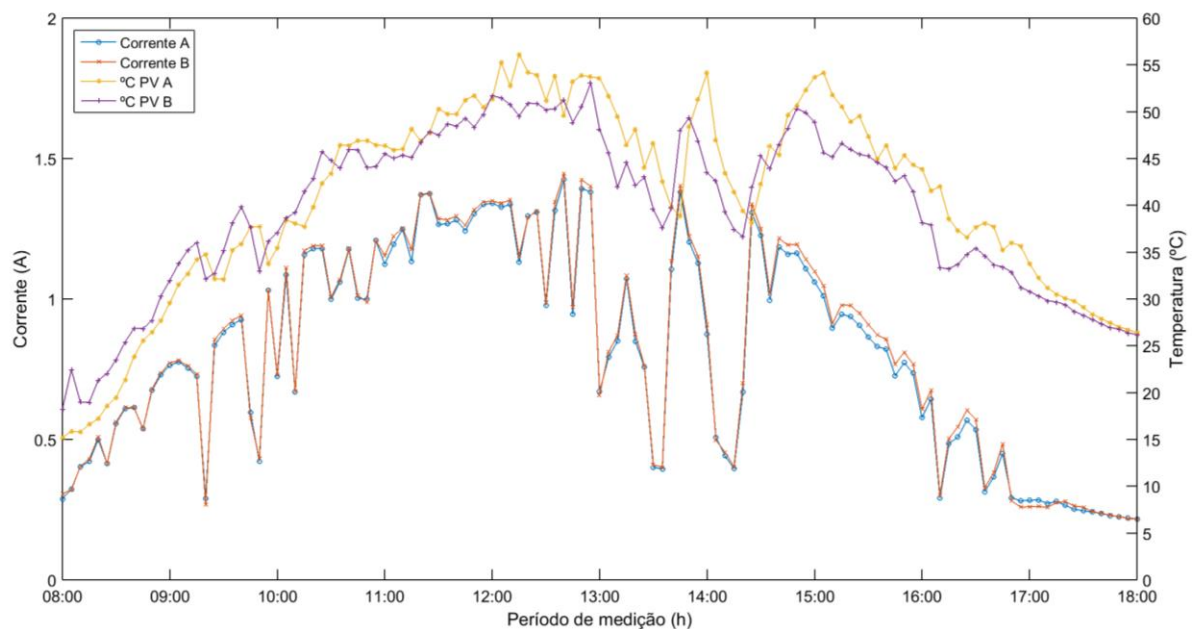
Figura 52 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos nos conjuntos A e B na medição 6



De acordo com a Figura 52, nota-se grandes oscilações nos valores de corrente e temperatura. Em todos os pontos em que as oscilações na temperatura foram grandes, foram grandes também as oscilações nos valores de corrente. Nos demais pontos onde a oscilação da temperatura foi pequena, os valores de corrente apresentaram maior estabilidade.

Durante os sete dias de medição as maiores oscilações nos valores de temperatura dos módulos e corrente ocorreram na medição 07, no dia 21/07, como mostra a Figura 53.

Figura 53 - Comportamento da temperatura e da corrente dos módulos fotovoltaicos no tos A e B na medição 7



Na medição 7, a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto A variou entre 0,21 a 1,37 A, enquanto a corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos instalados no conjunto B foi de 0,21 a 1,37 A. Ambas as medições mínimas e máximas dos dois conjuntos ocorreram, respectivamente às 18:00 e 11:25 h.

Diante da análise dos dados de temperatura e corrente elétrica gerada pelos módulos fotovoltaicos, percebe-se que o revestimento refletivo pouco altera os valores de corrente. De acordo com a análise dos gráficos expostos neste tópico, tem-se ainda que, em grande parte dos cenários, o comportamento da corrente e da temperatura seguem as mesmas oscilações.

3.5.4.6 Temperatura dos módulos fotovoltaicos em A e B x Potência

O comportamento da potência x temperatura segue as mesmas curvas dos gráficos de corrente x temperatura já apresentados. Sendo assim, os mesmos serão apresentados no apêndice deste trabalho.

3.6 Análise da transferência de calor e da interferência das áreas adjacentes no gradiente de temperatura do telhado

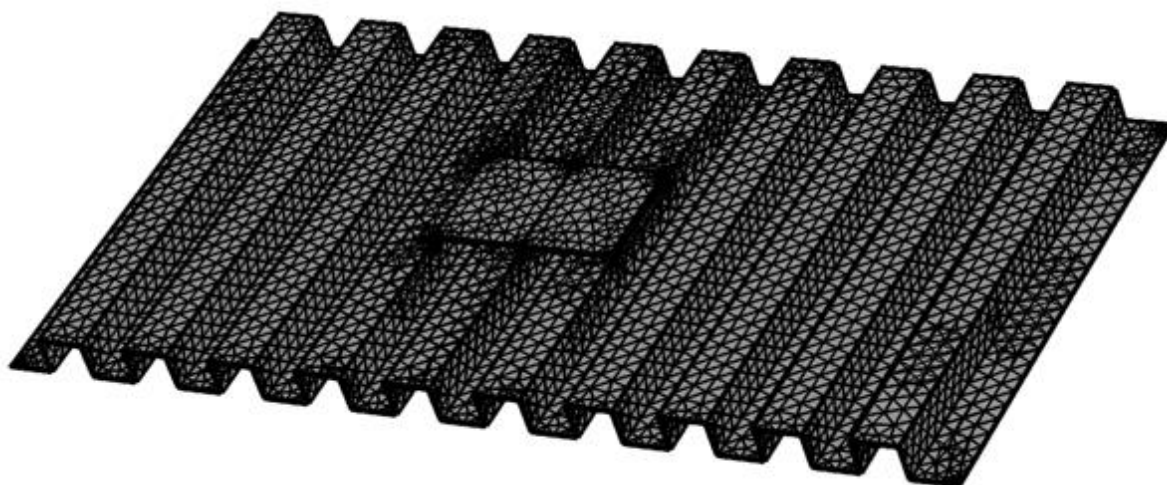
A análise da distribuição da temperatura no telhado para verificação do gradiente térmico na superfície, motivada pela interferência das áreas adjacentes nos resultados obtidos, foi feita através de simulações termodinâmicas e medições com a câmera térmica, expostas nos tópicos 3.6.1 – 3.6.3.

3.6.1 Simulações termodinâmicas do experimento realizado

Os resultados obtidos através das etapas de simulação são mostrados nas Figuras 54 a 64, onde as imagens mostram, através da diferenciação das cores, os valores de temperatura das superfícies estudadas.

A Figura 54 mostra o desenho simulado com a malha fina, onde ocorreu a desintegração do meio em pequenos elementos, para posterior resolução do cenário apresentado

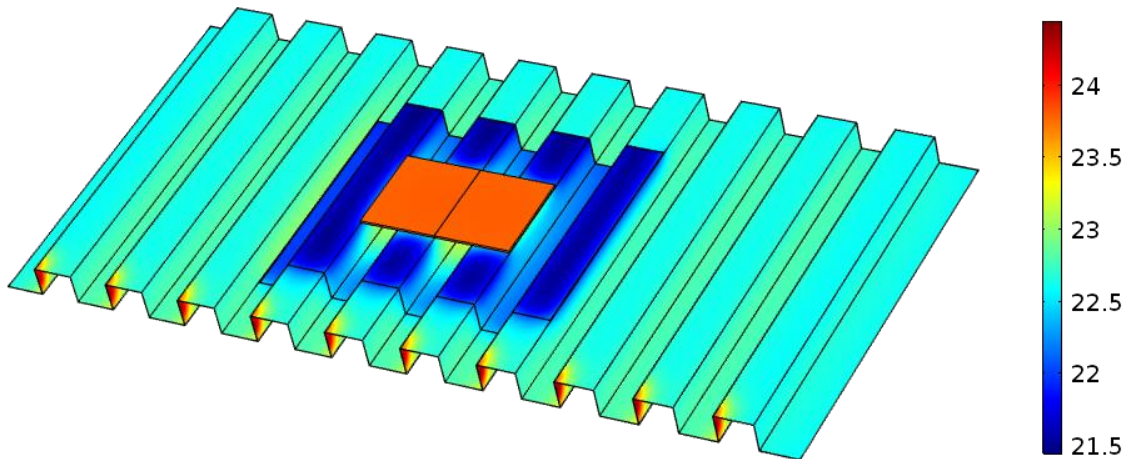
Figura 54 – Simulações em malha fina



Após a atribuição de materiais e desintegração das partes do desenho através da malha, as simulações convergem aos resultados abordados nas figuras seguintes.

A Figura 55 mostra o resultado da simulação que ocorreu entre 08:00 e 09:00 h.

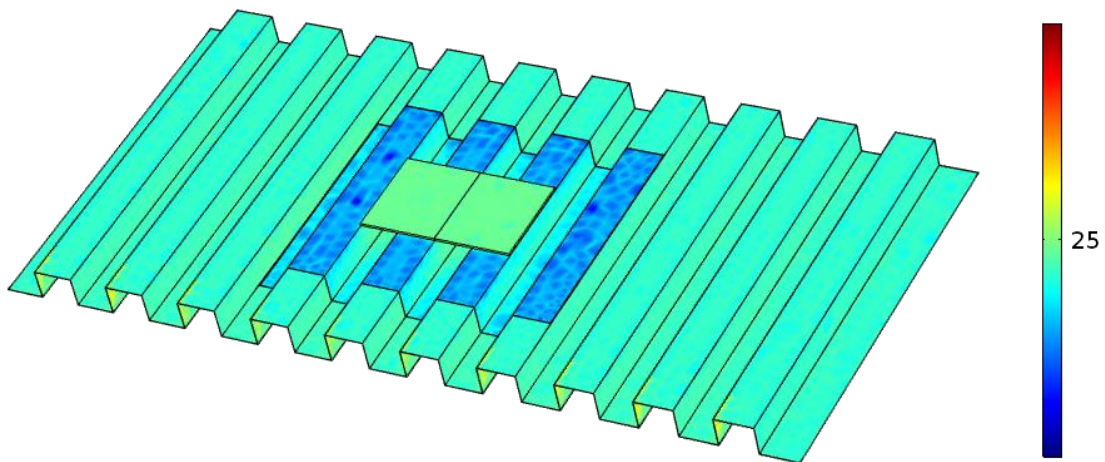
Figura 55 – Simulação termodinâmica entre 08:00 e 09:00 h



Analisando a Figura 55, percebe-se que na maior parte do telhado sem a tinta refletiva, a temperatura foi de 23 temperatura do módulo fotovoltaico foi a maior diante do estudo da simulação para o horário das 8:00 h em específico, com aproximadamente 24 °C, fator atribuído à composição dos materiais dessa superfície.

O resultado da simulação entre 09:00 e 10:00 h é visto na Figura 56.

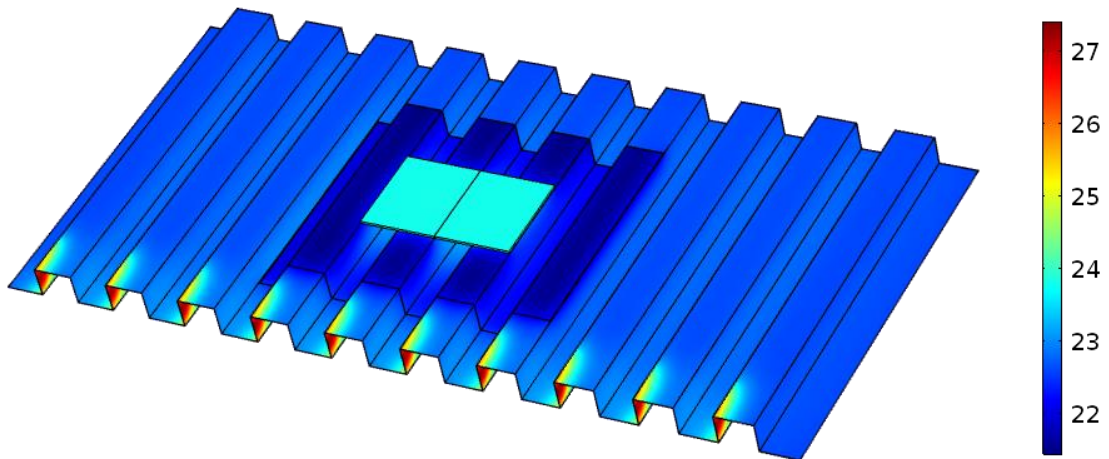
Figura 56 - Simulação termodinâmica entre 09:00 e 10:00 h



Diante da análise da Figura 56, tem-se que a temperatura dos materiais não ultrapassa a casa dos 25 °C, ou seja, nas três superfícies onde foram atribuídos diferentes materiais, a variação de temperatura é centesimal, e ainda assim, a temperatura do telhado com a tinta refletiva é inferior à temperatura do telhado sem tinta.

