

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

Utilização de termografia no monitoramento de sistemas fotovoltaicos: um estudo de caso

Autor: Daniel Eliezer Correia da Silva
Orientador: Dr. Alex Reis

Brasília, DF
2023



Daniel Eliezer Correia da Silva

Utilização de termografia no monitoramento de sistemas fotovoltaicos: um estudo de caso

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2023

Daniel Eliezer Correia da Silva

Utilização de termografia no monitoramento de sistemas fotovoltaicos: um estudo de caso/ Daniel Eliezer Correia da Silva. – Brasília, DF, 2023-
90 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Dr. Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2023.

1. Módulos Fotovoltaicos. 2. Degradação. I. Dr. Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Utilização de termografia no monitoramento de sistemas fotovoltaicos: um estudo de caso

CDU 02:141:005.6

Daniel Eliezer Correia da Silva

Utilização de termografia no monitoramento de sistemas fotovoltaicos: um estudo de caso

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 26 de julho de 2023:

Dr. Alex Reis
Orientador

Prof. Dr. Loana Nunes Velasco
Convidado 1

Prof. Dr. Rudi Henri Vans Els
Convidado 2

Brasília, DF
2023

Este trabalho é dedicado a todos que me ajudaram ao longo desta jornada.

Agradecimentos

Ao professor Alex Reis, meu orientador, pela paciência, disposição, incentivo e ensinamentos que foram cruciais para o desenvolvimento deste trabalho.

À professora Loana Nunes Velasco que esteve presente no dia da coleta dos dados, por sua disposição e ensinamentos.

A meu pai e minha mãe, Inácio e Claudete, por seus cuidados e sacrifícios para que eu tivesse essa oportunidade, pelo amor que me deram por todos esses anos, seus ensinamentos e dedicação.

A meus amigos, sobretudo, Lucas, Iuri, Larissa, Victor, Adriana, Diego e Matheus, que estiveram comigo durante todo esse tempo, por me incentivarem, acolherem, por seus conselhos e amparos nos momentos difíceis.

A meus irmãos, Jéssica e Felipe, por suas amizades e cuidados.

Agradeço a todos que direta ou indiretamente contribuíram para concluir essa importante etapa da minha vida.

*“Há algo infantil na presunção de que
outra pessoa tem a responsabilidade
de dar a sua vida sentido e propósito...
A visão realmente adulta, em contraste,
é que a nossa vida tem tanto sentido,
é tão cheia e maravilhosa quando
nós escolhemos que seja.
(Richard Dawkins, *The God Delusion*)*

Resumo

Com o crescimento do mercado de energia fotovoltaica, a manutenção desses sistemas está ganhando uma atenção maior, o que é evidenciado pelos esforços realizados por diversas instituições e empresas, que procuram o desenvolvimento de melhores técnicas para as operações dos módulos. O sistema fotovoltaico precisa passar por procedimentos de manutenção e inspeção de forma regular para assim garantir uma produção e geração mais eficazes, impedir a incidência de problemas futuros, trazer mais segurança e confiança aos usuários, como também o aumento da vida útil do sistema. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é a identificação de falhas através de procedimentos de inspeção visual e termográfica dos módulos fotovoltaicos. Para tanto, foram analisados 16 módulos fotovoltaicos, nos quais 8 módulos foram selecionados para os ensaios termográficos, do sistema fotovoltaico instalado na Unidade de Ensino e Docência (UED) no Campus Gama da Universidade de Brasília (UnB). A princípio, para identificar e avaliar a degradação, foram realizadas inspeções visuais e para a análise da distribuição térmica na superfície dos módulos, imagens termográficas foram capturadas com o objetivo de identificar pontos quentes e associá-los aos sinais de degradação observados na inspeção. Dos módulos selecionados para o estudo apenas deposição de sujeira foi identificada como tipo de degradação. Após os ensaios concluídos, os objetos utilizados para a análise foram caracterizados como dentro dos limites disponibilizados em seus manuais, porém nos módulos fotovoltaicos ficou evidenciado a necessidade de uma limpeza periódica, a fim de evitar degradações futuras provenientes de sombreamentos.

Palavras-chaves: Módulos Fotovoltaicos. Inversores. Análise. Inspeção visual. Termografia.

Abstract

With the growth of photovoltaic energy market, the maintenance of those systems are getting a higher attention, they are evidenced by efforts made by multiple institutions and companies, that expect the development of better techniques for the modules operation. The photovoltaic system must go by procedures of maintenance and inspection on a regular basis, to ensure a more efficient production and generation, preventing the incidence of future problems, bringing more security and confidence to users, as well as increasing the useful life of the system. Thus, the objective of this paper is to identify failures through procedures such as visual inspection, as well as thermographic inspection of photovoltaic modules. For this purpose, 16 photovoltaic modules were analyzed, in which 8 modules were selected for thermographic tests, of the photovoltaic system installed in the Unidade de Ensino e Docência (UED) in the Gama Campus of the University of Brasília (UnB). At first, to identify and evaluate the degradation, visual inspections were carried out and for the analysis of the thermal distribution on the surface of the modules, thermographic images were captured in order to identify hot spots and associate them with the signs of degradation observed in the inspection. Of the modules selected for the study, only dirt deposition was identified. After the tests were concluded, the objects used for the analysis were characterized as within the limits provided in their manuals, however, in the photovoltaic modules, the need for periodic cleaning was evidenced, in order to avoid future degradation from shading.

Key-words: Photovoltaic Modules. Inverters. Visual inspection. Thermography.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Matrizes Elétricas no Brasil e Mundo (EPE, 2022)	23
Figura 2 – Índices de evolução e distribuição da fonte solar fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR, 2022)	24
Figura 3 – Efeito da temperatura na curva I-V do módulo fotovoltaico (SHARMA; CHANDEL, 2013)	28
Figura 4 – Efeito da irradiância solar na curva I-V do módulo fotovoltaico (SHARMA; CHANDEL, 2013)	28
Figura 5 – Descoloração no encapsulante (CHANDEL et al., 2015)	31
Figura 6 – Delaminação na interface do painel solar e nas interconexões das células fotovoltaicas (CHANDEL et al., 2015)	31
Figura 7 – Bolhas encontradas na traseira dos módulos fotovoltaicos (CHANDEL et al., 2015)	32
Figura 8 – Exemplo de corrosão (SILVA, 2018)	32
Figura 9 – Vidro do módulo fotovoltaico quebrado e células quebradas (SILVA, 2018)	33
Figura 10 – Fatores que influenciam o assentamento de poeira (MANI; PILLAI, 2010)	34
Figura 11 – Características para os testes desenvolvidos com os módulos fotovoltaicos sujos e limpos (SILVA, 2018)	34
Figura 12 – Comparação da potência de saída para diferentes densidades de deposição de poeira (GUAN et al., 2016)	35
Figura 13 – Redução da transmitância devido à deposição de sujeira no módulo fotovoltaico (ELBREKI et al., 2016)	35
Figura 14 – Imagem termográfica (SILVA, 2018).	36
Figura 15 – UnB-Campus Gama; 1-UED; 2-UAC; 3-MESP; 4-LDTEA. Fonte: Zenit Aerospace.	39
Figura 16 – Instalação dos Módulos no Prédio Unidade de Ensino e Docência (UED). Fonte: Zenit Aerospace.	41
Figura 17 – Identificação dos Módulos Selecionados. Fonte: Autoria Própria.	41
Figura 18 – Conexão das Strings (Anexo B).	42
Figura 19 – Estação Solarimétrica. Fonte: Autoria Própria.	43
Figura 20 – (a) Imagem termográfica com módulo Fotovoltaico (FV) em circuito aberto; (b) Imagem termográfica com módulo FV em circuito fechado (SILVA, 2018).	44
Figura 21 – Informações sobre a câmera infravermelha (CORPORATION, 2012)	45
Figura 22 – Módulos preparados para avaliação da sujeira. Fonte: Autoria Própria.	46
Figura 23 – Deposição de sujeira nos módulos fotovoltaicos. Fonte: Autoria Própria.	49

Figura 24 – Ensaio termográfico nos módulos da fileira 1. Fonte: Autoria Própria.	50
Figura 25 – Ensaio termográfico nos módulo 6 e 7 da fileira 3. Fonte: Autoria Própria.	51
Figura 26 – Ensaio termográfico no módulo 4 da fileira 1. Fonte: Autoria Própria.	52
Figura 27 – Ensaio termográfico no módulo 6 da fileira 2. Fonte: Autoria Própria.	52
Figura 28 – Ensaio termográfico do Inversor CSI-75K-T400. Fonte: Autoria Própria.	54
Figura 29 – Ensaio termográfico do Inversor CSI-50KTL-GI. Fonte: Autoria Própria.	55
Figura 30 – Ensaio termográfico do quadro elétrico fotovoltaico. Fonte: Autoria Própria.	55
Figura 31 – Tela inicial do software. Fonte: Autoria Própria.	67
Figura 32 – Segundo passo. Fonte: Autoria Própria.	68
Figura 33 – Terceiro passo. Fonte: Autoria Própria.	68
Figura 34 – Quarto passo. Fonte: Autoria Própria.	69
Figura 35 – Quinto passo. Fonte: Autoria Própria.	69
Figura 36 – Sexto passo. Fonte: Autoria Própria.	70
Figura 37 – Sétimo passo. Fonte: Autoria Própria.	70
Figura 38 – Oitavo passo. Fonte: Autoria Própria.	71
Figura 39 – Nono passo. Fonte: Autoria Própria.	71
Figura 40 – Página de Login <i>CanadianSolar</i> . Fonte: Autoria Própria.	72
Figura 41 – Escolha do sistema. Fonte: Autoria Própria.	72
Figura 42 – Escolha do inversor. Fonte: Autoria Própria.	73
Figura 43 – Download dos dados. Fonte: Autoria Própria.	73

Lista de tabelas

Tabela 1 – Causas de baixo desempenho nos módulos fotovoltaicos (De autoria própria)	27
Tabela 2 – Lista de possíveis falhas a partir das imagens termográficas (SILVA, 2018; TSANAKAS; HA; SHAKARCHI, 2016; IEA, 2014; TESTO,).	37
Tabela 3 – Faixa de temperatura por defeitos em painéis fotovoltaicos (BUERHOP et al., 2012)	38
Tabela 4 – Principais parâmetros dos módulos fotovoltaicos em STC (SOLAR, 2019a)	40
Tabela 5 – Principais parâmetros do Inversor 1 (SOLAR, 2021)	40
Tabela 6 – Principais parâmetros do Inversor 2 (SOLAR, 2019b)	40
Tabela 7 – Dados para a correção da temperatura de operação das células.	53
Tabela 8 – Correção da temperatura de operação das células para os testes realizados (De autoria própria)	53
Tabela 9 – Dados para a correção da temperatura de operação das células.	65

Lista de abreviaturas e siglas

A	Ampere
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
FV	Fotovoltaico
IEC	International Electrotechnical Commission
Isc	Corrente de Curto-Circuito
Hz	Hertz
LCD	Liquid Crystal Display
LID	Degradação Induzida pela luz
m	Metros
MFV	Módulos Fotovoltaicos
MPPT	Maximum Power Point Tracking
mrاد	milliradians
mA	miliampere
mV	Milivolt
NBR	Norma brasileira
OPC	Condições de Operação
PID	Degradação induzida pela potência
Pmax	Potência de pico
Rs	Resistência série
Rsh	Resistência shunt
STC	Condições de Teste Padrão
UED	Unidade de Ensino e Docência
V	Volts
Voc	Tensão de circuito aberto
W	Watts