A Figura 57 mostra o comportamento da temperatura nas três superfícies inseridas no processo de simulação entre 10:00 e 11:00 h

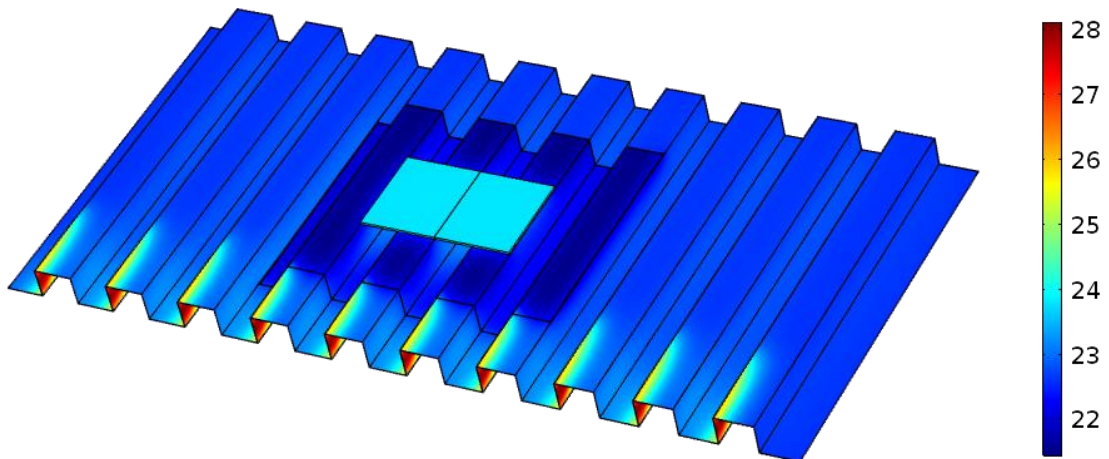
Figura 57 - Simulação termodinâmica entre 10:00 e 11:00 h



A temperatura máxima obtida na simulação entre 10:00 e 11:00 h foi de 26 °C, que pode ser vista nas bordas do telhado sem a tinta refletiva, enquanto a temperatura mínima foi da parte do telhado pintada com a tinta refletiva, que foi de, aproximadamente, 22 °C. Já nos módulos fotovoltaicos a temperatura foi de 24 °C.

A Figura 58 mostra o resultado da simulação que ocorreu entre 11:00 e 12:00 h.

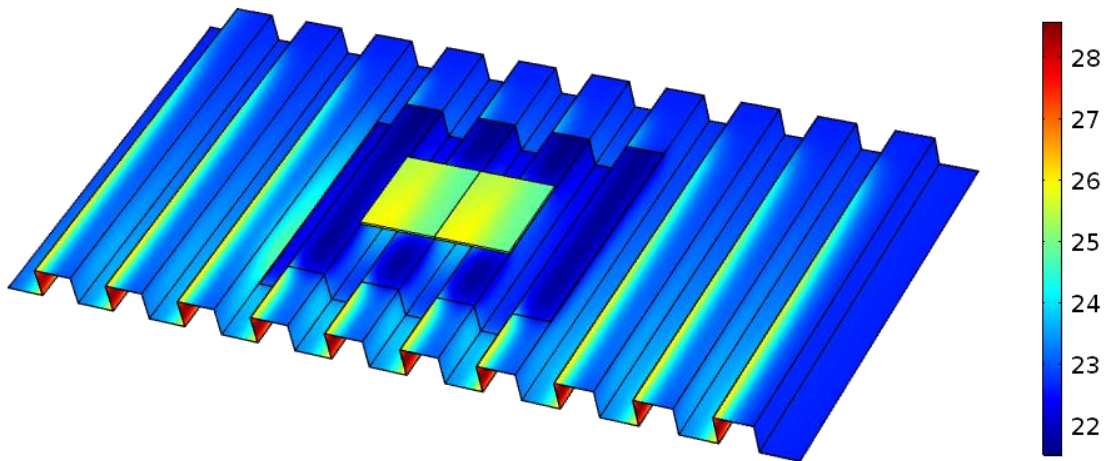
Figura 58 - Simulação termodinâmica entre 11:00 e 12:00 h



O resultado da simulação das 11:00 h foi similar ao resultado das 10:00 h, se diferenciando deste apenas pela borda do telhado sem a tinta refletiva, que teve parte aquecida.

A Figura 59 mostra a simulação no período de 12:00 às 13:00 h.

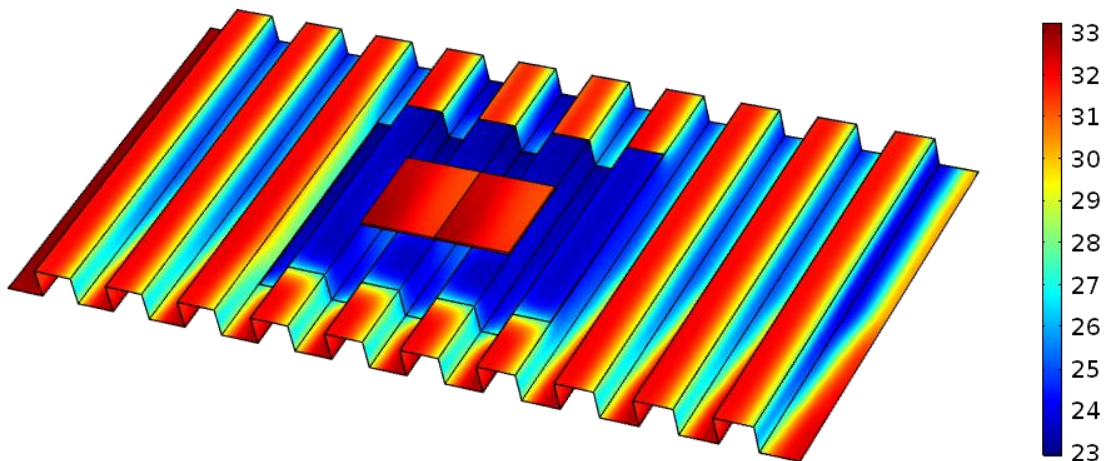
Figura 59 - Simulação termodinâmica entre 12:00 e 13:00 h



De acordo com a análise da Figura 59, percebe-se que a temperatura máxima correspondeu às partes inferiores e superiores do telhado sem a tinta refletiva, medindo, respectivamente, 28 e 25-26 °C. A temperatura do telhado com a tinta refletiva foi de 22 °C, com um pequeno aquecimento sob os módulos fotovoltaicos. A maior temperatura corresponde aos módulos, variando entre 25 e 26 °C.

A simulação das 13:00 às 14:00 h é vista na Figura 60.

Figura 60 - Simulação termodinâmica entre 13:00 e 14:00 h

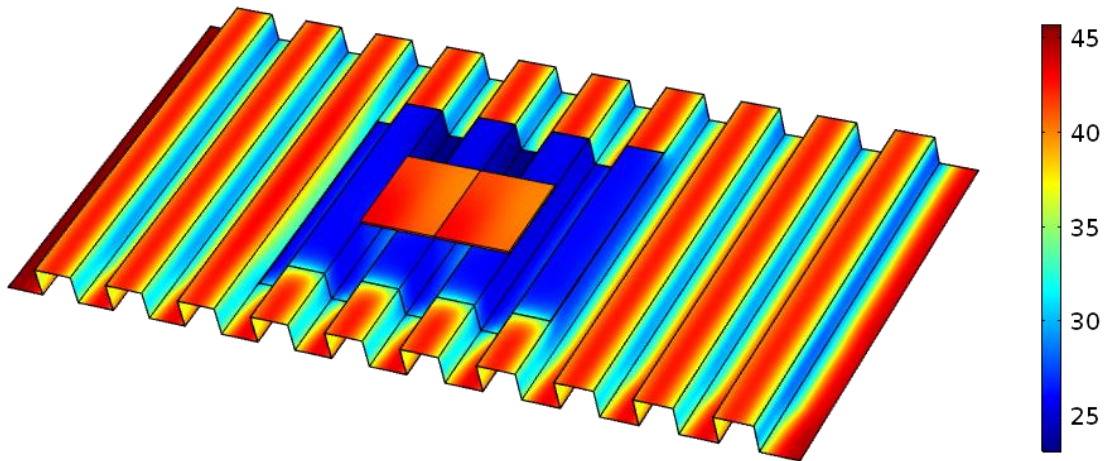


Nesta simulação a maior temperatura foi do módulo fotovoltaico (33 °C), e a menor foi a do telhado com pintura refletiva (23 °C). Um fato que não ocorreu nas simulações anteriores e pode ser visto na simulação da Figura 60, é o gradiente térmico representado por uma linha de fina espessura entre a superfície pintada e o telhado sem tinta.

A variação da temperatura no telhado sem tinta também não ocorreu com grande intensidade nas imagens já mostradas, fato que pode ter ocorrido somente nesta imagem tanto pela posição solar, bem como pelo aumento da irradiância solar em dado horário.

A Figura 61 mostra os resultados da simulação entre o período das 14:00 e 15:00 h.

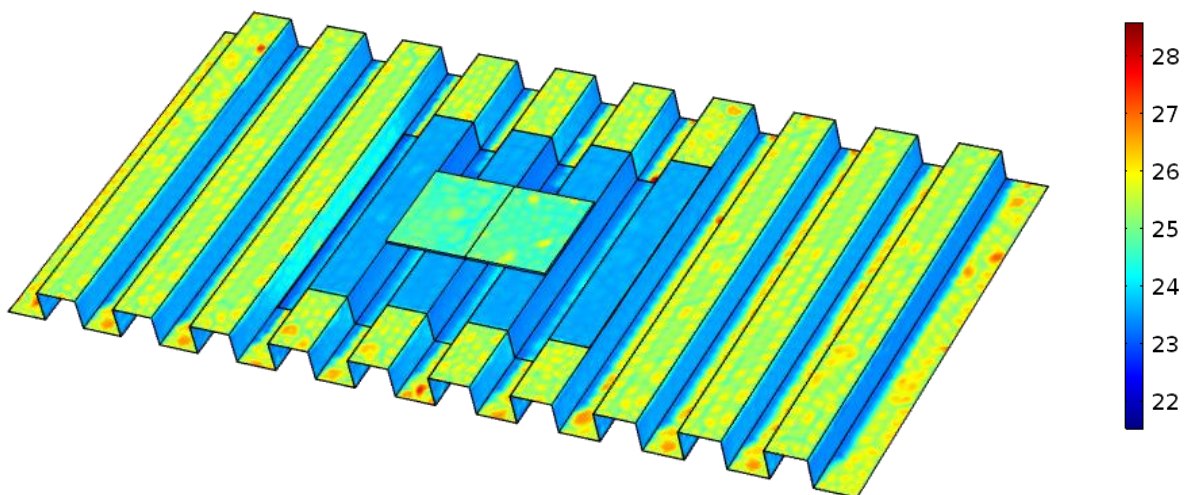
Figura 61 - Simulação termodinâmica entre 14:00 e 15:00 h



Entre 14:00 e 15:00 h os resultados simulados apresentaram a maior temperatura das três superfícies de todas as simulações realizadas, onde a temperatura do telhado sem a tinta refletiva chegou a 45 °C, a do módulo fotovoltaico variou entre 40 e 45 °C e a temperatura da superfície do telhado pintada foi de aproximadamente 28 °C.

A Figura 62 mostra a simulação que ocorreu entre as 15:00 e 16:00 h.

Figura 62 - Simulação termodinâmica entre 15:00 e 16:00 h

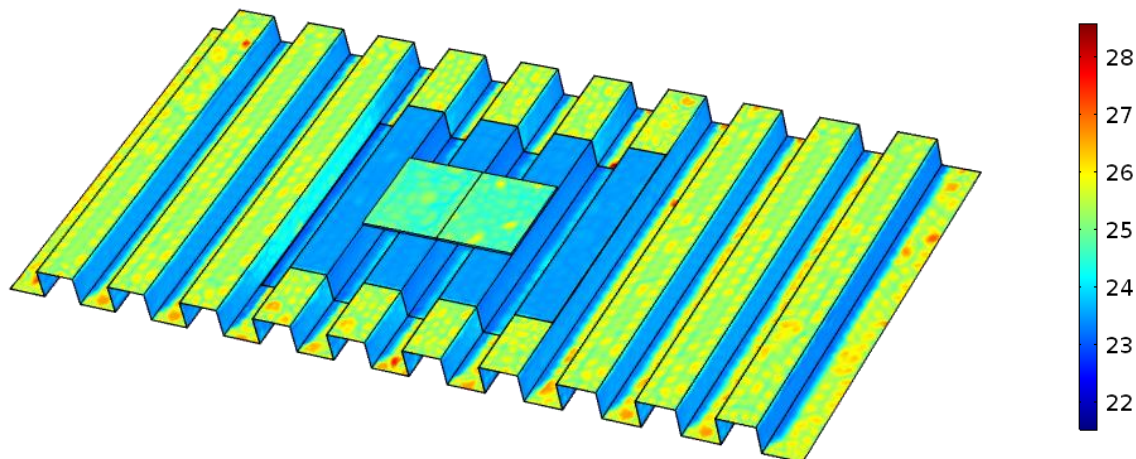


Analisando a Figura 62 é possível perceber a pequena diferença de temperatura entre os módulos, a área pintada e a área sem tinta. As três superfícies analisadas tiveram temperatura

parecida, com valor aproximado de 25 °C. Como nas demais simulações, a área pintada teve temperatura inferior à área sem tinta e aos módulos fotovoltaicos.

A simulação que ocorreu entre as 16:00 e 17:00 h é representada pela Figura 63.

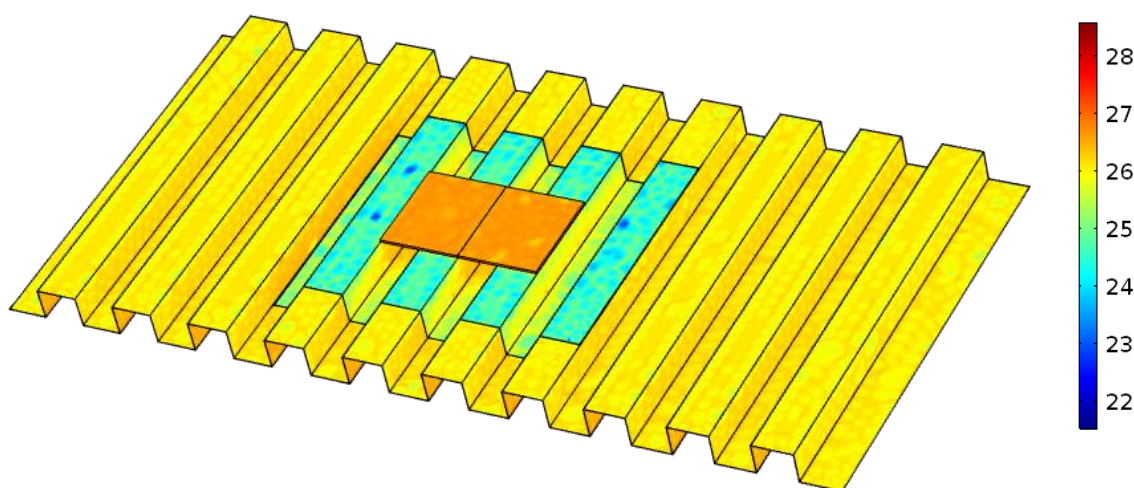
Figura 63 - Simulação termodinâmica entre 16:00 e 17:00 h



A análise da Figura 63 se assemelha à da Figura 64. Analisando as duas imagens é possível perceber pela escala em cores, que a temperatura das superfícies teve o mesmo comportamento e o mesmo valor em ambas as simulações.

Com níveis de irradiância solar baixos por se tratar do período final do dia, a simulação entre 17:00 e 18:00 h é mostrada na Figura 64.

Figura 64 - Simulação termodinâmica entre 17:00 e 18:00 h



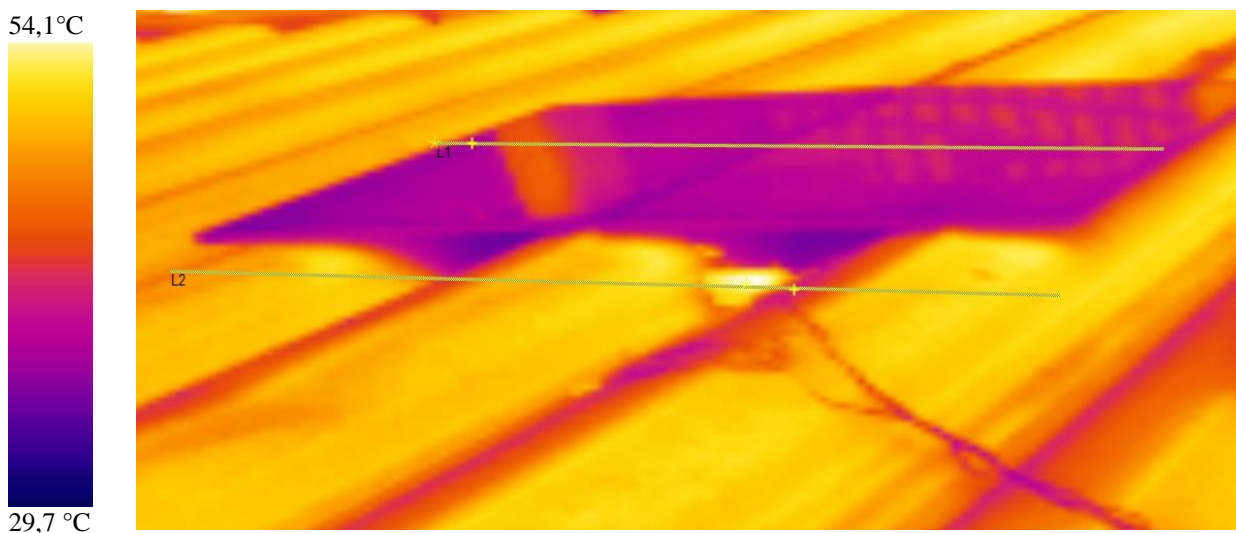
Pela escala em cores, observa-se na Figura 64 que o módulo fotovoltaico foi a superfície mais quente em análise, e que a temperatura do telhado com a pintura refletiva representa a parte mais fria.

3.6.2 Análise de dados com a câmera térmica

Para análise do resfriamento do painel e da interferência das áreas adjacentes na eficiência da pintura refletiva, as Figuras 65 a 68 mostram as imagens feitas em um dia ensolarado com índices de radiação máxima de 900 W/m^2 .

Na Figura 65 é possível analisar a temperatura no telhado e do painel fotovoltaico no Conjunto A. As linhas de temperatura na imagem referenciam a temperatura máxima e mínima nessas superfícies. A medição foi feita às 14:00 h.

Figura 65 – Comportamento da temperatura nos módulos fotovoltaicos e na superfície do telhado no Conjunto A



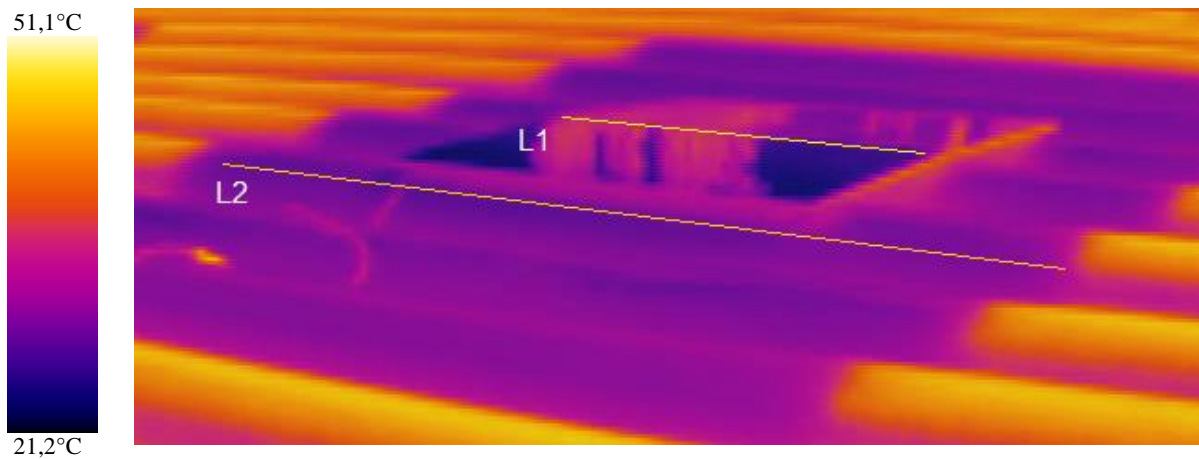
A Tabela 11 lista os valores de temperatura encontrados nos dois pontos de medição, onde L1 refere-se às temperaturas máximas e mínimas do módulo fotovoltaico, e L2 às máximas e mínimas da superfície do telhado.

Tabela 11 – Valores de temperatura obtidos através de imagens térmicas do conjunto A

Ponto	Temperatura Máxima	Temperatura mínima
L1	49,1°C	38,4°C
L2	53,9°C	41,7°C

A Figura 66 mostra a imagem térmica do conjunto B, onde as linhas L1 e L2 representam as temperaturas máximas e mínimas do telhado e do painel, registradas às 14:00 h.

Figura 66 - Comportamento da temperatura nos módulos fotovoltaicos e na superfície do telhado no Conjunto B



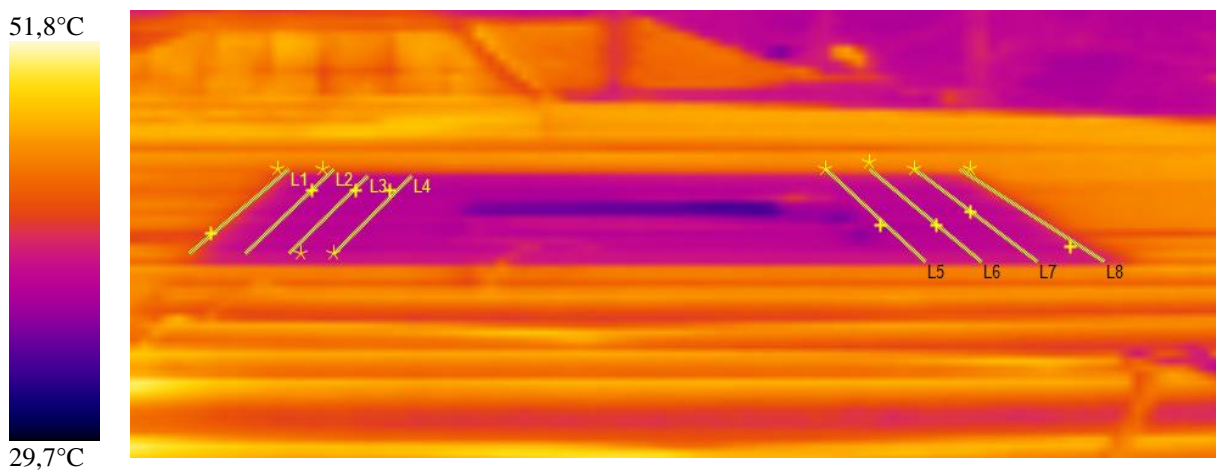
A partir da imagem da câmera térmica foram obtidos valores de temperatura do telhado pintado com tinta refletiva, e do painel instalado sobre essa superfície. A Tabela 12 lista os valores encontrados.