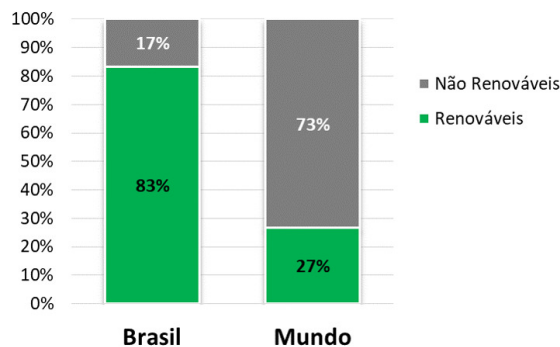
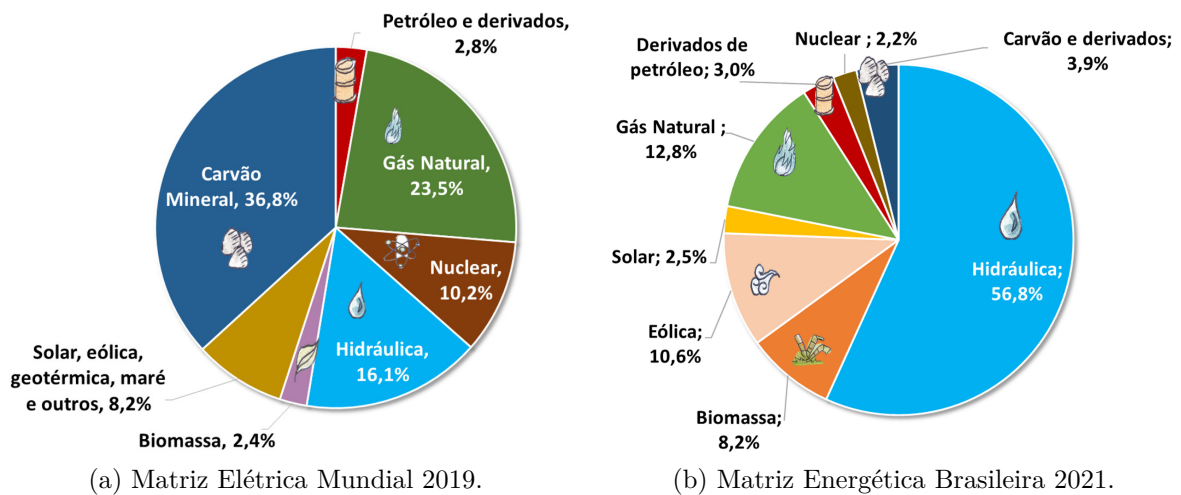
Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivo Geral	25
1.2	Objetivos Específicos	25
1.3	Estrutura do Trabalho	25
2	REFERENCIAL TEÓRICO	27
2.1	Módulos Fotovoltaicos	27
2.1.1	Módulos Fotovoltaicos - Causas de Baixo Desempenho	27
2.1.1.1	Efeito da Temperatura Ambiente	27
2.1.1.2	Efeito da Irradiância Solar	28
2.1.1.3	Velocidade do Vento	29
2.1.1.4	Efeito da Orientação e Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos	29
2.1.1.5	Espectro Solar	29
2.1.1.6	Umidade	29
2.1.1.7	Descasamento de Parâmetros	30
2.1.1.8	Degradação de Módulos Fotovoltaicos	30
2.1.1.9	Sujeira	34
2.1.2	Para a Avaliação da Degradação	35
2.1.2.1	Identificação do local degradado a partir de uma inspeção visual	36
2.1.2.2	Avaliação da distribuição térmica a partir de capturas de imagens infravermelhas	36
3	METODOLOGIA	39
3.1	Descrição da Instalação do Sistema Fotovoltaico	39
3.2	Metodologia para a Avaliação dos Sistema Fotovoltaico	42
3.2.1	Coleta de Dados Solarimétricos	43
3.2.2	Inspeção Visual	44
3.2.3	Termografia	44
3.2.4	Parâmetros para a Correção da Temperatura	45
3.3	Avaliação da Influência da Sujeira	46
3.4	Considerações Finais	47
4	RESULTADOS	49
4.1	Inspeção Visual	49
4.2	Inspeção Termográfica	50
4.2.1	Influência da deposição de Sujeira na Superfície dos Módulos FV	50
4.2.2	Sujeira Pontual na Superfície do Módulo Fotovoltaico	51

4.2.3	Correção das Temperaturas de Operação das Células Fotovoltaicas	53
4.2.4	Avaliação dos Inversores e Quadro Elétrico Fotovoltaico	54
4.3	Considerações Finais	55
5	CONCLUSÕES GERAIS	57
5.1	Conclusões	57
5.2	Propostas para Trabalhos Futuros	57
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICES	63
	APÊNDICE A – TABELA DE VALORES PARA A CORREÇÃO DA TEMPERATURA DE OPERAÇÃO	65
	APÊNDICE B – TUTORIAL PARA A COLETA DE DADOS	67
B.1	Coleta de Dados da Estação Solarimétrica	67
B.2	Coleta de Dados dos Inversores	72
	ANEXOS	75
	ANEXO A – DATAHEETS	77
A.1	Datasheet CS3W-420P	77
A.2	Datasheet CSI-75K-T400	80
A.3	Datasheet CSI-50KTL-GI	83
	ANEXO B – PLANTA DE COBERTURA E POSICIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	87
	ANEXO C – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA	89

1 Introdução

Com o passar dos anos, o uso da energia elétrica se tornou um direito fundamental para o desenvolvimento social e econômico de uma população. A energia não renovável representa 73,3% da geração de energia elétrica no mundo, como pode ser visto na Fig. 1c, indicando que as fontes predominantes partem do carvão mineral seguido do gás natural. No Brasil, a principal fonte são as hidrelétricas.



(c) Comparação de fontes renováveis e não renováveis no Brasil e Mundo.

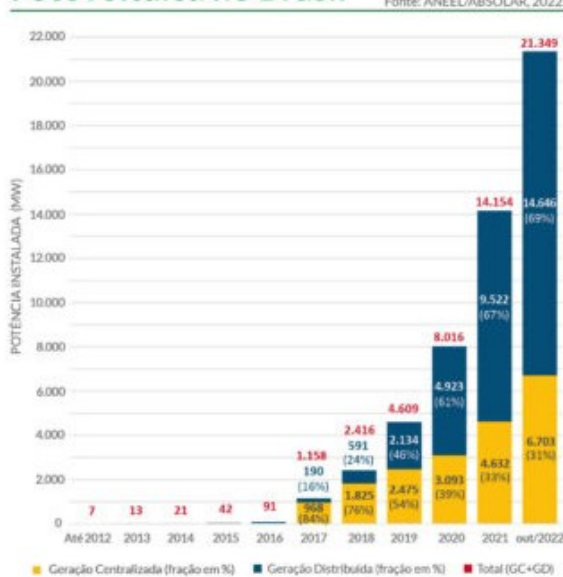
Figura 1 – Matrizes Elétricas no Brasil e Mundo (EPE, 2022)

O Brasil apresenta uma grande diversidade em sua matriz energética e de forma significativa fontes renováveis como mostrado na Figura 1c. Por mais que o abastecimento de energia seja feito por hidrelétricas (cerca de 56,8% do abastecimento total, dado apresentado na Figura 1b), sua expansão tem se apresentado cada vez mais complexa se levado em conta as condições ambientais, sociais e climáticas, podendo assim elevar os preços e racionamentos.

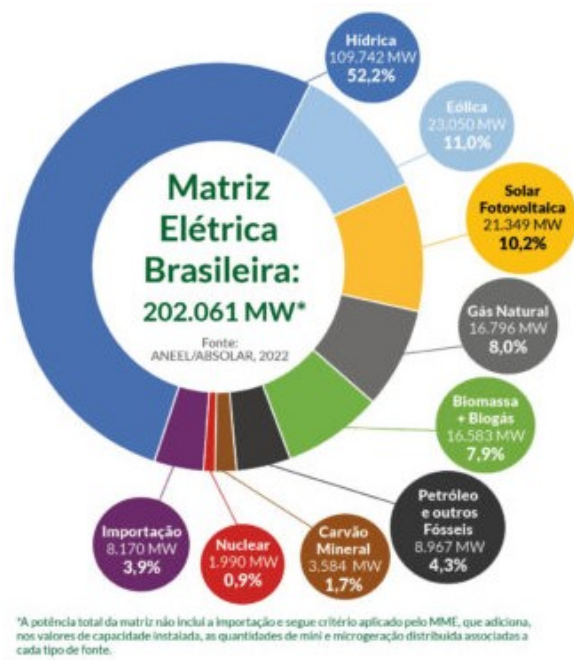
A energia FV se apresenta como uma excelente alternativa, podendo substituir

geração de energia proveniente de hidrelétricas e combustíveis fósseis, uma vez que ela possui um mecanismo que converte a energia do Sol em energia elétrica, sendo essa uma fonte limpa e interminável. Essa fonte ocasiona melhoras na qualidade do ar, apresenta novas áreas com acesso a energia para a população e auxilia no combate às mudanças climáticas (DIAS et al., 2017).

Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



(a) Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.



(b) Matriz Elétrica Brasileira.

Figura 2 – Índices de evolução e distribuição da fonte solar fotovoltaica no Brasil (ABSOLAR, 2022)

Dados mais recentes, como vistos na Figura 2a, mostram que até outubro de 2022, houve um crescimento de 7.193 MW na geração FV, que agora representa 10,2% da matriz elétrica do país. Com este aumento na produção de energia fotovoltaica, é de extrema importância que os equipamentos sejam eficientes, trazendo assim uma confiança maior para esta tecnologia.

Segundo (SILVA, 2018), a vida útil dos módulos FV é de aproximadamente 25 anos, e a cada ano, possui uma queda de 0,8% da sua potência máxima. A potência máxima entregue pelos módulos pode ter uma queda de 20% se relacionada a potência projetada ao final de seus 25 anos de funcionamento. Porém, as estimativas apresentadas podem variar dependendo do fabricante.

Além da queda de potência já projetada pelo fabricante, a degradação ao longo do tempo também causa um grande impacto na geração. Para assegurar a eficiência dos painéis solares, se faz necessário o uso de testes rigorosos. Tais testes têm como objetivo compreender e analisar o funcionamento dos módulos a fim de detectar problemas presentes e/ou futuros que possam impactar a geração de energia.

Considerando o cenário apresentado acima, este trabalho tem como finalidade identificar falhas no sistema fotovoltaico a partir de técnicas como inspeção visual e termográfica.

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo estudar a aplicação da termografia no acompanhamento da operação de sistema fotovoltaicos, abrangendo o funcionamento de módulos, inversores e quadros elétricos.

1.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Compreender as causas de perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos;
- Estudar as técnicas de termografia e sua aplicabilidade ao monitoramento de sistemas fotovoltaicos;
- Realizar a inspeção e testes em um sistema fotovoltaico real, de forma a caracterizar as suas condições de temperatura durante a operação.

1.3 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho foi separado em 3 capítulos para uma melhor compreensão, sendo eles a introdução, referências bibliográficas e metodologia. Abaixo pode ser encontrado um resumo do que será discutido em cada capítulo.

- **Capítulo 1:** O capítulo abrange a justificativa para a construção deste trabalho e objetivos;
- **Capítulo 2:** Fornece a fundamentação teórica do trabalho, destacando as possíveis causas para o baixo desempenho dos módulos fotovoltaicos como também os procedimentos para a identificação das falhas;
- **Capítulo 3:** Expõe a metodologia escolhida para cumprir com os objetivos do trabalho, detalhando as técnicas usadas na medição de temperatura e a metodologia para o estudo dos quatro casos referentes às condições propostas;
- **Capítulo 4:** São apresentados os resultados e discussões pertinentes ao estudo dos quatro casos;

- **Capítulo 5:** São apresentadas as considerações finais sobre o trabalho, como também a proposta para trabalhos futuros.

2 Referencial Teórico

2.1 Módulos Fotovoltaicos

2.1.1 Módulos Fotovoltaicos - Causas de Baixo Desempenho

Apesar de conter diversos pontos positivos, deixando os módulos **FV** mais atraentes para gerações de pequena e grande escala, este sistema tem o seu desempenho dependente de condições reais de operação, como as condições ambientais e climáticas, irradiância solar, sujeira, velocidade do vento, orientação e inclinação dos módulos, degradação, espectro solar, umidade e a tecnologia escolhida (OLIVEIRA et al., 2018). A Tabela 1 apresenta um breve resumo das causas de baixo desempenho no Módulos Fotovoltaicos (**MFV**) e seus impactos.

Tabela 1 – Causas de baixo desempenho nos módulos fotovoltaicos (De autoria própria).