Tabela 12 - Valores de temperatura obtidos através de imagens térmicas do conjunto B

Linha	Temperatura Máxima	Temperatura mínima
L1	36,1°C	21,8°C
L2	31,6°C	28,8°C

A fim de avaliar a interferência das áreas adjacentes na eficiência da pintura refletiva através do gradiente de temperatura na área, a Figura 67 mostra as linhas de temperatura convergindo das extremidades até o centro da área pintada. A imagem foi registrada às 14:10 h.

Figura 67 – Gradiente de temperatura na área do telhado do Conjunto B



As temperaturas máximas e mínimas das linhas de temperatura mostradas na Figura 67 são listadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Comportamento da temperatura das extremidades até o centro da área pintada

Linha	Temperatura Máxima	Temperatura mínima
L1	39,2°C	36,0°C
L2	38,6°C	30,7°C
L3	32,7°C	30,4°C
L4	32,8°C	30,5°C
L5	40,3°C	29,8°C
L6	42,3°C	30,7°C
L7	40,5°C	31,3°C
L8	41,6°C	33,4°C

De acordo com os dados encontrados, é possível analisar que nas extremidades do módulo, no ponto em que começa a pintura refletiva, a temperatura já tem queda pouco expressiva nas demais linhas que convergem para o centro do telhado, o que indica que o resfriamento da área pintada não acontece de forma gradativa.

3.6.3 Comparação entre resultados da simulação termodinâmica e da medição com a câmera térmica

Para comparação entre os resultados obtidos na medição com a câmera térmica e na simulação termodinâmica, foi necessário a análise dos cenários nos mesmos horários de medição. O registro com a câmera térmica foi realizado às 14:00 h. Para fins de comparação, foi utilizada a etapa de simulação neste mesmo horário.

A temperatura máxima do telhado registrada pela câmera térmica foi de 53,9 °C na área sem a tinta refletiva. Na simulação termodinâmica o valor máximo registrado dessa mesma superfície foi de 45 °C. Já na superfície do telhado pintada a temperatura máxima registrada foi de aproximadamente 36,1 °C pelo registro da câmera térmica, enquanto a temperatura resultante da simulação nessa área foi de 25 °C.

A comparação entre o resultado simulado e o real evidencia a confiabilidade das etapas de simulação no que tange às temperaturas de superfície do telhado, visto que os resultados das duas medições neste mesmo horário se mantiveram próximos.

3.7 Análise de Viabilidade

Com base no índice oficial de inflação do Brasil, o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, 2017), calculou-se a média da variação da inflação dos últimos 12 meses, chegando a 5,43% ao ano, valor adotado neste estudo para simular o processo inflacionário.

A aplicação da taxa inflacionária foi efetuada sobre os custos com operação e manutenção, e custos de reposição dos inversores. Em relação às receitas provenientes da economia de energia, considerou-se que os efeitos da inflação já estão inclusos na taxa de reajuste tarifário.

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi escolhida com base na taxa de Crédito Imobiliário do Programa Minha Casa Minha Vida por se tratarem de alternativas de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, a qual é de 8,16% a.a.

Para determinar as receitas foi feita a média das variações da tarifa da CELG, onde foi encontrada a taxa de variação média nos 11 anos igual a 4,21% (Tabela 14) valor este que será considerado para projeção da tarifa para 25 anos, período da vida útil do projeto.

A TMA (8,16%) foi utilizada como taxa de financiamento no estudo de viabilidade. Já o valor da taxa de refinanciamento de 12% foi utilizada conforme Banco do Brasil (2017).

Tabela 14 – Variação tarifária do kWh de 2005 a 2016

Ano	Tarifa (R\$/kWh)	Variação em relação ao período anterior (%)
2005	0,2963	-
2006	0,3121	5,36%
2007	0,2935	-5,98%
2008	0,2935	0,00%
2009	0,2935	0,00%
2010	0,2935	0,00%
2011	0,3228	9,98%
2012	0,3617	12,06%
2013	0,2935	-18,86%
2014	0,3503	19,36%
2015	0,4666	33,20%
2016	0,4254	-8,83%
Taxa de Reajuste Tarifário		4,21%

A Tabela 15 representa o acréscimo da taxa de 4,21% ao ano em 25 anos de projeto. A tarifa com tributação utilizada como base para a projeção foi de R\$ 0,65 o kWh, conforme a Tabela tarifária da ANEEL (2017) para grupo residencial B1.

Tabela 15 – Reajuste da tarifa de energia ao longo de 25 anos

Ano	Tarifa (R\$/kWh)
0	0
1	0,65
2	0,68
3	0,71
4	0,73
5	0,77
6	0,80
7	0,83
8	0,87
9	0,90
10	0,94
11	0,98
12	1,02
13	1,06
14	1,11
15	1,16
16	1,20
17	1,26
18	1,31
19	1,36
20	1,42
21	1,48
22	1,54
23	1,61
24	1,68
25	1,75

Os dados de energia produzida em cada um dos conjuntos estudados foram informados no tópico 3.5.3 deste trabalho. Para análise de viabilidade da energia produzida por dia, foi feita uma média de geração dos valores obtidos nos sete dias de medição dos dois conjuntos analisados. Somada a média de geração dos 7 dias em cada conjunto, obteve-se os valores descritos na Tabela 16, que apresenta também o acumulado de energia durante o ano, a partir do cálculo da produção diária de cada conjunto, multiplicada pelos 365 dias do ano.

Tabela 16 - Energia produzida por cada conjunto Fotovoltaico

Conjuntos	Energia produzida por dia (kWh/dia)	Energia produzida por ano (kWh/ano)
A	1,92	703,88
B	1,97	721,88

No cálculo do custo do investimento, a Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE, 2017) determina que 1% do valor do investimento inicial seja gasto com o custo de manutenção do sistema. Diante disso, para os custos de operação e manutenção tem-se o valor de R\$ 43,07/ano para o conjunto A, e R\$ 43,92/ano para o conjunto B. A cada ano acrescentou-se à esses valores a taxa de inflação de 5,43%/ano, conforme a média IPCA nos últimos 12 meses, apresentada no Banco Central do Brasil (2017).

Como mostra a Tabela 17, o valor dos inversores no ano 0 representa o custo do investimento inicial gasto com o equipamento. O custo desses inversores foi projetado para os 25 anos do projeto acrescentando-se a cada ano desde o valor inicial a taxa de 5,43% conforme (BCB, 2017). A troca dos inversores será necessária no ano 10, onde o inversor custará R\$ 2.444,53 e no ano 20, onde o inversor custará R\$ 4.147,98.

Tabela 17 – Custo da troca dos inversores nos anos 10 e 20

Ano	Custo da Troca dos Inversores	
0	R\$	1.440,63
1	R\$	1.518,86
2	R\$	1.601,33
3	R\$	1.688,28
4	R\$	1.779,96
5	R\$	1.876,61
6	R\$	1.978,51
7	R\$	2.085,94
8	R\$	2.199,21
9	R\$	2.318,62
10	R\$	2.444,53
11	R\$	2.577,26
12	R\$	2.717,21
13	R\$	2.864,75
14	R\$	3.020,31
15	R\$	3.184,31
16	R\$	3.357,22
17	R\$	3.539,52
18	R\$	3.731,71
19	R\$	3.934,34
20	R\$	4.147,98
21	R\$	4.373,21
22	R\$	4.610,68
23	R\$	4.861,04
24	R\$	5.124,99
25	R\$	5.403,28

As Tabelas 18 e 19 apresentam, respectivamente, o investimento inicial dos conjuntos A e B. Diante desses valores e dos demais já apresentados, foi calculado o fluxo de caixa dos dois conjuntos, conforme Tabelas 20 e 21.

Tabela 18 - Investimento inicial do conjunto A

Equipamento	Quant.	Custo Unitário	Custo Total
Painel solar Tecnometal - modelo SV240D20 de 240Wp	2	R\$ 800,00	R\$ 1.600,00
Microinversor YC 500	1	R\$ 1.440,63	R\$ 1.440,63
Mão de obra e Materiais de Instalação	X	R\$ 1.266,66	R\$ 1.266,66
TOTAL			R\$ 4.307,29

Tabela 19 - Investimento inicial do conjunto B

Equipamento	Quant.	Custo Unitário	Custo Total
Painel solar Tecnometal - modelo SV240D20 de 240Wp	2	R\$ 800,00	R\$ 1.600,00
Microinversor YC 500	1	R\$ 1.440,63	R\$ 1.440,63
Tintura Refletiva (3 Litros)	1	R\$ 77,80	R\$ 77,80
Rolo para pintura	1	R\$ 6,50	R\$ 6,50
Mão de obra e Materiais de Instalação	X	R\$ 1.266,66	R\$ 1.266,66
TOTAL			R\$ 4.391,59

Tabela 20 - Fluxo de caixa do conjunto A

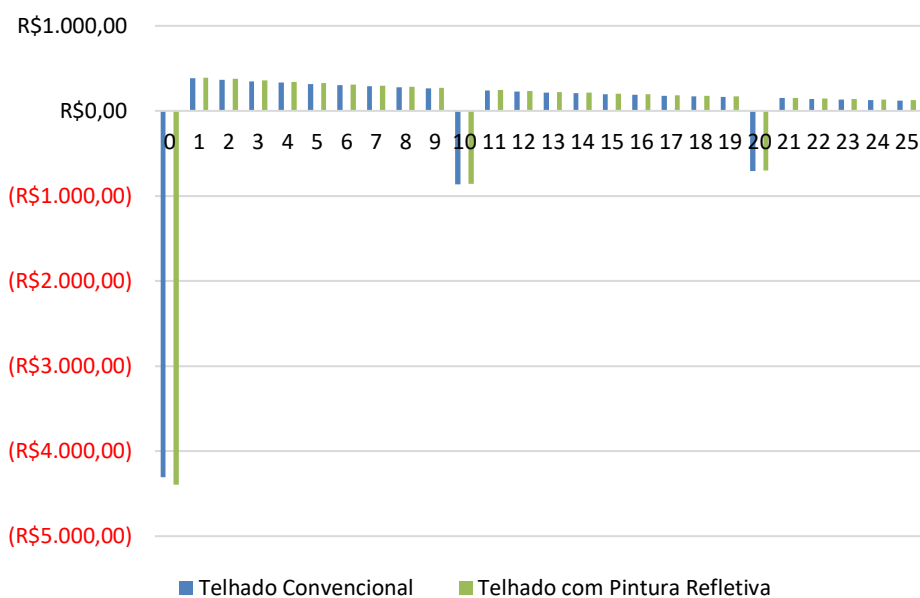
Ano	Receita	Despesa	Troca de inversor	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Payback descontado
0	-	-R\$ 4.307,29	-	-R\$ 4.307,29	-R\$ 4.307,29	-R\$ 4.307,29
1	R\$ 457,08	-R\$ 43,07	-	R\$ 414,01	R\$ 382,78	-R\$ 3.924,51
2	R\$ 472,74	-R\$ 45,41	-	R\$ 427,33	R\$ 365,28	-R\$ 3.559,23
3	R\$ 488,94	-R\$ 47,88	-	R\$ 441,06	R\$ 348,58	-R\$ 3.210,65
4	R\$ 505,69	-R\$ 50,48	-	R\$ 455,21	R\$ 332,62	-R\$ 2.878,03
5	R\$ 523,01	-R\$ 53,22	-	R\$ 469,79	R\$ 317,38	-R\$ 2.560,66
6	R\$ 540,93	-R\$ 56,11	-	R\$ 484,82	R\$ 302,82	-R\$ 2.257,84
7	R\$ 559,46	-R\$ 59,15	-	R\$ 500,30	R\$ 288,91	-R\$ 1.968,93
8	R\$ 578,62	-R\$ 62,37	-	R\$ 516,26	R\$ 275,63	-R\$ 1.693,29
9	R\$ 598,45	-R\$ 65,75	-	R\$ 532,69	R\$ 262,95	-R\$ 1.430,34
10	R\$ 618,95	-R\$ 69,32	-R\$ 2444,53	-R\$ 1.894,90	-R\$ 864,81	-R\$ 2.295,15
11	R\$ 640,15	-R\$ 73,09	-	R\$ 567,06	R\$ 239,28	-R\$ 2.055,87
12	R\$ 662,08	-R\$ 77,06	-	R\$ 585,02	R\$ 228,23	-R\$ 1.827,64
13	R\$ 684,76	-R\$ 81,24	-	R\$ 603,52	R\$ 217,68	-R\$ 1.609,96
14	R\$ 708,22	-R\$ 85,65	-	R\$ 622,57	R\$ 207,61	-R\$ 1.402,35
15	R\$ 732,48	-R\$ 90,30	-	R\$ 642,18	R\$ 198,00	-R\$ 1.204,35
16	R\$ 757,57	-R\$ 95,21	-	R\$ 662,37	R\$ 188,81	-R\$ 1.015,54
17	R\$ 783,53	-R\$ 100,38	-	R\$ 683,15	R\$ 180,05	-R\$ 835,49
18	R\$ 810,37	-R\$ 105,83	-	R\$ 704,54	R\$ 171,67	-R\$ 663,82
19	R\$ 838,13	-R\$ 111,57	-	R\$ 726,56	R\$ 163,68	-R\$ 500,14
20	R\$ 866,84	-R\$ 117,63	-R\$ 4147,98	-R\$ 3.398,77	-R\$ 707,93	-R\$ 1.208,06
21	R\$ 896,54	-R\$ 124,02	-	R\$ 772,52	R\$ 148,77	-R\$ 1.059,30
22	R\$ 927,25	-R\$ 130,75	-	R\$ 796,50	R\$ 141,81	-R\$ 917,48
23	R\$ 959,01	-R\$ 137,85	-	R\$ 821,16	R\$ 135,17	-R\$ 782,31
24	R\$ 991,87	-R\$ 145,34	-	R\$ 846,53	R\$ 128,84	-R\$ 653,47
25	R\$ 1.025,85	-R\$ 153,23	-	R\$ 872,61	R\$ 122,79	-R\$ 530,68

Tabela 21 – Fluxo de caixa do conjunto B

Ano	Receita	Despesa	Troca de inversor	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Payback descontado
0	R\$ -	-R\$ 4.391,59	-	-R\$ 4.391,59	-R\$ 4.391,59	-R\$ 4.391,59
1	R\$ 468,77	-R\$ 43,92	-	R\$ 424,85	R\$ 392,80	-R\$ 3.998,79
2	R\$ 484,83	-R\$ 46,30	-	R\$ 438,53	R\$ 374,85	-R\$ 3.623,94
3	R\$ 501,43	-R\$ 48,81	-	R\$ 452,62	R\$ 357,71	-R\$ 3.266,23
4	R\$ 518,61	-R\$ 51,47	-	R\$ 467,15	R\$ 341,34	-R\$ 2.924,89
5	R\$ 536,38	-R\$ 54,26	-	R\$ 482,12	R\$ 325,70	-R\$ 2.599,18
6	R\$ 554,75	-R\$ 57,21	-	R\$ 497,55	R\$ 310,77	-R\$ 2.288,42
7	R\$ 573,76	-R\$ 60,31	-	R\$ 513,45	R\$ 296,50	-R\$ 1.991,92
8	R\$ 593,41	-R\$ 63,59	-	R\$ 529,83	R\$ 282,88	-R\$ 1.709,04
9	R\$ 613,74	-R\$ 67,04	-	R\$ 546,70	R\$ 269,87	-R\$ 1.439,17
10	R\$ 634,77	-R\$ 70,68	-R\$ 2.444,53	-R\$ 1.880,44	-R\$ 858,21	-R\$ 2.297,38
11	R\$ 656,51	-R\$ 74,52	-	R\$ 581,99	R\$ 245,58	-R\$ 2.051,80
12	R\$ 679,00	-R\$ 78,56	-	R\$ 600,44	R\$ 234,24	-R\$ 1.817,56
13	R\$ 702,26	-R\$ 82,83	-	R\$ 619,43	R\$ 223,42	-R\$ 1.594,14
14	R\$ 726,32	-R\$ 87,33	-	R\$ 638,99	R\$ 213,09	-R\$ 1.381,05
15	R\$ 751,20	-R\$ 92,07	-	R\$ 659,13	R\$ 203,22	-R\$ 1.177,83
16	R\$ 776,94	-R\$ 97,07	-	R\$ 679,87	R\$ 193,80	-R\$ 984,02
17	R\$ 803,55	-R\$ 102,34	-	R\$ 701,21	R\$ 184,81	-R\$ 799,22
18	R\$ 831,08	-R\$ 107,90	-	R\$ 723,18	R\$ 176,22	-R\$ 623,00
19	R\$ 859,55	-R\$ 113,76	-	R\$ 745,79	R\$ 168,02	-R\$ 454,99
20	R\$ 889,00	-R\$ 119,93	-R\$ 4.147,98	-R\$ 3.378,92	-R\$ 703,79	-R\$ 1.158,78
21	R\$ 919,45	-R\$ 126,45	-	R\$ 793,00	R\$ 152,71	-R\$ 1.006,06
22	R\$ 950,95	-R\$ 133,31	-	R\$ 817,64	R\$ 145,58	-R\$ 860,49
23	R\$ 983,52	-R\$ 140,55	-	R\$ 842,97	R\$ 138,77	-R\$ 721,72
24	R\$ 1.017,22	-R\$ 148,18	-	R\$ 869,03	R\$ 132,26	-R\$ 589,46
25	R\$ 1.052,06	-R\$ 156,23	-	R\$ 895,83	R\$ 126,06	-R\$ 463,41

Os valores do fluxo de caixa são representados graficamente na Figura 68. A troca dos inversores representou queda no fluxo de caixa nos anos 10 e 20. Nos anos em que o fluxo de caixa aparece positivo, tem-se que a economia de energia obtida através da receita da geração de energia foi superior às despesas operacionais dos sistemas.

Figura 68 - Fluxo de Caixa dos conjuntos A e B



A Tabela 22 apresenta os resultados referentes aos indicadores utilizados para a análise de viabilidade econômica das três alternativas de sistemas fotovoltaicos. Observa-se que o payback dos dois conjunto é superior à 25 anos. Todavia, analisando o VPL e a TIRM de ambos os conjuntos, tem-se que, do ponto de vista econômico, a implantação do conjunto B é mais viável que a do conjunto A.

Tabela 22 - Viabilidade Econômica das Alternativas Analisadas

Conjunto	VPL	TIRM	Payback (anos)
A	-R\$ 530,68	8,45%	>25
B	-R\$ 463,41	8,49%	>25

Os indicadores econômicos utilizados contribuem de forma direta na tomada de decisão para escolha da alternativa de maior rendimento do ponto de vista econômico. Ainda que os resultados da viabilidade evidenciem o tempo de retorno do investimento superior à vida útil do projeto e valor presente negativo, a utilização de fontes alternativas de energia contempla multibenefícios à comunidade como um todo.

Considera-se ainda, na opção de instalação do conjunto fotovoltaico em telhado refletivo, a economia de energia proveniente da não utilização de refrigeradores de ar, a partir do conforto térmico proporcionado por esse tipo de cobertura.

VII

CAPÍTULO

CONCLUSÃO

De acordo com os resultados apresentados, analisando ainda o acumulado de energia durante as 10 horas diárias de medição nos sete dias de aquisição de dados, conclui-se que os módulos fotovoltaicos instalados em superfície refletiva têm maior eficiência energética que os módulos instalados em superfície de aço galvanizada, dado que poderá variar de acordo com as alterações do modo de instalação, como angulação dos módulos.

A análise dos gráficos, que apresentam oscilações distintas devido às modificações das variáveis atmosféricas de cada dia, apresentam durante o período de medição comportamento similar, no qual a temperatura do telhado e do módulo no conjunto B foi superior à do conjunto A nas primeiras horas de medição, onde os níveis de irradiância solar eram mais baixos. A partir das 11:00 h, horário onde a incidência de radiação aumentava consideravelmente, a eficiência da tinta refletiva foi maior.

Diante das medições da temperatura do módulo fotovoltaico instalado nos dois conjuntos, tem-se que em 50,4% das medições os módulos instalados em conjunto sem a tinta refletiva apresentaram menor temperatura, o que diverge dos resultados das grandezas elétricas, que apresentam uma maior eficiência dos módulos instalados em conjunto B.

Nas medições analisadas as temperaturas dos módulos instalados em conjunto A são inferiores à dos módulos instalados em conjunto B, em horários onde a temperatura dos módulos instalados nesse conjunto são menores. Diante disso, tem-se que o resfriamento dos módulos em valores inferiores às condições ideais de funcionamento, não acarretam ganho energético por esses dispositivos.

Já os gráficos de temperatura do ambiente divergem um do outro em cada dia de medição, onde na maioria delas a temperatura em conjunto B foi inferior à do conjunto A nas primeiras horas do dia. Nos demais horários as temperaturas se equiparavam, com baixa disparidade entre si.

Diante dos fatos apresentados, com relação à eficiência da tinta refletiva para resfriamento de superfície, tem-se a comprovação dessa eficácia, principalmente em altas temperaturas com altos índices de irradiância solar. Foi verificado que nas primeiras e últimas horas de medição,

aproximadamente das 08:00 h às 11:00 h e entre 17:00 h – 18:00 h, o telhado sem a tinta tem temperatura inferior ao telhado com a tinta, com uma pequena diferença.

Já nos demais intervalos fora destes horários, a pintura refletiva resfriou o telhado que chegou a medir, em dado horário, 19,6 °C a menos que o telhado de aço galvanizado que não teve suas características alteradas.

Os altos índices de emissividade da tinta em conjunto com os baixos valores de albedo ou absorvância da mesma, promovem o resfriamento da superfície em contato com esse material, que não retém o calor incidente, dissipando este em ondas infravermelhas.

Por fim, conclui-se que os índices relacionados à capacidade térmica do material onde são instalados os módulos fotovoltaicos interferem em sua temperatura de funcionamento, impactando a geração de energia por essa fonte renovável.

A área ideal de instalação de um módulo fotovoltaico compreende um local com altos índices de irradiância solar e baixas temperaturas. Objetivando melhor eficiência de um módulo fotovoltaico, têm-se que o material da superfície de instalação deste deve, preferencialmente, apresentar baixo índice de albedo, de forma que o calor refletido não seja absorvido pela superfície, e sim, emitido às áreas adjacentes da instalação.

É importante ressaltar que essa conclusão deriva dos resultados onde as células solares foram compostas por silício policristalino, instaladas perpendicularmente sobre a superfície, sem angulação. A inserção de qualquer ângulo no momento da instalação, bem como a variação do tipo de célula solar e até mesmo a alteração das variáveis atmosféricas do local (massas de ar, temperatura, pluviosidade) podem alterar os resultados e conclusões do estudo.

Os resultados obtidos através das etapas de simulação apontaram que, ainda diante da alta capacidade de conduzir calor do telhado de aço galvanizado poderia interferir no resfriamento da superfície pintada, todavia, de acordo com as imagens de simulação e com as fotos térmicas obtidas, conclui-se que o aquecimento da área pintada por interferência da área adjacente, não ocorre.

Ainda que uma fonte de calor seja colocada nas áreas próximas à superfície pintada, a mesma esquentaria de uma forma unificada, ou seja, não ocorreria um aumento gradativo da temperatura das proximidades da fonte até o centro da superfície. Sendo assim, os resultados

dessa etapa permitem concluir que, caso haja o interesse de se delimitar uma área em específico para a aplicação da tinta refletiva e posterior instalação dos módulos, o mesmo pode ser feito, não havendo assim a necessidade de aplicar o revestimento sobre toda a área.

Ainda que os resultados da simulação não coincidam de forma exata com os resultados obtidos através do experimento prático, conclui-se que o tamanho da área pintada, desde que sobreponha o tamanho da área do módulo, ou do conjunto de módulos instalados, não interferirá na eficiência do material em emitir a radiação solar, promovendo o resfriamento da superfície.

Com relação aos resultados de viabilidade analisados, o período de retorno de investimento dos dois conjuntos foi superior ao tempo de vida útil do sistema. Todavia, tem-se que o conjunto B apresenta maior viabilidade que o conjunto A, pelo fato da energia produzida por este conjunto ter sido superior.

3.8 Contribuições do trabalho e sugestões para trabalhos futuros

No contexto geral este trabalho abordou diversas áreas do conhecimento, visto que, além da realização do trabalho prático, foram executadas rotinas de simulação computacional e análise econômica. Diante dos resultados e conclusões já apresentados, a principal contribuição deste trabalho refere-se à análise da interferência da área de instalação na eficiência energética do painel fotovoltaico. Diversos estudos são realizados na busca por medidas que reduzam as temperaturas de funcionamento dos painéis e pouco se é discutido sobre as variáveis externas que influenciam essa temperatura.