Causa		Impacto
Efeito da Temperatura Ambiente		Temperatura alta diminui a eficiência e potência de saída dos MFV, causam degradação dos fios, encapsulantes e podem também reduzir a vida útil dos módulos.
Efeito da Irradiância Solar		Gera dependência para a potência de saída.
Sujeira		Diminui o desempenho do sistema.
Velocidade do Vento		Quantidade maior de poeira. Variação na temperatura.
Efeito da Orientação e Inclinação dos MFV		Captação de sujeira Afeta a performance dependendo da irradiância incidente.
Degradação	Descoloração	Redução do poder de absorção de energia solar
	Delaminação	Aumento da resistência série.
		Aumento na reflexão de luz.
		Facilita a entrada de água na estrutura do módulo
		Pontos quentes.
	Bolhas	Pode causar outros tipos de degradação.
	Corrosão	A resistência série aumenta ao mesmo tempo em que a eficiência dos módulos fotovoltaicos é reduzida
	Quebras e Fissuras	Pode causar outros tipos de degradação.
Snail Track	Pode causar outros tipos de degradação.	
Degradação induzida pela potência (PID)		Diferenças de potencial.
Degradação induzida pela Luz (LID)		Pequenas perdas dos MFV
Espectro Solar		Variação na geração de energia.
Umidade		Afeta o desempenho dos polímeros. Afeta a adesão dos polímeros e induz uma delaminação junto do calor. Menor produção de energia.
Descasamento de Parâmetros		Compromete a capacidade de geração de energia elétrica

2.1.1.1 Efeito da Temperatura Ambiente

A temperatura em que os módulos fotovoltaicos operam, causam um grande impacto no seu desempenho. É importante compreender que a temperatura ambiente é sempre inferior à temperatura nos módulos. A elevada temperatura ocorre, pois o vidro que cobre o painel aprisiona a radiação infravermelha (SHARMA; CHANDEL, 2013).

Como visto na Fig.3 quando a temperatura aumenta, a eficiência e a potência de saída dos módulos fotovoltaicos diminuem. Altas temperaturas podem causar defeitos, degradação dos fios, degradação dos encapsulantes, além de reduzir a vida útil dos módulos (SHARMA; CHANDEL, 2013).

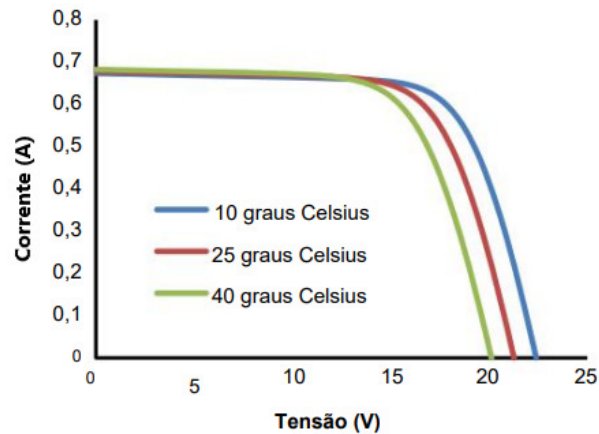


Figura 3 – Efeito da temperatura na curva I-V do módulo fotovoltaico (SHARMA; CHANDEL, 2013)

2.1.1.2 Efeito da Irradiância Solar

A irradiação solar incidente no módulo fotovoltaico gera uma forte dependência para a potência de saída dele. Tal efeito pode ser observado na Fig.4, quando existe um aumento da irradiância a potência de pico apresenta um aumento linear, a corrente tem um aumento considerável, porém a tensão um aumento pequeno (SHARMA; CHANDEL, 2013).

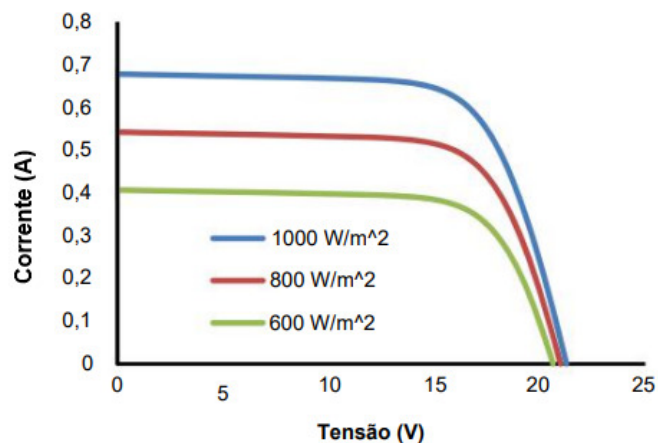


Figura 4 – Efeito da irradiância solar na curva I-V do módulo fotovoltaico (SHARMA; CHANDEL, 2013)

2.1.1.3 Velocidade do Vento

O vento pode ser um agente para o transporte de poeira, seu impacto pode variar dependendo de sua localização e velocidade. Um dano maior seria em casos onde o vento depositaria nos painéis uma quantidade maior de poeira (JAMIL et al., 2016).

Embora o crescimento no acúmulo de poeira diminua a irradiância que incide na superfície do módulo e, como consequência, a menor geração da corrente, a temperatura no módulo pode ser impactada pela velocidade do vento, causando sua diminuição por meio do efeito chamado convecção térmica, onde contribui para o aumento da tensão. (DIAS et al., 2017; JAMIL et al., 2016).

2.1.1.4 Efeito da Orientação e Inclinação dos Módulos Fotovoltaicos

Além da velocidade do vento, a orientação e inclinação dos módulos podem se relacionar com a sujeira. Isso se dá, pois a poeira tende a se assentar em superfícies horizontais se comparado com as enclinadas, uma vez que deve ser levado em consideração a gravidade. (JAMIL et al., 2016)

A orientação e ângulo dos painéis fotovoltaicos podem afetar sua performance, tendo em vista que ela depende da irradiância incidente, visto que para uma maior produção de energia, maior precisa ser a irradiância (SHARMA; CHANDEL, 2013).

2.1.1.5 Espectro Solar

Evidentemente a irradiação solar é primordial para a geração de eletricidade a partir dos módulos fotovoltaicos. A irradiação esquentando os módulos, e a energia proveniente da irradiação ultra-violeta, pode causar reações químicas e degradações dentro dos polímeros, como também no exterior dos módulos (FERRARA; PHILIPP, 2012).

Cada material usado nos diferentes tipos de tecnologias estão relacionados a uma ampla faixa de comprimentos de onda do espectro solar, o valor de produção então está relacionado com a seletividade do intervalo de banda absorvido pelas células fotovoltaicas. Contudo, os modelos que classificam a produção fotovoltaica não consideram variáveis relacionadas com as bandas espectrais das radiações solares, tendo em vista que não se encontram dados necessários para permitir a identificação de um padrão influenciador, logo, é geralmente usado o comprimento de onda por completo (DIAS et al., 2017).

2.1.1.6 Umidade

As diferentes formas de umidade podem afetar o desempenho dos polímeros, dessa forma impactando todo o sistema dos módulos fotovoltaicos. Este impacto pode ocorrer quando existe uma umidade no invólucro da célula. Ela também pode impactar na adesão dos polímeros e induzir uma delaminação junto do calor. O clima quente e úmido pode

aumentar o efeito de deterioração dos módulos, esse efeito pode contribuir para o menor produção de energia (FERRARA; PHILIPP, 2012; JAMIL et al., 2016; MEKHILEF; SAIDUR; KAMALISARVESTANI, 2012).

2.1.1.7 Descasamento de Parâmetros

Pode ocorrer quando uma série que está sob o efeito de Degradação induzida pela potência (PID) está conectada a outra sem qualquer defeito, ou quando os módulos operam com algum tipo de degradação, pontos quentes, sujeira, sombreamento, sendo que o restante da mesma série estão em condições normais de operação, causando dessa maneira o descasamento e assim o comprometimento da capacidade de geração de energia elétrica (SILVA, 2018; MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).

2.1.1.8 Degradação de Módulos Fotovoltaicos

A degradação, que pode variar dependendo da tecnologia do módulo e do clima local, se relaciona com os danos causados, em sua grande maioria, com reações químicas, mecanismos físicos, que podem gerar perdas graduais das principais características elétricas e de materiais. Por conta disso, os MFV passam a operar com os limites de qualidade diferentes do esperado, podendo impactar de forma negativa o desempenho da planta FV, onde seria reduzido a sua vida útil e elevando seu custo (SILVA, 2018; SHARMA; CHANDEL, 2013; CHANDEL et al., 2015).

Contudo, os módulos podem gerar energia, mesmo com algumas formas de degradação, no entanto, apresenta um menor desempenho, onde o maior problema será o excedente do limite crítico (SILVA, 2018).

Mesmo com diversas técnicas para identificação da degradação dos MFV, ainda existe uma grande dificuldade com os estudos em condições de operação reais, tendo em vista que a observação realizada sobre esses efeitos são a longo prazo, se fazendo necessário a realização e análises por um período longo para que a frequência, velocidade de evolução e impactos das degradações de MFV na produção de energia, sejam avaliados (SILVA, 2018).

Assim, é possível detalhar os tipos de degradação a seguir:

1. **Descoloração:** É a degradação do material encapsulante, como mostra a Fig. 5, ela é considerada a mais comum dos defeitos, e assim se torna um dos pontos mais fracos dos MFV hoje em dia. A ação físico-química causa a descoloração do encapsulante. Tem como possíveis causas altas temperaturas, umidade, maior concentração de radiação UV e uma baixa qualidade do material no material encapsulante. O impacto causado por ele é a redução do poder de absorção de energia solar localizado na área descolorida, logo a perda de transmitância do material encapsulante (SILVA, 2018).

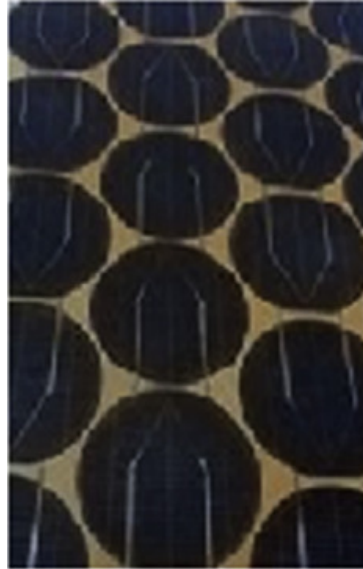


Figura 5 – Descoloração no encapsulante (CHANDEL et al., 2015)

2. **Delaminação:** Se trata da perda de aderência entre os componentes do MFV, na Figura 6 é possível observar a degradação, que pode ter como causa um ambiente com elevada umidade e calor, permitindo uma degradação físico-química, devido à combinação de salinidade e umidade. A delaminação que contribui para o aumento da resistência série, causa um aumento na reflexão de luz e facilita a entrada de água na estrutura do módulo, gerando outras formas de degradações, como também o aceleração da corrosão das fitas de solda das interconexões das células fotovoltaicas, que podem contribuir para o surgimento de pontos quentes. A redução no desempenho e riscos elétricos ocorrem com maior peso quando a delaminação está situada nas bordas do módulo (SILVA, 2018; CHANDEL et al., 2015).



Figura 6 – Delaminação na interface do painel solar e nas interconexões das células fotovoltaicas (CHANDEL et al., 2015)

3. **Bolhas:** Consiste de um processo semelhante à delaminação apresentada no tópico anterior, onde é caracterizado pela perda de aderência, porém neste caso o local é preenchido pelo ar. O surgimento de bolhas podem ocorrer através de reações químicas que liberam gases, onde tipicamente surgem na parte de trás do módulo, porém podem ocorrer também na frente entre o vidro e a célula. A figura 7 apresenta tal degradação (SILVA, 2018).

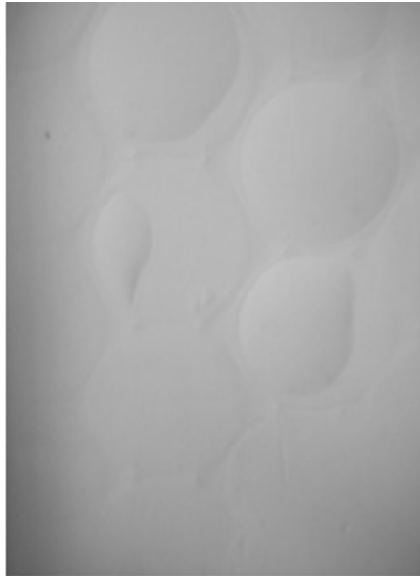


Figura 7 – Bolhas encontradas na traseira dos módulos fotovoltaicos (CHANDEL et al., 2015)

4. **Corrosão:** O surgimento de corrosões podem ser causadas mediante a interação de gases e umidade, no entanto nos metais o processo de deterioração tem como causa principal a umidade e a reação tem como catalisador altas temperaturas. Em casos onde a exposição do EVA (materia encapsulante) à água e/ou radiação UV, geram o ácido acético causando a corrosão das partes metálicas, a resistência série aumenta ao mesmo tempo em que a eficiência dos módulos fotovoltaicos é reduzida. A Figura 8 é um claro exemplo da corrosão que ocorre na pasta metálica usada na conexão das células fotovoltaicas (SILVA, 2018; OLIVEIRA et al., 2018).