Para trabalhos futuros sugere-se:

- Variação dos tipos de células solares nos mesmos ambientes de instalação aqui apresentados;
- Variação da angulação dos módulos fotovoltaicos;
- Inserção de um novo conjunto instalado em superfície pintada com tinta escura;
- Instalação de módulos fotovoltaicos em telhado verde

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AZEVEDO, A. F. M. Método dos elementos finitos. 2011.
- ASSAF NETO, Alexandre. Finanças Corporativas e Valor. 2. Ed. São Paulo: Editora Atlas, 2006.
- ABINNE. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinne. 2012.
- ABREU. F., SOUZA. C. P., GONÇALVES, D. A. CURY, V. Q. Finanças corporativas. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2007.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Base de dados Aneel**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/tarifaAplicada/index.cfm>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2017.
- AKBARI, H., MATTHEWS, H. D. Global cooling updates: reflective roofs and pavements. *Energy and Buildings*, v. 55, p. 2-6, 2012.
- AKBARI, H., POMERANTZ, M., TAHA, H. Cool surfaces and shade trees to reduce energy use and improve air quality in urban areas. *Solar energy*, v. 70, n. 3, p. 295-310, 2001.
- AKBARI, H., KONOPACKI, S., POMERANTZ, M. Cooling energy savings potential of reflective roofs for residential and commercial buildings in the United States. *Energy*, v. 24, n. 5, p. 391-407, 1999.
- ARMSTRONG, S.; HURLEY, W. G. A thermal model for photovoltaic panels under varying atmospheric conditions. *Applied Thermal Engineering*, v. 30, n. 11, p. 1488-1495, 2010. Curral. N. C. L. “Micro inversor para módulo fotovoltaico”. 2012. Tese de Doutorado. Universidade do Porto.
- ASSAF, N. A. Os métodos quantitativos de análise de investimentos. *Caderno de Estudos*, n. 6, p. 01-16, 1992.
- BAHAIDARAH, H., BALOCH, A., GANDHIDASAN, P. Uniform cooling of photovoltaic panels: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 57, p. 1520-1544, 2016.
- BALOCH, A. A., BAHADARAH, H. M., GANDHIDASAN, P., & AL-SULAIMAN, F. A. (2015). Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling. *Energy Conversion and Management*, 103, 14-27.
- BARBIERI, José Carlos; ÁLVARES, Antonio Carlos Teixeira; MACHLINE, Claude. Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações. *Gepros: Gestão da Produção, Operações e Sistemas*, v. 2, n. 4, p. 131, 2007.
- BARROS, H. R.; LOMBARDO, M. A. A ilha de calor urbana e o uso e cobertura do solo em São Paulo-SP. *Geosp – Espaço e Tempo (Online)*, v. 20, n. 1, p. 160-177, mês. 2016. ISSN 2179-0892. Disponível em: <http://www.revistas.usp.br/geosp/article/view/97783>. DOI: <http://dx.doi.org/10.11606/issn.2179-0892.geosp.2016.97783>. Data de acesso: 17/11/2016.

BERNARDES, L. M. C. Células Solares Sensibilizadas por Pontos Quânticos, 2015.

BERNDTSSON, J. C. Green roof performance towards management of runoff water quantity and quality: a review. *Ecological Engineering*, v. 36, n. 4, p. 351-360, 2010.

BHANDARI, B., LEE, K. T., LEE, C. S., SONG, C. K., MASKEY, R. K., & AHN, S. H. (2014). A novel off-grid hybrid power system comprised of solar photovoltaic, wind, and hydro energy sources. *Applied Energy*, 133, 236-242. BRAUN-GRABOLLE, P. A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana. 2010.

BRITO, M. A. G. Inversores Integrados Monofásicos e Trifásicos para Aplicações Fotovoltaicas: Técnicas para obtenção de MPPT, detecção e proteção de ilhamento, sincronização e paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica. 2013.

BUDAY, M. S. Measuring irradiance, temperature and angle of incidence effects on photovoltaic modules in Auburn Hills, Michigan. 2011. Tese de Doutorado. University of Michigan.

CÂMARA, C. F. Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Universidade Federal de Lavras, UFLA, MG, 2011.

CARNEIRO, J. Electromagnetismo B. Módulos fotovoltaicos características e associações. Universidade do Minho Escola de Ciências Departamento de Física Campus de Azurém, Guimarães, 2010.

CARVALHO, E. F. A., CALVETE, M. J. F. Energia Solar: Um passado, um presente... um futuro auspicioso. *Revista Virtual de Química*, v. 2, n. 3, p. 192-203, 2010.

CDB. CDB do Banco do Brasil – BB – Entenda antes de investir. Disponível em <https://daxinvestimentos.com/cdb-banco-do-brasil-bb/>. Acesso em: 15 de fevereiro de 2017.

CEMIG, COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Atlas Solarimétrico de Minas Gerais. Belo Horizonte: Cemig, 2012.

CIBSE CODE Code for Interior Lighting. London, 1984.

COLTRI, P. P., VELASCO, G. D. N., POLIZEL, J. L., DEMETRIO, V. A., & FERREIRA, N. J. (2007). Ilhas de Calor da estação de inverno da área urbana do município de Piracicaba, SP. X III SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SENSORIAMENTO REMOTO. Anais... Florianópolis, Brasil, 21-26.

CORREA, M. P. Radiação Solar e Terrestre. Disponível em: http://www.solar.unifei.edu.br/pdf/EAM10_CAP2.pdf. Data de acesso: 07/12/2016.

COSTA, B. S., COELHO, G. T. F., PEREIRA, D. R. Estudo da Influência do Telhado de Verde, como Material Empregado em Construção, sobre a Temperatura. Congresso Técnico Científico da Engenharia e da Agronomia CONTECC' 2015 Centro de Eventos do Ceará - Fortaleza – CE 15 a 18 de setembro de 2015.

DICKINSON, E. J. F., EKSTRÖM, H. FONTES, Ed. COMSOL Multiphysics®: Finite element software for electrochemical analysis. A mini-review. *Electrochemistry communications*, v. 40, p. 71-74, 2014.

EPIA. European Photovoltaic Industry Association. Data de acesso: 15/02/2017. Disponível em: <http://www.epia.org/>

EL CHAAR, L., EL ZEIN, N. (2011). Review of photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 15, n. 5, p. 2165-2175, 2011.

FADIGAS, E. A. F. A. Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica. Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2012.

FERREIRA, F. L. S; PRADO, R. T. A. Medição do albedo ou refletância dos materiais utilizados em coberturas de edifícios no Brasil. ENCAC-COTED. Curitiba: Brazil, 2003.

FROTA, A. B., SCHIFFER, S. R. Manual de Conforto Térmico. Studio Nobel. (Câmara Brasileira do Livro, SP, Brasil), 5ª edição, 1987.

FU, Q. RADIATION (SOLAR). *Science*, v. 312, n. 5777, p. 1179-1179, 2003.

GALDINO, M. A. Um ano e meio de operação do sistema fotovoltaico conectado à rede do CEPEL. In: X Congresso brasileiro de energia. Rio de Janeiro. 2004.

GANG-ANG, T. Manual de engenharia fotovoltaica (1990).

GARCÍA, A. M. C., BALENZATEGUI, J. L. Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature calculations. *Renewable energy*, v. 29, n. 12, p. 1997-2010, 2004.

GARCIA, C. Modelagem e Simulação de Processos Industriais e de Sistemas Eletromecânicos Vol. 1. Edusp, 2005.

GARTLAND, L. Heat islands: understanding and mitigating heat in urban areas. 2ISBN 978-85-86238-99-4. Disponível em: <http://s3-sa-east-1.amazonaws.com/ofitexto/arquivos/Degustacao-Ilhas-de-Calor.pdf>. Data de acesso: 17/11/2016.

GITMAN, L. J. Princípios de administração Financeira / Lawrence J. Gitman; tradução Allan Vidigal Hastings; revisão técnica Jean Jacques Salim. – 12. Ed. – São Paulo: Person Prentice Hall, 2010.

GOETZBERGER, A., HOFFMANN, V. U. Photovoltaic solar energy generation. Springer Science & Business Media, 2005.

GOMES, P. L. I. Células solares semi-transparentes de silício amorfo micro/nanocristalino. 2009. Tese de Doutorado. FCT-UNL.

GONÇALVES, E. J. R. Inversor de baixa potência com seguidor do ponto de máxima potência integrado. 2013. Tese de Doutorado.

- GUSSOW, M. Eletricidade básica: Coleção Schaum. Bookman Editora, 2009.
- HILDEBRANDT, J. L. BATTISTEL, O. L. Modelo para transmissão de calor em condutor cilíndrico. *Disciplinarum Scientia| Naturais e Tecnológicas*, v. 2, n. 1, p. 133-151, 2016.
- HIDALGO, F. G., MARTINEZ, R. F., VIDAL, E. F. Design of a Low-cost Sensor for Solar Irradiance. 2013.
- HILTEN, R. N., LAWRENCE, T. M., TOLLNER. Modeling stormwater runoff from green roofs with HYDRUS-1D. *Journal of Hydrology* Volume 358, Edições 3-4 , 5 de setembro de 2008, Pages 288-293. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jhydrol.2008.06.010>. Data de acesso: 16/11/2016.
- HINRICHS, R. A., KLEINBACH, M., REIS, L. B. Energia e meio ambiente. Cengage Learning Editores, 5ª edição, 2014.
- HONSBURG, C., BOWDEN, S. PV Module Temperature. Disponível em: <http://pveducation.org/pvc/drom/modules/pv-module-temperature>. Data de acesso: 05/11/2016.
- HUANG, Z., CONWAY, P. P., THOMSON, R. C., DINSDALE, A. T., & ROBINSON, J. A. A computational interface for thermodynamic calculations software MTDATA. *Calphad*, v. 32, n. 1, p. 129-134, 2008.
- HUI, S. C. M., CHAN, S. C. Integration of green roof and solar photovoltaic systems. In: Joint symposium. 2011. p. 1-12.
- IBGE. Índices de Preços ao Consumidor - IPCA e INPC. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201504_1.shtm. Data de acesso: 05/02/2017.
- IQBAL, M. An introduction to solar radiation. Elsevier, 2012.
- INMET. Instituto Nacional de Meteorologia. Disponível em: http://www.inmet.gov.br/sonabra/pg_dspDadosCodigo_sim.php?QTAWMg. Data de acesso: 31/08/2017.
- INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais. Disponível em: <http://satelite.cptec.inpe.br/uv/>. Data de acesso: 03/01/2017.
- KASSAI, José Roberto. Conciliação entre o VPL e o EVA®: abordagem matemática e contábil do Lucro Econômico. *Revista Brasileira de Contabilidade*, n. 156, p. 22-35, 2005.
- KASSAI, J. R. EAC 202. Análise das Demonstrações Contábeis.
- KOUHNAVARD, M. KOUHNAVARD, M., IKEDA, S., LUDIN, N. A., KHAIRUDIN, N. A., GHAFFARI, B. V., MAT-TERIDI, M. A., SOPIAN, K. A review of semiconductor materials as sensitizers for quantum dot-sensitized solar cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 37, p. 397-407, 2014.