Figura 8 – Exemplo de corrosão (SILVA, 2018)

5. **Trilha de caracol (Snail track):** A descoloração da pasta usada na metalização das células. Se faz necessário ressaltar que esta degradação não se trata da descoloração do material encapsulante (SILVA, 2018).
6. **PID:** Para que se tenha uma tensão de saída desejada, os módulos fotovoltaicos devem ser colocados em série, e para proteção as estruturas em que os módulos foram instalados devem ser aterrados. Quando não se tem o isolamento correto entre as

partes ativas e a estrutura do módulo, é formado um campo elétrico causado por diferenças de potencial, permitindo assim uma fuga, esta perda é também conhecida como PID (SILVA, 2018; MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).

7. **Degradação Induzida pela luz (LID):** Se trata de pequenas perdas dos MFV quando são expostos pela luz solar pela primeira vez. A degradação pode ocorrer devido à formação do complexo boro-oxigênio onde ele diminuí a eficiência das células solares tipo-p (SILVA, 2018; BERNARDINI et al., 2012).
8. **Quebras e fissuras:** Por se tratar de uma estrutura muito frágil, as células fotovoltaicas, possuem uma maior probabilidade de apresentar microfissuras durante a sua manipulação, mesmo assim com a evolução da tecnologia as células ficam cada vez mais finas. Quebras e fissuras podem ocorrer no transporte, instalação ou manutenção dos módulos. Como se não bastasse, as microfissuras podem ter sua origem na fabricação quando o estresse térmico e mecânico é aplicado, aumentando de tamanho ao serem submetidos a maiores estresses por condições ambientais ao ar livre, após sua operação. A umidade e outras deteriorações podem ocorrer através de quebras e ou fissuras (SILVA, 2018; SHARMA; CHANDEL, 2013; OLIVEIRA et al., 2018).

A Figura 9 apresenta um módulo FV com danificações no vidro e células.

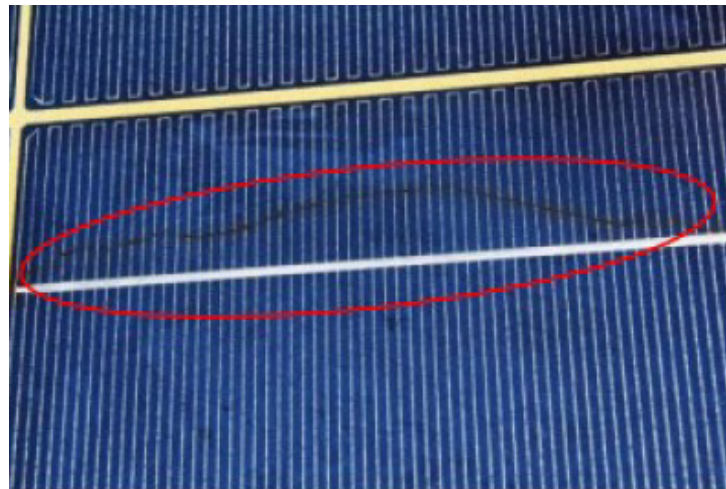


Figura 9 – Vidro do módulo fotovoltaico quebrado e células quebradas (SILVA, 2018)

Um fator de extrema importância é que a existência e o crescimento na taxa dos diversos tipos de degradação apresentados podem estar relacionados com condições climáticas e ambientais. Contudo, melhorando os processos de fabricação, usando materiais com uma qualidade mais elevada e uma melhor proteção ou manipulação mais cuidadosa e precisa dos equipamentos, determinados defeitos podem ser evitados (SILVA, 2018).

2.1.1.9 Sujeira

O impacto causado pela sujeira nos **MFV** possui suas complicações, pois ela se trata de um fenômeno complexo e é influenciado por diversas condições climáticas onde estão situados os módulos (**MANI; PILLAI, 2010**). A Fig. 10 apresenta um quadro para compreender os vários fatores que afeta no assentamento da sujeira.

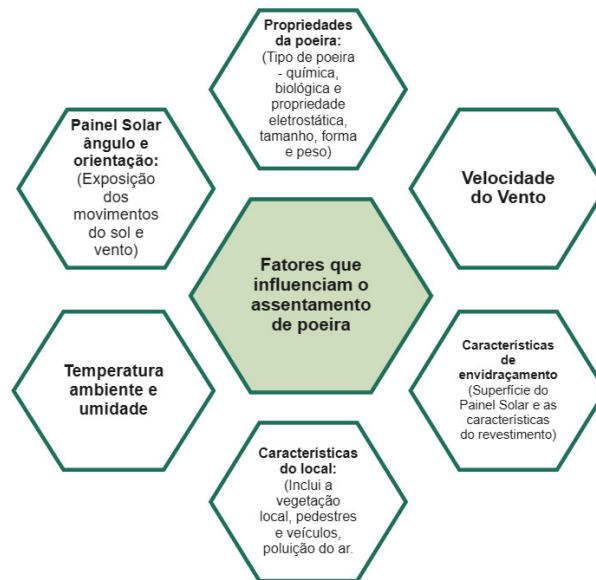


Figura 10 – Fatores que influenciam o assentamento de poeira (**MANI; PILLAI, 2010**)

Em seguida na Figura 11 se encontra uma comparação de um módulo sujo e outro limpo. Além disso, relacionado à temperatura na superfície dos módulos, a imagem térmica aponta cerca de 10 °C como aumento de temperatura no módulo sujo.

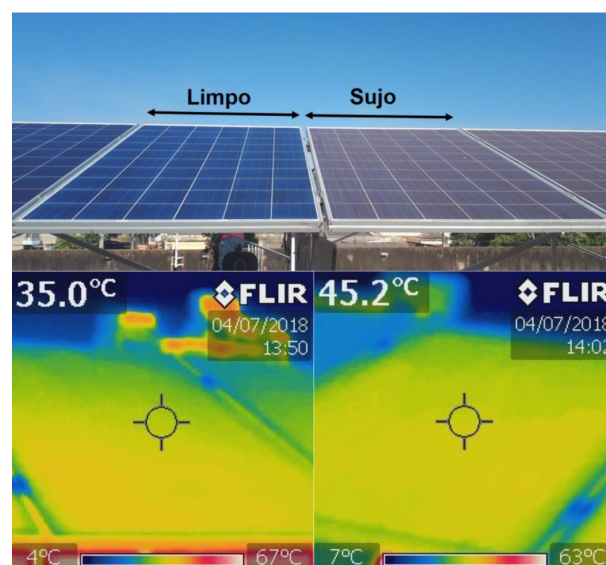


Figura 11 – Características para os testes desenvolvidos com os módulos fotovoltaicos sujos e limpos (**SILVA, 2018**)

Essa concentração de sujeira na superfície dos **MFV** é classificado como uma forma

de sombreamento, tendo capacidade de diminuir o desempenho do sistema, como é possível ser observado na Fig. 12 usando a menor geração de corrente, uma vez que existe uma menor captação de irradiância na superfície dos módulos causado pela menor transmitância do vidro, como visto na Figura 13, onde reduziu com o aumento da sujeira, como também contribui para o aparecimento de pontos quentes em alguns casos (SILVA, 2018; GUAN et al., 2016; JAMIL et al., 2016; MANI; PILLAI, 2010).

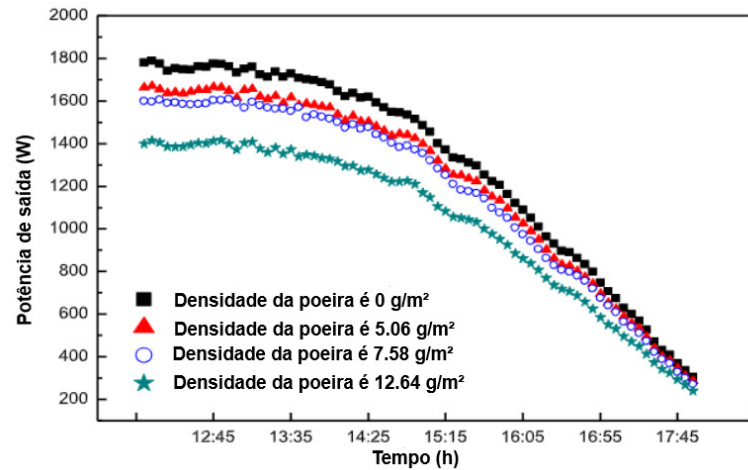


Figura 12 – Comparação da potência de saída para diferentes densidades de deposição de poeira (GUAN et al., 2016)

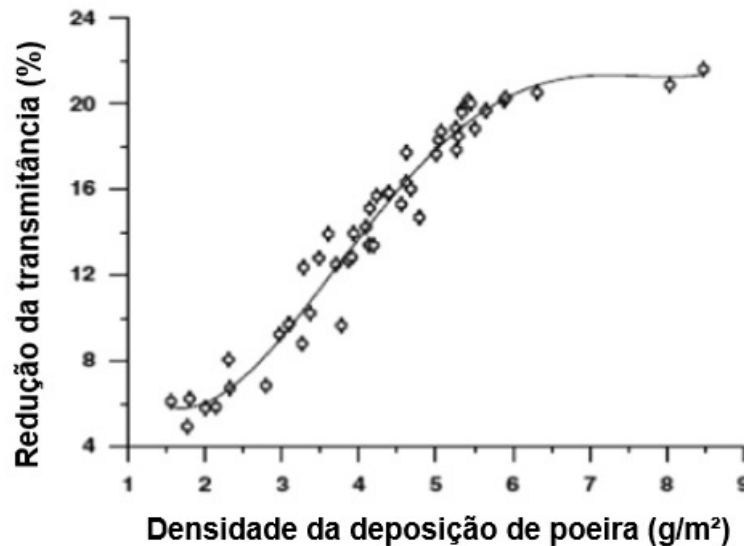


Figura 13 – Redução da transmitância devido à deposição de sujeira no módulo fotovoltaico (ELBREKI et al., 2016)

2.1.2 Para a Avaliação da Degradação

Para compreender e detectar falhas dos MFV, é possível realizar testes de qualidade que seguem os padrões da *International Electrotechnical Commission* (IEC) como a análise

visual, avaliação a partir de imagens infravermelhas e caracterização de curvas I-V (SILVA, 2018).

2.1.2.1 Identificação do local degradado a partir de uma inspeção visual

A inspeção visual é uma ferramenta de extrema importância para encontrar degradações nos módulos FV. Diversas formas de degradação que são visíveis ao olho nu, podem ser encontradas em módulos que já estão em pleno funcionamento. Degradação de MFV proveniente de exposição externa causam variados defeitos visuais como descoloração de encapsulante, delaminação, quebra do vidro, defeito na estrutura do módulo, oxidação entre outros (CHANDEL et al., 2015).

2.1.2.2 Avaliação da distribuição térmica a partir de capturas de imagens infravermelhas

Inspeções termográficas por infravermelho possibilitam a avaliação de condições de operação do módulo através da medição de temperaturas e visualização da distribuição térmica, isto pode ser realizado com câmeras termográficas que são capazes de entregar imagens térmicas, baseadas na radiação infravermelha dos objetos (ABNT, 2016).

Diagnósticos a partir de imagens infravermelhas, conseguem de entregar informações qualitativas. Este método pode identificar falhas, a localização delas como também futuros riscos de incêndio, através de uma análise da distribuição térmica na superfície dos módulos (SILVA, 2018; KÖNTGES et al., 2009; TSANAKAS; HA; SHAKARCHI, 2016).

Quando a energia não é convertida em energia elétrica, pois o módulo não está funcionando, o excesso de calor será mantido, assim a temperatura do módulo aumentará (IEA, 2018). A Figura 14 consegue representar o efeito discutido anteriormente que é conhecido como ponto quente. Tal efeito ocorre por sombreamento, células com defeitos, desconexão da solda de interconexão das células ou sujeira (SHARMA; CHANDEL, 2013). A permanência de um ponto quente no módulo pode trazer como consequência riscos para a vida útil dele como também a queda na eficiência operacional (SILVA, 2018; MORETÓN et al., 2014).

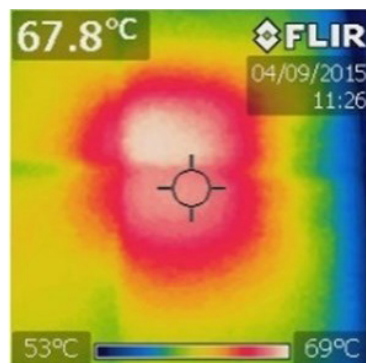


Figura 14 – Imagem termográfica (SILVA, 2018).

De acordo com a NBR 16690 (ABNT, 2019) células fotovoltaicas de silício cristalino, tem a sua potência máxima reduzida entre 0,4% e 0,5% cada vez que se tem um acréscimo de 1 °C na temperatura da sua operação.

A diferença de temperatura entre os pontos do MFV chegam a ultrapassar 10°C ao longo do tempo. Assim, se faz de extrema importância o monitoramento da temperatura nos diversos pontos dos módulos, para conseguir impedir possíveis falhas e fornecer um rendimento mais alto possível (KOTINDA; OLIVEIRA; SILVA, 2018)

A Tabela 2 apresenta as possíveis falhas a partir das imagens termográficas. Logo em seguida é possível observar uma relação entre o tipo de defeito e uma diferença na temperatura entre as células com defeito e células em perfeito estado, essa análise se encontra na Tabela 3 de (BUERHOP et al., 2012).

Tabela 2 – Lista de possíveis falhas a partir das imagens termográficas (SILVA, 2018; TSANAKAS; HA; SHAKARCHI, 2016; IEA, 2014; TESTO,).

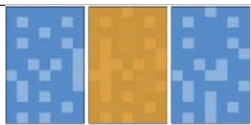
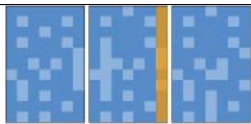
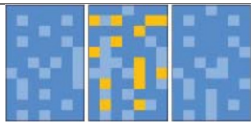
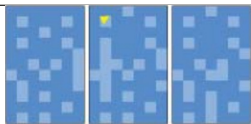
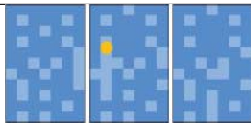
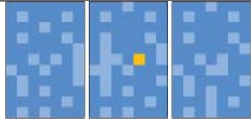
Representação do Módulo fotovoltaico	Descrição	Possíveis defeitos
	Módulo com todas as células superaquecidas comparado com outras células	Módulo não está funcionando
	Superaquecimento em uma série de células	Curto-circuito em uma série de células ou falha no diodo de bypass
	Células individuais, distribuídas aleatoriamente, significativamente mais quente que as outras	Módulo não está funcionando ou falha nos diodos de bypass
	Sobreaquecimento significativo de uma parte de uma célula	Célula quebrada ou interconexão de série desconectada
	Padrão de calor irregular ou superaquecido em pontos específicos	Célula quebrada ou outro impedimento
	Superaquecimento de uma única célula	Efeito de sombreamento, células defeituosas ou sujeira

Tabela 3 – Faixa de temperatura por defeitos em painéis fotovoltaicos (BUERHOP et al., 2012)

Tipos de Defeito	ΔT	Células Afetadas
Substring de <i>bypass</i>	4 ± 2 °C	Todas do <i>substring</i>
Fratura	2,5 -45 °C (ou maior)	1
Solda	$12,5 \pm 3,6$ °C	1 ou mais
Sombra	$1,2 \pm 0,4$ °C	1 ou mais

3 Metodologia

A metodologia deste trabalho foi baseada na realizada por (SILVA, 2018) com alteração de alguns dados, equipamentos e localização.

3.1 Descrição da Instalação do Sistema Fotovoltaico

Para a realização do estudo proposto, foi utilizado o sistema fotovoltaico instalado nas dependências da Unidade de Ensino e Docência no Campus Gama da Universidade de Brasília, localizado na cidade satélite Gama, no Distrito Federal. O Campus conta com $335.534 m^2$ de área total, cujo $17.521 m^2$ são de área construída. A Figura 15 expõe o Campus Gama da Universidade de Brasília com quatro blocos representados: Unidade Acadêmica (UAC), Unidade de Ensino e Docência (UED), Módulo de Serviços e Equipamentos Esportivos (MESP) e Laboratório de Desenvolvimento e Transportes e Energias Alternativas (LDTEA). A imagem também apresenta o sistema fotovoltaico, que será abordado no presente trabalho, instalado na cobertura do bloco indicado pelo número 1, UED.



Figura 15 – UnB-Campus Gama; 1-UED; 2-UAC; 3-MESP; 4-LDTEA.

Fonte: Zenit Aerospace.

O sistema é composto por 298 MFV da fabricante Canadian Solar, modelo HiKu CS3W-420P, possui uma potência-pico por módulo de $420 W_p$, instalados na cobertura do bloco UED com inclinação de 15° e orientação para o norte geográfico. Na Tabela

4, é possível encontrar os parâmetros em Condições de Teste Padrão (STC) referentes aos MFV. Os módulos citados anteriormente, estão interligados em 2 inversores string trifásicos da fabricante Canadian Solar. O primeiro modelo CSI-75K-T400 com 74,76kWp, possui seus principais parâmetros presentes na Tabela 5. O segundo modelo, CSI-50KTL-GI com 50,4 kWp, apresenta seus parâmetros na Tabela 6.

Tabela 4 – Principais parâmetros dos módulos fotovoltaicos em STC (SOLAR, 2019a)

Parâmetro	CS3W-420P
Potência Nominal Máxima ($P_{máx}$)	420W
Tensão a Máxima Potência (V_{mp})	39,5V
Corrente a Máxima Potência (I_{mp})	40,64A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	48V
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	11,26A
Eficiência do Módulo	19,01%
Temperatura de Operação	$-40^{\circ}C + 85^{\circ}C$

Tabela 5 – Principais parâmetros do Inversor 1 (SOLAR, 2021)

Parâmetro	CSI-75K-T400
Máxima Potência PV	112,5kW
Máxima Tensão de Entrada CC	1100V
Tensão de Partida CC	195V _{cc}
Faixa de Tensão de MPPT	180 – 1000V _{cc}
Máxima Corrente de Entrada (I_{mp}) por MPPT	26A
Máxima Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}) por MPPT	40A
Potência Nominal de Saída CA	75kW
Tensão Nominal de Saída	220/380V _{CA}
Corrente Nominal de Saída da Rede	114A
Eficiência Máxima	98,7%
Temperatura de Operação	$-25^{\circ}C + 60^{\circ}C$

Tabela 6 – Principais parâmetros do Inversor 2 (SOLAR, 2019b)

Parâmetro	CSI-50KTL-GI
Máxima Potência PV	75kW
Máxima Tensão de Entrada CC	1100V _{CC}
Tensão/Potência de Partida da Entrada CC	300V _{cc}
Faixa de Tensão de MPPT	439 – 850V _{cc}
Máxima Corrente de Entrada (I_{mp}) por MPPT	28,5A
Máxima Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}) por MPPT	44,5A
Potência Nominal de Saída CA	50kW
Tensão Nominal de Saída	380/400V _{CA}
Corrente Nominal CA de Saída da Rede @480V _{ca}	76/72,2A
Eficiência Máxima	98,8%
Temperatura de Operação	$-25^{\circ}C + 60^{\circ}C$

A Figura 16 representa a disposição dos módulos fotovoltaicos no prédio UED. Dentre os 298 Módulos fotovoltaicos presentes no prédio UED, a análise foi realizada

somente em 16 deles, onde 8 módulos foram selecionados para o ensaio, 2 com sujeira pontual e concentrada, 2 com sujeira distribuída de forma uniforme por toda sua superfície, 2 limpos com água e sabão neutro, por fim, 2 limpos somente com água. Os módulos analisados se encontram identificados na Figura 17.



Figura 16 – Instalação dos Módulos no Prédio UED.

Fonte: Zenit Aerospace.

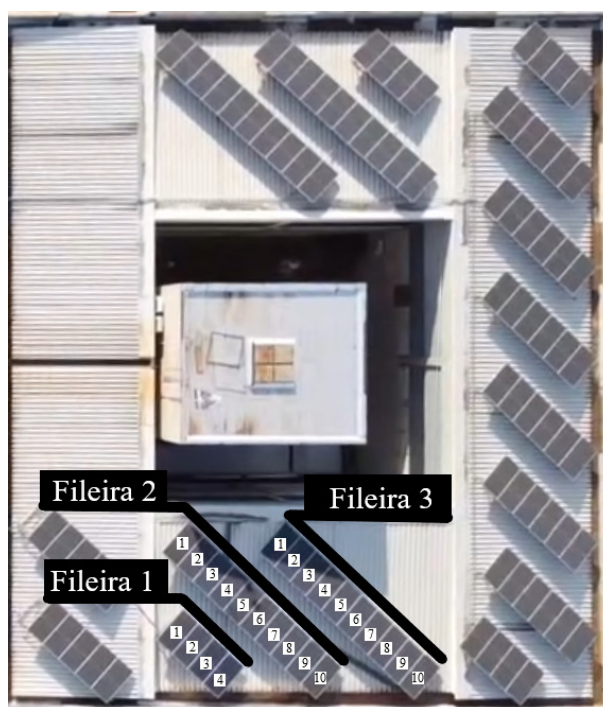

















Figura 17 – Identificação dos Módulos Seleccionados.










Fonte: Autorial Própria.

A fim de uma melhor compreensão do Sistema, a Fig. 18a apresenta o esquema de conexão das strings no inversor 01. Tal inversor possui 9 entradas Maximum Power Point Tracking (MPPT) independentes e em 8 das entradas estão distribuídos os MFV. Estão conectados em paralelo, duas séries fotovoltaicas com 11 módulos cada, nas entradas 01,

02, 05 e 06. Conecta-se em paralelo duas séries compostas por 14 módulos em ambas as MPPTs 03 e 04. Todavia, a MPPT 07 se encontra com duas séries conectadas em paralelo dispondo de 12 MFV em série cada. E por fim, a MPPT 08 apresenta apenas uma string de 10 módulos fotovoltaicos em série.

CONEXÃO DE STRINGS			INVERSOR 01 - 75 kWp
11 x  STRING 01	MPPT 01		
11 x  STRING 02			
11 x  STRING 03	MPPT 02		
11 x  STRING 04			
14 x  STRING 05	MPPT 03		
14 x  STRING 06			
14 x  STRING 07	MPPT 04		
14 x  STRING 08			
11 x  STRING 09	MPPT 05		
11 x  STRING 10			
11 x  STRING 11	MPPT 06		
11 x  STRING 12			
12 x  STRING 13	MPPT 07		
12 x  STRING 14			
10 x  STRING 15	MPPT 08		

(a) Inversor 01.

CONEXÃO DE STRINGS			INVERSOR 02 - 50 kWp
14 x  STRING 16	MPPT 01		
14 x  STRING 17			
12 x  STRING 18	MPPT 02		
12 x  STRING 19			
14 x  STRING 20	MPPT 03		
14 x  STRING 21			
14 x  STRING 22			
12 x  STRING 23	MPPT 04		
12 x  STRING 24			

(b) Inversor 02.

Figura 18 – Conexão das Strings (Anexo B).

Da mesma forma, a Figura 18b apresenta a configuração das strings no inversor 02. O presente inversor possui 4 entradas MPPT independentes e os MFV distribuídos com a MPPT 01 que possui duas séries conectadas em paralelo com 14 módulos em cada série. Contudo, nas MPPTs 02 e 04 encontram-se conectadas a duas séries em paralelo e cada uma com 12 módulos. Por último, a MPPT 03 possui três séries em paralelo, apresenta também 14 módulos em série. Todo o processo realizado para a coleta dos dados de ambos os inversores se encontra no Apêndice B.2.