- KRAUTER, S. Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar energy materials and solar cells*, v. 82, n. 1, p. 131-137, 2004.
- LAMBERTS, R.; DUTRA, L.; PEREIRA, F. *Eficiência energética na arquitetura*. São Paulo: PW, 1997.
- LAFABE - Laboratório de Fontes Alternativas de Energia “A influência da temperatura no desempenho elétrico dos módulos: O comportamento térmico do painel”. Disponível em: <http://www.solar.coppe.ufrj.br/practica2.html>. Data de acesso: 08/02/2017.
- LINHARES, A. R. *Energia Solar*. Clube de Autores, 2016.
- LOTTI, R. S. LOTTI, R. S., MACHADO, A. W., MAZZIEIRO, Ê. T., & LANDRE JÚNIOR, J. Aplicabilidade científica do método dos elementos finitos. *R Dental Press Ortodon Ortop Facial*, v. 11, n. 2, p. 35-43, 2006.
- Moharram, K. A., Abd-Elhady, M. S., Kandil, H. A., & El-Sherif, H. (2013). Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling. *Ain Shams Engineering Journal*, 4(4), 869-877.
- MARTINS, F. R., PEREIRA, E. B., ECHER, M. P. S. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geostacionário—o Projeto Swera. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 26, n. 2, p. 145-159, 2004.
- MARQUES, J. P. S. M., PEREIRA, A. J. C. *Estudo de Sistemas de Microprodução de Energia Elétrica Híbridos que Utilizam a Energia Solar e Eólica*, 2011.
- MASCARÓ, L. R. *Energia na edificação*. São Paulo: Projeto Editores Associados, 1991.
- MARKVART, T., CASTAÑER, L. *Practical handbook of photovoltaics fundamentals and application*. Elsevier, 2004. 984 p.
- MASTERVOLT. Lifespan of Solar inverters. MASTERVOLT. Disponível em: <http://www.mastervolt.com/news/lifespan-of-solar-inverters/>. Acesso em: 22 de fevereiro de 2017.
- MCMV. Programa Minha Casa Minha Vida. Disponível em: <http://www.minhacasaminhavid.gov.br/sobre-o-programa.html#faixa-3>. Acessado em: 20/05/2017.
- MENTENS, J., RAES, D., HERMY, M. Green roofs as a tool for solving the rainwater runoff problem in the urbanized 21st century. *Landscape and urban planning*, v. 77, n. 3, p. 217-226, 2006
- MINEMOTO, T., NAGAE, S., TAKAKURA, H. Impact of spectral irradiance distribution and temperature on the outdoor performance of amorphous Si photovoltaic modules. *Solar energy materials and solar cells*, v. 91, n. 10, p. 919-923, 2007.
- MOREIRA, E. B. M. *Variação espacial e multitemporal das temperaturas da superfície na cidade do Recife*. 2009.

NEVES, G. M. Influência do Espectro da Radiação Solar em Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado. INPE, 2016.

New York City. “Cool Roofs”. Disponível em:
<http://www.nyc.gov/html/coolroofs/html/how/how.shtml>. Data de acesso: 04/01/2017.

NORTON, B., EAMES, P. C., MALLICK, T. K., HUANG, M. J., MCCORMACK, S. J., MONDOL, J. D., & YOHANIS, Y. G. **Solar** Energy, v. 85, n. 8, p. 1629-1664, 2011.

NOTTON, G., CRISTOFARI, C., MATTEI, M., & POGGI, P. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. Applied Thermal Engineering, v. 25, n. 17, p. 2854-2877, 2005.

OLIVEIRA, A. Método da taxa interna de retorno: caso de taxas múltiplas. Revista de Administração de Empresas, v. 19, n. 2, p. 87-90, 1979.

PAMPLONA, E. O., MONTEVECHI, J. A. Engenharia econômica avançada. 2006.

PARIDA, B., INIYAN, S., GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. Renewable and sustainable energy reviews, v. 15, n. 3, p. 1625-1636, 2011.

PAULESCU, M. PAULESCU, M., PAULESCU, E., GRAVILA, P., & BADESCU, V. Weather modeling and forecasting of PV systems operation. Springer Science & Business Media, 2013.

PEREIRA, W. A., ALMEIDA, L. da S. Método manual para cálculo da taxa interna de retorno. Revista Objetiva, n. 04, 2008.

PÉREZ, H., ÁLVAREZ, G., GILBERT, H. XAMÁN, J. CHÁVEZ, Y., SHAH, B. Thermal performance of a concrete cool roof under different climatic conditions of Mexico. Energy Procedia, v. 57, p. 1753-1762, 2014. M. Hosseini, and H. Akbari Effect of cool roofs on commercial buildings energy use in cold climates. Energy and Buildings, 114, 143-155, 2016.

PORTAL SOLAR. Tipos de Painel Fotovoltaico. Disponível em:
<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>. Data de acesso: 08/11/2016.

PORTAL ENERGIA. Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <http://www.portal-energia.com/energia-solar-fotovoltaica/> Data de acesso: 06/12/2016.

PULINO, P. Métodos dos Elementos Finitos. 2014.

REIS, D. C. Análise Crítica do Processo de Licenciamento Ambiental de Usinas Fotovoltaicas. Dissertação de mestrado, 2015.

REIS, L. B. Geração de energia elétrica. Editora Manole, 2015.

REIS, M. V. F. Simulação numérica da transferência de calor em problemas radiativos-condutivos. 2001

RIVERO, R. Arquitetura e clima: acondicionamento térmico natural. Porto Alegre: Luzzatto, 1986.

RODRIGUES G., PEZZUTO, C. C. Medição da Refletância e Análise de sua Influência nos Materiais Construtivos da Envoltória da Edificação. Anais do XVIII Encontro de Iniciação Científica – ISSN 1982-0178, 2013.

ROYNE, A., DEY, CHRISTOPHER, J., MILLS, D. R. Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: a critical review. Solar energy materials and solar cells, v. 86, n. 4, p. 451-483, 2005.

RUBBO, P. N., JASINSKI, É. F. A tecnologia das células fotovoltaicas. Revista Técnico Científica do IFSC, v. 1, n. 5, p. 781, 2013.

SAMPAIO FILHO, A. C.S. Taxa interna de retorno modificada: proposta de implementação automatizada para cálculo em projetos não-periódicos, não necessariamente convencionais. 2008. Dissertação (Mestrado em Administração em Geral)-Pós-Graduação em Administração das Faculdades Ibmec, Rio de Janeiro: Faculdades Ibmec.

SCHENKEL, G. Monitoramento e análise de um sistema fotovoltaico conectado à rede com uso de microinversor. 2015.

SCHERBA, A. SAILOR, D. J., ROSENSTIEL, T. N., WAMSER, C. C. Modeling impacts of roof reflectivity, integrated photovoltaic panels and green roof systems on sensible heat flux into the urban environment. Building and Environment, v. 46, n. 12, p. 2542-2551, 2011.

SANTOS, Í. P. Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista. 2009.

SILVA, J. L. D. S., CAVALCANTE, M. M., CAMILO, R. D. S., GALINDO, A. L., & VIANA, E. C. Plataforma Arduino integrado ao PLX-DAQ: Análise e aprimoramento de sensores com ênfase no LM35. Escola Regional de Computação Bahia, Alagoas e Sergipe. Feira de Santana. Anais. Feira de Santana: Sociedade Brasileira de Computação, 2014.

SILVA, J. L. S., MELO, M. C., CAMILO, R. S., GALINDO, A. L., E VIANA, E. C. Plataforma Arduino integrado ao PLX-DAQ: Análise e aprimoramento de sensores com ênfase no LM35. XIV Escola Regional de Computação Bahia, Alagoas e Sergipe (ERBASE). Feira de Santana, BA. 2014.

SILVEIRA. R., MARINOSKI, D. LAMBERTS, R. Avaliação da Absortância à Radiação Solar e Temperatura Superficial de Telhas de Fibrocimento Utilizadas nas Coberturas de Edificações do Campus da UFSC.

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, 2009.

SKOPLAKI, E., BOUDOUVIS, A. G., PALYVOS, J. A. A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 92, n. 11, p. 1393-1402, 2008.

SOUZA, J. D., SILVA, B. B., CEBALLOS, J. C. Estimativa da radiação solar global à superfície usando um modelo estocástico: caso sem nuvens. *Revista Brasileira de Geofísica*, v. 26, n. 1, p. 31-44, 2008.

SOLAR, Energia. Princípios e Aplicações. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito—CRESESB, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em, v. 4, 2005.

SYNNEFA, A., SANTAMOURIS, M., AKBARI, H. Estimating the effect of using cool coatings on energy loads and thermal comfort in residential buildings in various climatic conditions. *Energy and Buildings*, v. 39, n. 11, p. 1167-1174, 2007.

PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. D., & RÜTHER, R. Atlas brasileiro de energia solar. INPE, 2006.

PEREIRA, M. W. G., DE ARÊDES, A. F., & TEIXEIRA, E. C. Avaliação econômica do cultivo de trigo dos Estados do Rio Grande do Sul e Paraná. *Revista de Economia e Agronegócio*, v. 5, p. 591-610, 2007.

TAYLOR, M., RALON, P., ILAS, A. The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2015.

TESKE, S., MASSON, G. Solar generation 6. Solar photovoltaic electricity empowering the world. 2011.

THIRUGNANASAMBANDAM, M., INIYAN, S., GOIC, R. A review of solar thermal technologies. *Renewable and sustainable energy reviews*, v. 14, n. 1, p. 312-322, 2010.

TIBA, C. Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados terrestres. UFPE, 2000.

TOLMASQUIM, M. Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2016.

TSOUTSOS, T., FRANTZESKAKI, N., GEKAS, V. Environmental impacts from the solar energy technologies. *Energy Policy*, v. 33, n. 3, p. 289-296, 2005., TIWARI, G. N.; MISHRA, R. K.; SOLANKI, S. C. Photovoltaic modules and their applications: a review on thermal modelling. *Applied energy*, v. 88, n. 7, p. 2287-2304, 2011.

UFP. UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ. Radiação Terrestre. Disponível em: <http://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-8.html>. Data de acesso: 11/01/2017.

UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Insolação Solar. Disponível em: <http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/insolacao.htm>. Data de acesso: 04/02/2017.

VASCONCELOS, Y. O desafio do sol. *Revista Pesquisa FAPESP*, n. 207, p. 72-75, 2013.

VILLALVA, M. G., GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. São Paulo: Érica, 2012.

VOROBIEV, Y. VOROBIEV, Y., GONZÁLEZ-HERNÁNDEZ, J., VOROBIEV, P., & BULAT, L. Thermal-photovoltaic solar hybrid system for efficient solar energy conversion. *Solar energy*, v. 80, n. 2, p. 170-176, 2006.

XU, T., SATHAYE, J., AKBARI, H., GARG, V., & TETALI, S. Quantifying the direct benefits of cool roofs in an urban setting: Reduced cooling energy use and lowered greenhouse gas emissions. *Building and Environment*, v. 48, p. 1-6, 2012.

YANG, J., YU, Q., GONG, P., Quantifying air pollution removal by green roofs in Chicago. *Revista Atmospheric Environment*. Volume 42, Issue 31, outubro de 2008, páginas 7266-7273. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.atmosenv.2008.07.003>. Data de acesso 16/11/2016.

ZIENKIEWICZ, O. C., TAYLOR, R. L. *The Finite Element Method, Fourth Edition*, McGraw-Hill, 1988.

ZILLES, R., MACEDO, W. N., GALHARDO, M. A. B., OLIVEIRA, SH H. F. *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*. Oficina de Textos, 2012.

ZINZI, M.; AGNOLI, S. Cool and green roofs. An energy and comfort comparison between passive cooling and mitigation urban heat island techniques for residential buildings in the Mediterranean region. *Energy and Buildings*, v. 55, p. 66-76, 2012.

ZOMER, C. D. *Megawatt Solar: geração solar fotovoltaica integrada a uma edificação inserida em meio urbano e conectada à rede elétrica*. Estudo de caso: Edifício Sede da Eletrosul, Florianópolis-Santa Catarina. 2010. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis.

WADE, H. A., MACCONNAGHY, G. *Solar photovoltaic systems technical training manual*. UNESCO Pub., 2003.

WILLIAMS N. C. G., J. P. RAYNER, K. J. RAYNOR. Green roofs for a wide brown land: Opportunities and barriers for rooftop greening in Australia. *Urban Forestry & Urban Greening*, v. 9, n. 3, p. 245-251, 2010.