3.2 Metodologia para a Avaliação dos Sistema Fotovoltaico

Este trabalho realizará a avaliação de quatro casos diferentes: Módulo novo e limpo, módulo novo com uma sujeira distribuída de forma uniforme por toda sua superfície, módulo novo com sujeiras em lugares pontuais e concentrados, inversores e caixa elétrica fotovoltaica. Para cada caso será realizado uma inspeção visual como também a captura de imagens termográficas.

3.2.1 Coleta de Dados Solarimétricos

O sistema fotovoltaico, presente no prédio UED da Faculdade do Gama, possui uma estação solarimétrica, com a finalidade de medir e registrar dados importantes sobre o ambiente. Tal estação é composta por:

- 01 coletor de dados *Fieldlogger*, para a coleta e armazenamento de dados resultantes dos sensores;
- 01 sensor de temperatura o qual opera entre -40°C a 80°C ;
- 01 sensor de umidade relativa do ar;
- 01 Piranômetro de segunda classe, a fim de medir a radiação solar, dispendo de uma faixa de medição entre 0 a $1600\text{W}/\text{m}^2$;
- 01 sensor de velocidade do vento o qual dispõe a faixa de medição de 0,4 a 55 m/s;
- 01 sensor de direção do vento que mede 0° a 360° ;
- 01 caixa coletora de dados IP66, ligado a um painel solar de 30 W e uma bateria de 12 Ah.

A Fig. 19, exibe a estação citada. Para serem manuseados, os dados foram extraídos e exportados, utilizando o software configurador da *Fieldlogger*, na versão 1.7.1.02.



Figura 19 – Estação Solarimétrica.
Fonte: Autoria Própria.

O processo íntegro realizado para a coleta dos dados da estação solarimétrica se encontra no Apêndice B.1.

3.2.2 Inspeção Visual

Deve-se começar por uma análise visual dos módulos para que seja identificado as possíveis degradações presente. O próximo passo será fotografar e classificar os módulos fotovoltaicos.

3.2.3 Termografia

Em seguida, com os módulos será capturada imagens termográficas através de uma câmera infravermelha. Este teste deve ser realizado com irradiâncias acima de 600 W/m^2 e condições climáticas estáveis, assim terá corrente o suficiente para que seja perceptível as diferenças de temperatura (IEA, 2018).

Imagens termográficas permitem uma identificação mais fácil de um aumento na temperatura dos módulos provocado pelo fluxo de corrente elétrica nas células que apresentam degradações (SILVA, 2018; CHANDEL et al., 2015). Contudo, a anormalidade encontrada nas imagens capturadas nos módulos podem estar relacionadas a um possível tipo de falha (TSANAKAS; HA; SHAKARCHI, 2016).

Um exemplo seria um diodo de bypass danificado, o perigo desta falha está relacionada à elevada temperatura, que neste caso pode ser o bastante para ocorrer um incêndio (KO et al., 2017).

Para que o teste seja realizado com maior sucesso, o módulo fotovoltaico precisa estar em operação, dado que não é possível identificar pontos quentes nos módulos em circuito aberto (SILVA, 2018). Na Figura 20 é possível verificar a diferença das capturas de imagens termográficas para circuito aberto e fechado.

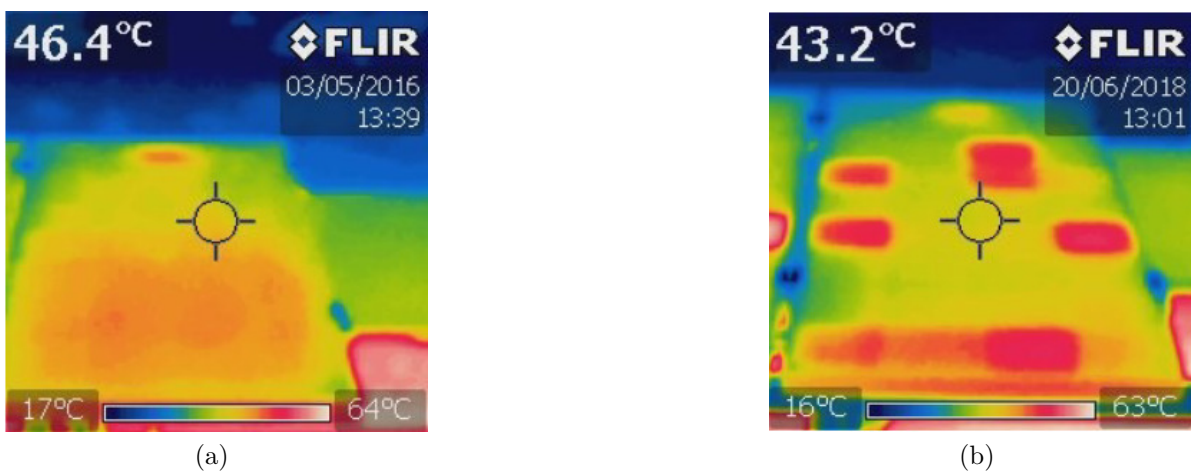


Figura 20 – (a) Imagem termográfica com módulo FV em circuito aberto; (b) Imagem termográfica com módulo FV em circuito fechado (SILVA, 2018).

Para este teste, as imagens termográficas serão obtidas através da câmera infravermelha Fluke VT04A, a Figura 21a apresenta a imagem do aparelho e ao seu lado na

Tabela 21b se encontra suas características, para que se identifique os pontos quentes e correlacione-os com os sinais de degradação.

Figura 21 – Informações sobre a câmera infravermelha (CORPORATION, 2012)

(a) Câmera infravermelha utilizada para obtenção das imagens termográficas.



(b) Características técnicas do termovisor.

Parâmetro	Alcance
Faixa de medição de temperatura	-10 °C a +250 °C
Temperatura de operação	-5 °C a +45 °C
Temperatura de armazenamento	-20 °C a +60 °C
Umidade relativa	10 % a 90 %, sem condensação
Precisão da medição de temperatura	$\pm 2^{\circ}C$ ou $\pm 2\%$ de leitura, para uma temperatura ambiente de 25 °C
Correção da emissividade na tela	Sim
Frequência de captura de imagens	8 Hz
Tipo de detector	Cerâmica piroelétrica não resfriada
Sensibilidade térmica (NETD)	$\leq 250mK$
Faixa espectral infravermelha	$6.5\mu m$ a $14\mu m$
Câmera visual	11025 pixels
Campo de visão	28° X 28°

3.2.4 Parâmetros para a Correção da Temperatura

De acordo com (Pó, 2011; SILVA, 2018; SUN et al., 2020), a temperatura pode ser calculada empiricamente, independente de a temperatura de operação não ser uniforme em todas as células presentes, que neste caso formam os MFV, como também apresentarem uma temperatura diferente na superfície traseira em condições padrões de operação.

Dessa forma, o método a ser aplicado na correção da temperatura de operação das células, nos testes realizados no dia 07 de julho de 2023, será utilizada a equação 3.1 que corresponde ao método baseado na temperatura ambiente (SILVA, 2018; CEI82-25, 2010), em comparação com a temperatura capturada pelo equipamento Fluke®.

$$T_{cel_amb} = \left(T_{amb} + (NOCT - 20) * \frac{Irr}{800} \right) \quad (3.1)$$

Onde, T_{cel_amb} representa a temperatura de operação da célula, T_{amb} se trata da temperatura ambiente, a temperatura nominal de operação da célula é representada por NOCT, ela está presente em um teste aplicado com irradiância de $800W/m^2$, um dia de sol moderado, com uma temperatura ambiente de $20^{\circ}C$ e um vento de $1m/s$, por fim Irr corresponde à irradiância no momento em que o teste é realizado (SILVA, 2018; CEI82-25, 2010; SUN et al., 2020).

3.3 Avaliação da Influência da Sujeira

Com o objetivo de analisar a influência da sujeira, sobre os módulos fotovoltaico, foram realizados testes no dia 07/07/2023, utilizando 06 módulos fotovoltaicos da Canadian Solar de mesmas características elétricas.

Inicialmente, os módulos 3 e 4 da fileira 1, foram limpos com sabão líquido neutro, água e uma esponja macia, os módulos 1 e 2 da mesma fileira, foram limpos somente com água, representando uma limpeza causada pela chuva. Por fim, os módulos 5 e 6 da fileira 3, foram mantidos com uma sujeira distribuída de forma uniforme por toda a sua superfície, conforme apresentado na Figura 22.



Figura 22 – Módulos preparados para avaliação da sujeira.
Fonte: Autoria Própria.

3.4 Considerações Finais

O presente capítulo expôs minuciosamente os procedimentos aplicados na avaliação das degradações que são capazes de afetar o desempenho dos MFV, aplicando a inspeção visual para a identificação de possíveis falhas visíveis aos olhos e captura de imagens termográficas com a finalidade de identificar pontos quentes, como também a temperatura dos módulos durante sua operação. Para as medições realizadas se fez necessário a correção das temperaturas de operação das células fotovoltaicas.

Também foram realizados testes adicionais para a avaliação das possíveis influências da sujeira na temperatura dos módulos, além disso imagens termográficas foram capturadas para a análise de temperatura nos inversores e caixa elétrica.

4 Resultados

Nesta seção serão apresentados e discutidos os resultados obtidos após a implementação das inspeções descritas na metodologia.

4.1 Inspeção Visual

Com a inspeção visual realizada em 16 módulos, nenhum dano permanente foi encontrado nos MFV. Os módulos se encontram em perfeito estado, possuem uma leve deposição de poeira em sua superfície e em alguns casos uma sujeira pontual ocasionada por pássaros. A Figura 23 apresenta o estado dos módulos selecionados.



(a) Módulo 4 da fileira 1 com sujeira pontual.



(b) Módulo 6 da fileira 2 com sujeira pontual.



(c) Módulos 6 e 7 da fileira 3 com sujeira uniforme por sua superfície.

Figura 23 – Deposição de sujeira nos módulos fotovoltaicos.
Fonte: Autoria Própria.

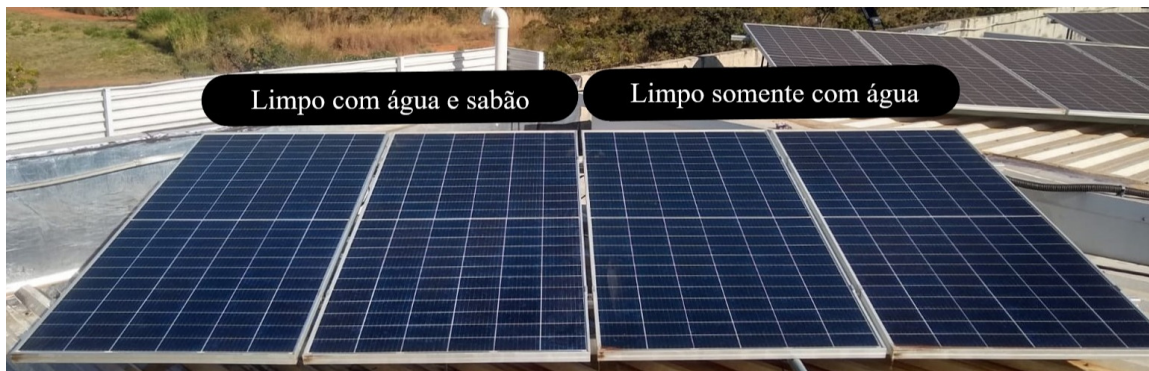
4.2 Inspeção Termográfica

Após a inspeção visual, imagens termográficas de 8 módulos foram capturadas e armazenadas, com o objetivo de avaliar a distribuição térmica e identificar a presença de pontos quentes, uma vez que, sua permanência pode contribuir com riscos para a vida útil do módulo, como também a queda na eficiência operacional (SILVA, 2018; MORETÓN et al., 2014). Também foram obtidas imagens termográficas dos dois inversores presentes no prédio UED, como também do quadro.

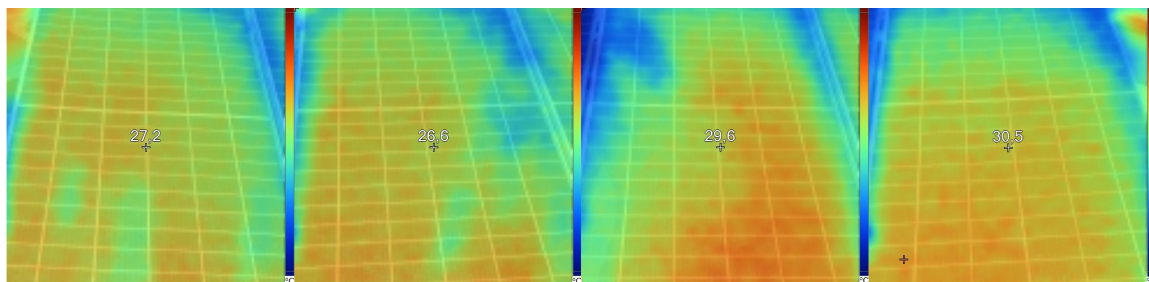
Para uma melhor análise, a inspeção termográfica foi dividida em três tópicos: influência da deposição de sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, sujeira pontual na superfície do módulo fotovoltaico, avaliação dos inversores e quadro elétrico fotovoltaico.

4.2.1 Influência da deposição de Sujeira na Superfície dos Módulos FV

Os resultados encontrados para os módulos da fileira 1, foram considerados dentro das condições normais, assim, não foram encontradas grandes diferenças na distribuição de temperatura observada na superfície dos módulos. É preciso ressaltar que a análise para módulos limpos foi dividida entre os módulos 4 e 3 (limpos com água e sabão neutro) e os módulos 2 e 1 (limpos apenas com água). A Figura 24 apresenta a temperatura de cada módulo utilizado para esse ensaio.



(a) Imagem fotográfica dos módulos limpos.



(b) Imagem térmica dos módulos limpos.

Figura 24 – Ensaio termográfico nos módulos da fileira 1.

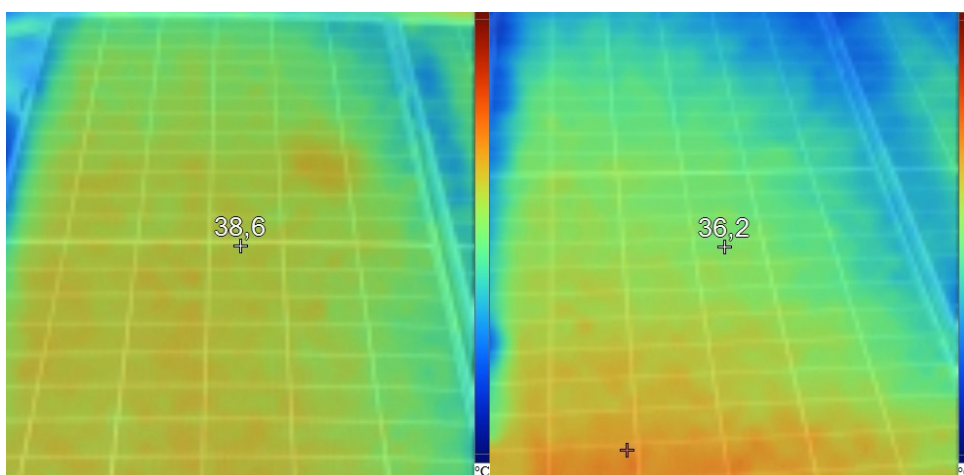
Fonte: Autoria Própria.

Mesmo com uma baixa temperatura, existe uma diferença no método de limpeza dos módulos e isso pode ser observado nas imagens termográficas de cada um, cerca de 3°C a mais nos módulos limpos apenas com água.

É possível observar uma elevação de temperatura em torno de 10°C nos módulos fotovoltaicos com deposição de sujeira uniforme, se comparando as Figuras 24b e 25b. Um fator importante a ser lembrado é que a diferença de temperatura foi encontrada para as condições naturais do local, dessa forma a densidade da poeira tende a variar de um meio para outro.



(a) Imagem fotográfica dos módulos com deposição uniforme de poeira.



(b) Imagem térmica dos módulos com deposição uniforme de poeira.

Figura 25 – Ensaio termográfico nos módulos 6 e 7 da fileira 3.

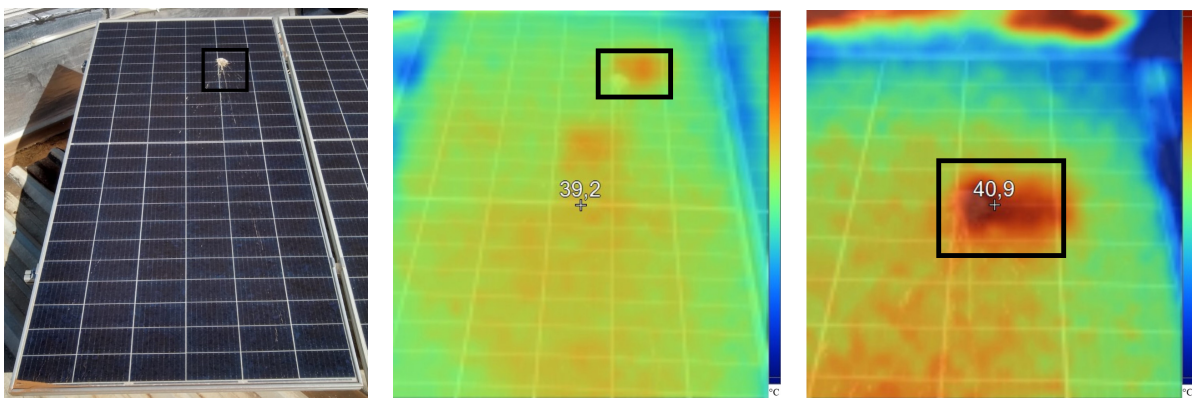
Fonte: Autoria Própria.

4.2.2 Sujeira Pontual na Superfície do Módulo Fotovoltaico

Para a análise do caso 2, onde o objeto de estudo é a sujeira pontual na superfície do módulo, dois módulos foram mantidos sujos e ambos estavam cobertos por poeira e

dejetos de aves. Em ambos os módulos foi identificado o efeito de sombreamento e, assim, uma mudança na distribuição térmica do módulo FV que tem como causa o ponto quente.

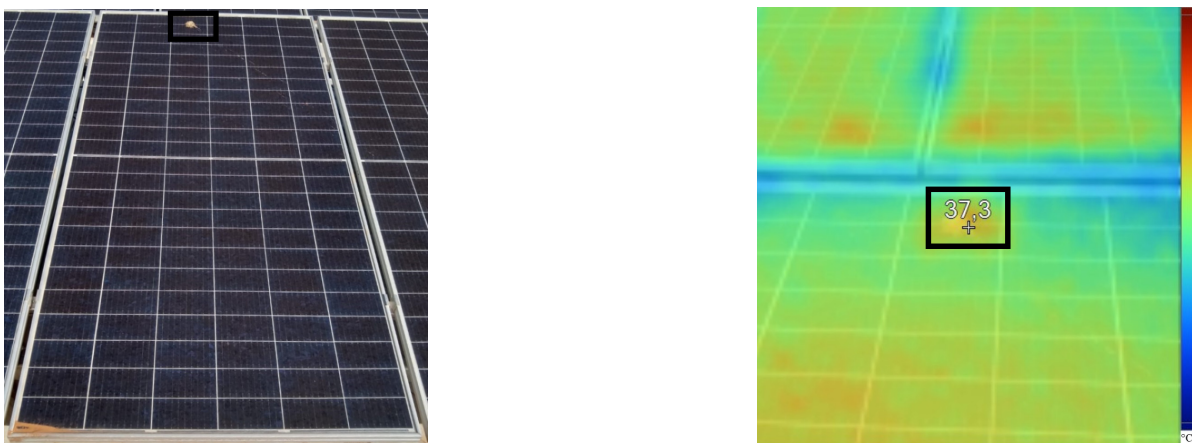
Observando as Figuras 26b e 26c, fica evidente uma variação de temperatura das células sombreadas se comparadas à temperatura das demais células do módulo, a região sinalizada se trata de um ponto quente. Se permanente o sombreamento, como já abordado no trabalho, esse fator pode trazer como consequência descoloração do material encapsulante no local, uma falha dos módulos antes do esperado, como também a redução de desempenho do sistema com o passar dos anos (SILVA, 2018; CHANDEL et al., 2015; MORETÓN et al., 2014; MARTÍNEZ-MORENO; FIGUEIREDO; LORENZO, 2018).



(a) Imagem fotográfica do módulo 4 da fileira 1 afetado por fezes de aves. (b) Imagem térmica do módulo 4 da fileira 1 afetado por fezes de aves. (c) Imagem térmica aproximada do módulo 4 da fileira 1 afetado por fezes de aves.

Figura 26 – Ensaio termográfico no módulo 4 da fileira 1.

Fonte: Autoria Própria.



(a) Imagem fotográfica do módulo 6 da fileira 2 afetado por fezes de aves. (b) Imagem térmica do módulo 6 da fileira 2 afetado por fezes de aves.

Figura 27 – Ensaio termográfico no módulo 6 da fileira 2.

Fonte: Autoria Própria.

Mesmo que nos dois casos estudados, não foram encontradas temperaturas extremamente diferentes se comparadas às demais células do módulo, esse aumento ainda pode

ocorrer com o passar do tempo se não houver uma limpeza periódica na superfície dos MFV (ANJOS, 2016).

4.2.3 Correção das Temperaturas de Operação das Células Fotovoltaicas

As temperaturas de operação das células fotovoltaicas encontradas nos testes realizados no dia 07 de julho de 2023 foram corrigidas seguindo a Equação 3.1 e os resultados são apresentados na Tabela 8 em comparação com os valores de temperaturas capturados com a câmera termográfica, encontradas na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados para a correção da temperatura de operação das células.

Dia	Tempo de Registro	Temperatura Ambiente °C	Irradiância (W/m^2)
07/07/2023	14:25:32	24,86	560,79
07/07/2023	14:26:32	25,20	560,31
07/07/2023	14:27:32	25,36	556,83
07/07/2023	14:28:32	25,47	554,01
07/07/2023	14:29:32	25,35	549,92
07/07/2023	14:31:27	24,92	543,83
07/07/2023	14:32:27	24,78	542,14
07/07/2023	14:33:27	24,82	539,58
07/07/2023	14:34:27	24,94	538,68
07/07/2023	14:35:27	25,01	538,12
07/07/2023	14:38:16	24,86	529,53
07/07/2023	14:39:16	24,86	525,59
07/07/2023	14:40:16	24,87	522,26

A correção da temperatura evidenciou uma diferença entre os valores encontrados a partir da captura de imagens termográficas e os valores calculados, com uma média de discrepância de 22%.

Tabela 8 – Correção da temperatura de operação das células para os testes realizados (De autoria própria)

Identificação		Caso	Temperatura (°C)	
			Fluke	T_{cel_amb}
Fileira 1	Módulo 1	Limp	30,5	39,75
	Módulo 2		29,6	39,81
	Módulo 3		26,6	39,42
	Módulo 4		27,2	39,31
Fileira 2	Módulo 4	Sujeira Pontual	40,9	40,28
	Módulo 6		37,3	40,61
Fileira 3	Módulo 6	Sujeira uniforme	38,6	40,71
	Módulo 7		36,3	40,47

4.2.4 Avaliação dos Inversores e Quadro Elétrico Fotovoltaico

Um ensaio termográfico foi realizado com os dois inversores do prédio UED, como também no quadro elétrico fotovoltaico.

Ao realizar o ensaio foi preciso ter conhecimento da temperatura máxima sob a qual o inversor inspecionado pode funcionar sem causar nenhum transtorno ao próprio inversor, e do sistema elétrico em que o inversor está operando. Conforme os manuais dos equipamentos, as temperaturas de operação de ambos os inversores é de -25°C a $+60^{\circ}\text{C}$. Assim, observando a Figura 28 e também a Figura 29, que representam os ensaio dos Inversores 1 e 2, respectivamente, as temperaturas se encontram dentro dos limites de operação fornecidas em seus manuais.