APÊNDICE A – GRÁFICOS DE CORRENTE X TEMPERATURA

Figura 69 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 1

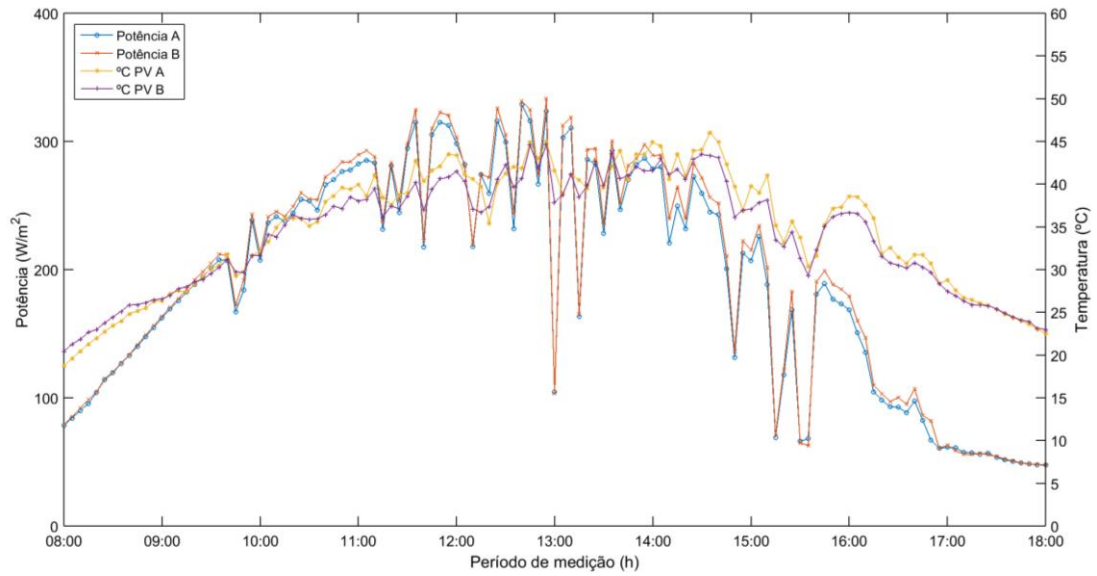


Figura 70 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 2

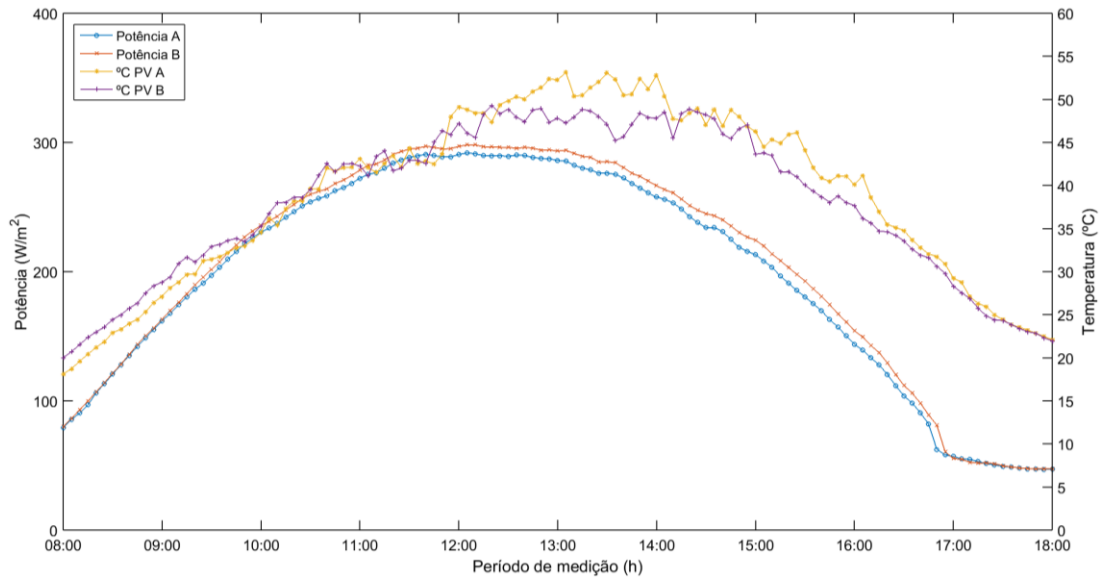


Figura 71 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 3

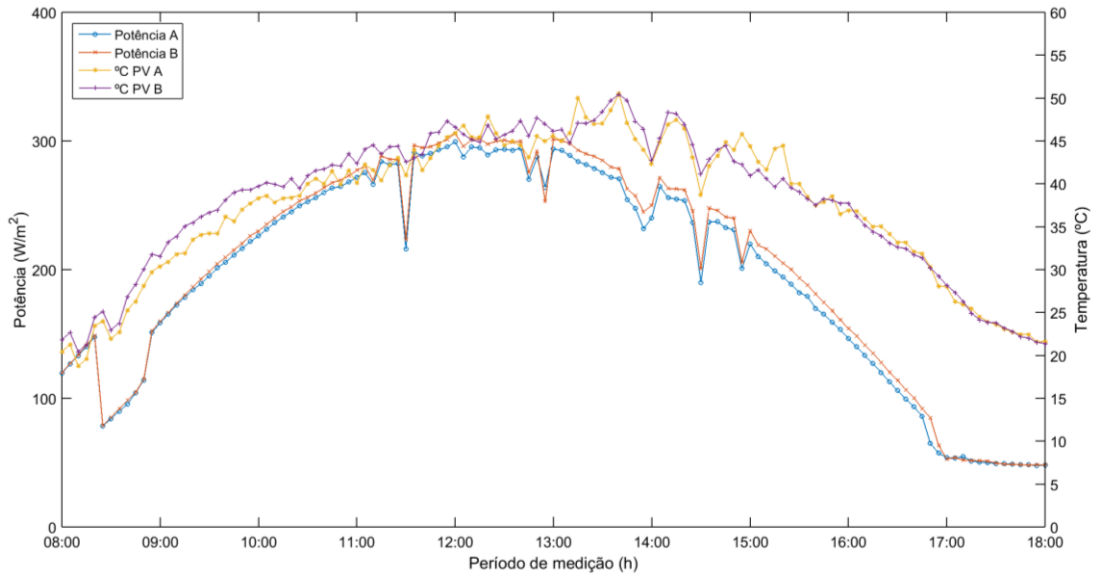


Figura 72 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 4

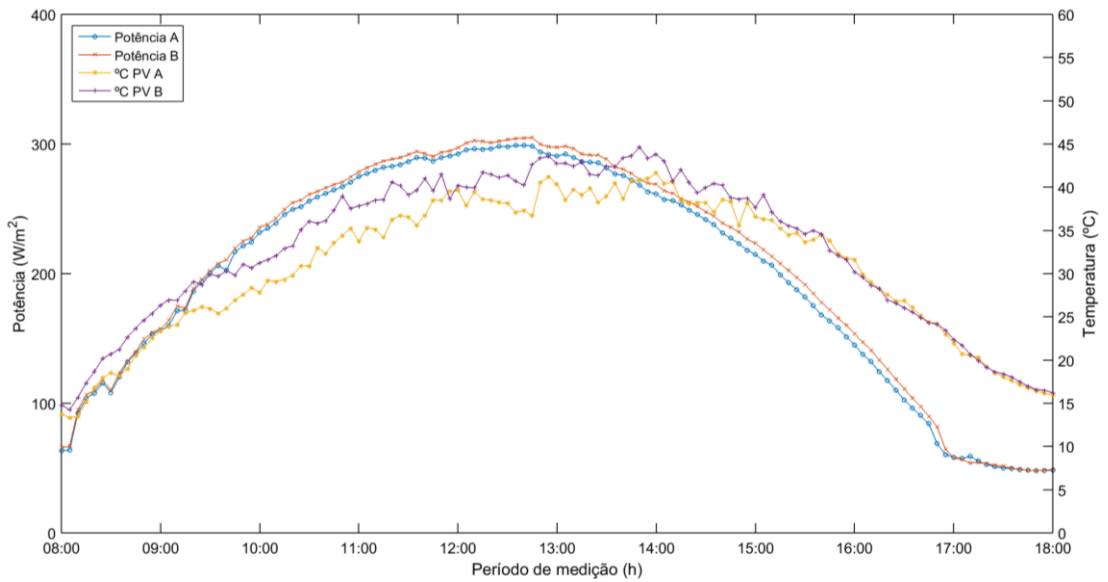


Figura 73 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 5

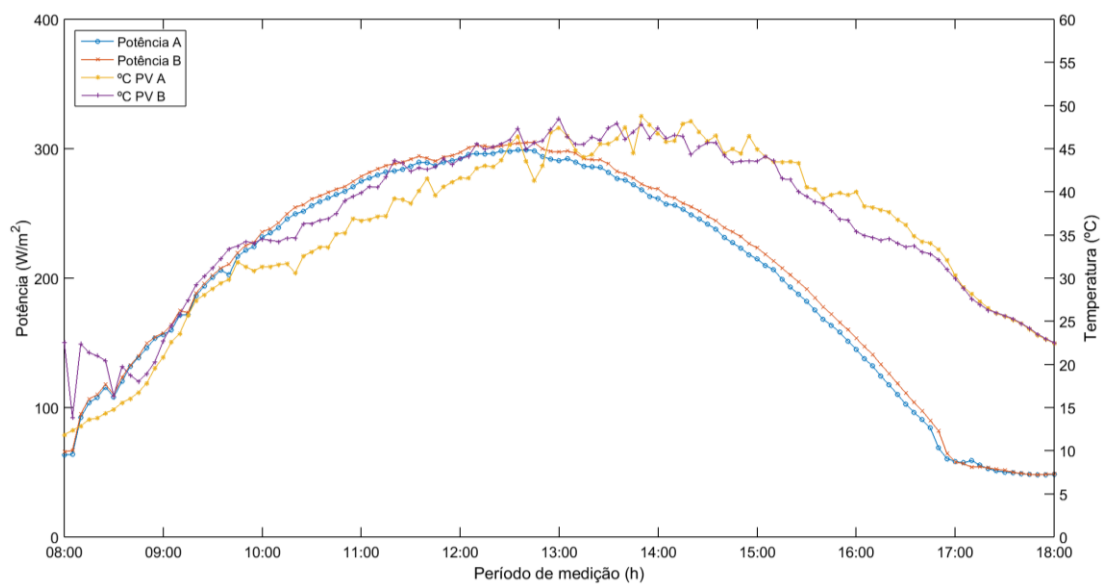


Figura 74 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 6

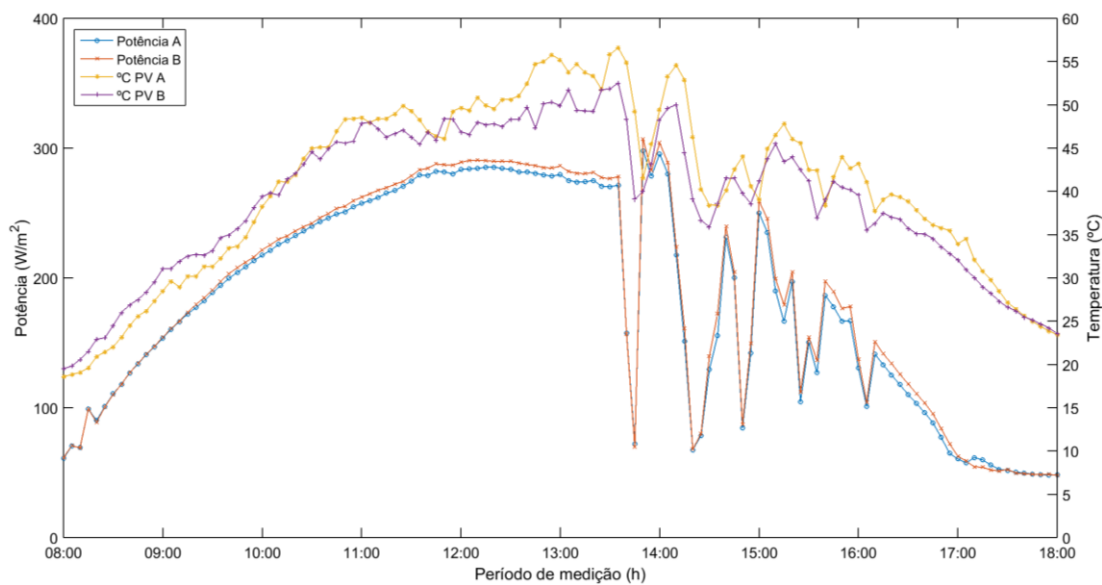


Figura 75 - Comportamento da temperatura e da potência dos módulos nos conjuntos A e B na medição 7