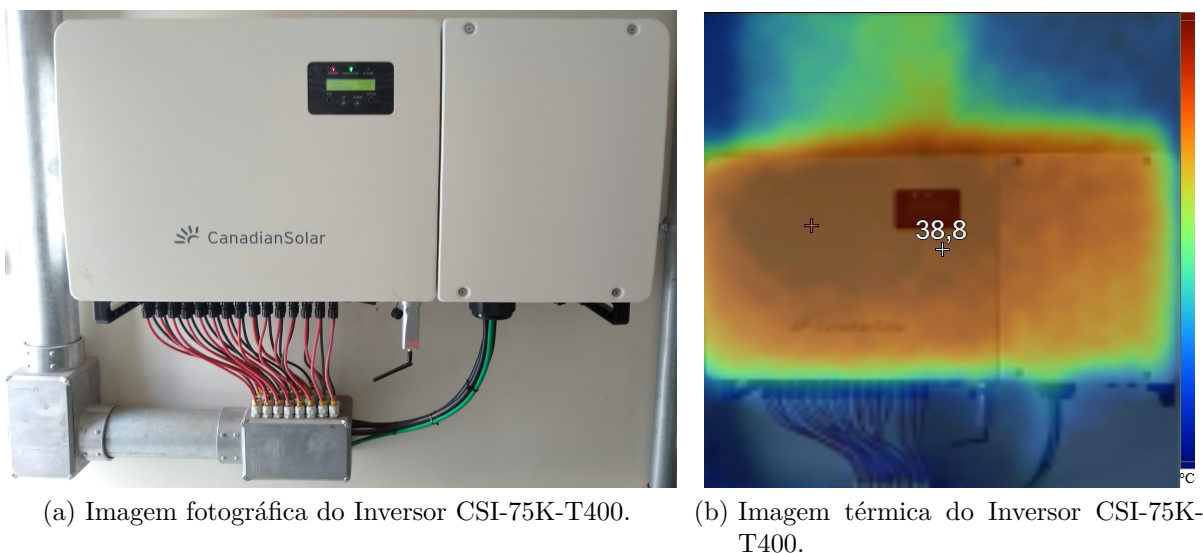


Figura 28 – Ensaio termográfico do Inversor CSI-75K-T400.

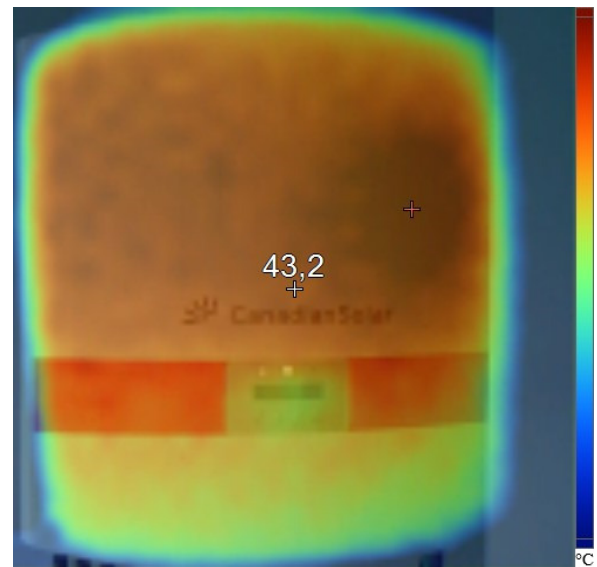
Fonte: Autoria Própria.

Da mesma forma foi necessário o conhecimento da temperatura máxima sob a qual os cabos do quadro elétrico fotovoltaico operam. Neste caso, com cabos EPR 0,6 1kV, como mostra o Anexo C, possui uma temperatura máxima em seus condutores de 90°C em serviço contínuo, 130°C em sobrecarga e 250°C em curto circuito (ABNT, 2011).

Como pode ser observado na Figura 30 existem três pontos quentes presentes, porém as temperaturas capturadas pelas câmeras termográficas estão dentro do limite da temperatura máxima dos condutores, como mostra a Figura 30c. Um aquecimento excessivo dos equipamentos e cabos presentes em um quadro elétrico pode ocasionar um arco elétrico, e como consequência originar um incêndio do quadro (OLIVEIRA, 2012).

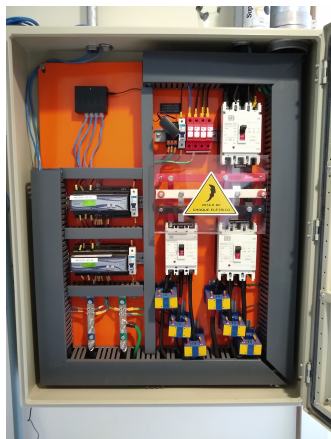


(a) Imagem fotográfica do Inversor CSI-50KTL-GI.

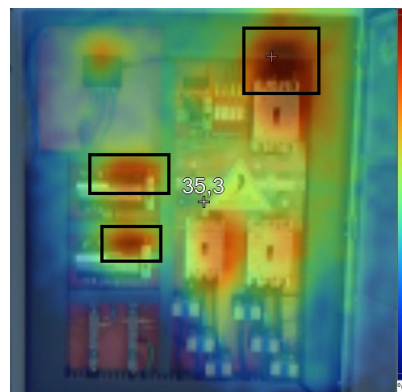


(b) Imagem térmica do Inversor CSI-50KTL-GI.

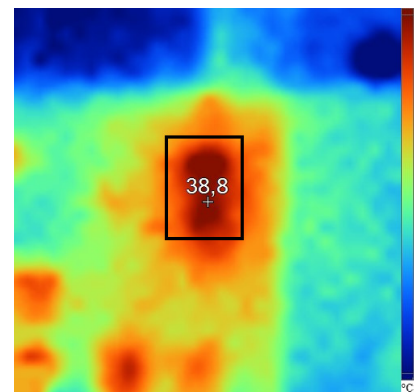
Figura 29 – Ensaio termográfico do Inversor CSI-50KTL-GI.
Fonte: Autoria Própria.



(a) Imagem fotográfica do quadro elétrico fotovoltaico.



(b) Imagem térmica do quadro elétrico fotovoltaico.



(c) Imagem térmica aproximada do quadro elétrico fotovoltaico.

Figura 30 – Ensaio termográfico do quadro elétrico fotovoltaico.
Fonte: Autoria Própria.

4.3 Considerações Finais

No Capítulo 4 foram expostos os resultados obtidos para a avaliação da influência da degradação e sujeira nos módulos fotovoltaicos, além disso, uma avaliação da temperatura para os módulos, inversores do prédio UED, como também para o quadro elétrico fotovoltaico. Após concluir os testes, relacionado à avaliação da degradação, foi possível observar a presença de poeira cobrindo toda a superfície dos módulos e em alguns casos a presença de dejetos de aves. Sobre os inversores e quadro elétrico, foi observado temperaturas coerentes com o esperado e recomendadas em seus manuais.

A respeito dos testes realizados para análise dos impactos da sujeira local sobre os módulos, foi encontrado uma elevação de 10°C na temperatura da superfície dos módulos, comprovando a exigência de uma limpeza periódica na superfície dos módulos em regiões e épocas com uma menor quantidade de chuvas.

5 Conclusões Gerais

5.1 Conclusões

Foi realizado um ensaio com o objetivo de analisar a temperatura dos módulos fotovoltaicos com e sem sujeira acumulada em sua superfície, como também a temperatura nos inversores e quadro elétrico fotovoltaico. A análise termográfica foi realizada na instalação do prédio UED no dia 07 de julho de 2023, porém diferente do que a STC pede, o ensaio ocorreu às 14 horas. O ensaio foi separado em quatro casos diferentes: módulo novo e limpo, módulo novo com sujeira distribuída de forma uniforme por toda sua superfície, módulo novo com sujeiras em lugares pontuais e concentrados, inversores e quadro elétrico fotovoltaico. Após a captura das imagens termográficas uma comparação foi realizada entre os módulos novos e limpos com os módulos que apresentam uma deposição de sujeira uniforme em sua superfície, encontrando um aumento de temperatura com cerca de $10^{\circ}C$. Acerca da presença de pontos concentrados de sujeira, neste caso com dejetos de aves, foi possível observar presenças de pontos quentes nos módulos, se fazendo a necessidade de uma limpeza periódica a fim de prevenir o surgimento de degradações provenientes da alta temperatura concentrada. No ensaio dos inversores foi possível observar uma temperatura dentro dos limites de operação, uma forma para prevenir futuros problemas seria o planejamento de uma circulação de ar mais eficaz para impedir a permanência de altas temperaturas onde os inversores se encontram. Relacionado ao quadro elétrico fotovoltaico, após a captura de imagens termográficas, a presença de pontos quentes foram detectadas, porém da mesma forma que os inversores a temperatura presente se encontra dentro dos limites, de acordo com a ANBT NBR 15977. Durante a execução do estudo foi utilizado uma câmera termográfica que infelizmente possui diversas limitações que ocasionaram algumas restrições às análises, sendo elas uma captura de temperatura mais exata dos módulos, englobando não somente pontos específicos, como também uma leitura de todo o módulo fotovoltaico.

5.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, é interessante que a avaliação do desempenho do sistema fotovoltaico seja realizada através de termografia juntamente com traçadores de curvas características. Com as curvas I-V e P-V é possível realizar a análise mais importante na avaliação do desempenho de um sistema FV, a obtenção de parâmetros elétricos. A curva consegue identificar a presença de variações nos valores da tensão, corrente e deformações no seu formato, indicando assim algum tipo de falha. Também seria interessante

um estudo do impacto da deposição de poeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, utilizando duas strings, realizando a limpeza somente em uma, para uma comparação de seus desempenhos.

Referências

- ABSOLAR. 2022. <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. (Accessed on 14/12/2022). Citado 2 vezes nas páginas 15 e 24.
- ANJOS, R. *Análise e simulação de pontos quentes em painéis fotovoltaicos*. 2016. (Accessed on 17/07/2023). Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10400.21/6746>>. Citado na página 53.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 15977*: Cabo flexível, isolado com borracha etilenopropileno (epr ou hepr) e coberto com pvc stf, para 90°C e tensões até 750 v — especificação. Rio de Janeiro, 2011. Citado na página 54.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 15424*: ensaios não destrutivos: termografia: terminologia. Rio de Janeiro, 2016. Citado na página 36.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16690*: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos: requisitos de projeto. Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 37.
- BERNARDINI, S. et al. Light-induced degradation in compensated mc-si p-type solar cells. In: *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 003242–003247. Citado na página 33.
- BUERHOP, C. et al. *Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions*. 2012. (Accessed on 20/04/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2012.07.011>>. Citado 3 vezes nas páginas 17, 37 e 38.
- CEI82-25. *Norma Italiana CEI 82-25*. 2010. (Accessed on 07/07/2023). Disponível em: <http://www.test.it/06022012/CEI82-25_Variante_V1.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- CHANDEL, S. et al. *Degradation analysis of 28 year field exposed mono-c-Si photovoltaic modules of a direct coupled solar water pumping system in western Himalayan region of India | Elsevier Enhanced Reader*. 2015. (Accessed on 06/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.015>>. Citado 7 vezes nas páginas 15, 30, 31, 32, 36, 44 e 52.
- CORPORATION, F. *VT02, VT04A, VT04 | Manual do Usuário*. 2012. (Accessed on 28/01/2023). Disponível em: <https://dam-assets.fluke.com/s3fs-public/VT0204A_umpor0200.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 45.
- DIAS, C. L. A. et al. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. *Renewable Energy*, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.033>>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 29.
- ELBREKI, A. et al. *The role of climatic-design-operational parameters on combined PV/T collector performance_ A critical review | Elsevier Enhanced Reader*. 2016. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.077>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 35.

- EPE. 2022. (Accessed on 14/12/2022). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 23.
- FERRARA, C.; PHILIPP, D. *Why Do PV Modules Fail?* | Elsevier Enhanced Reader. 2012. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.046>>. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.
- GUAN, Y. et al. *In-situ investigation of the effect of dust deposition on the performance of polycrystalline silicon photovoltaic modules* | Elsevier Enhanced Reader. 2016. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.009>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 35.
- IEA. *Review of Failures of Photovoltaic Modules Final*. 2014. (Accessed on 16/01/2023). Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 37.
- IEA. *Review on IR and EL Imaging for PV Field Applications*. 2018. (Accessed on 20/01/2023). Disponível em: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/Review_on_IR_and_EL_Imaging_for_PV_Field_Applications_by_Task_13.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 44.
- JAMIL, W. J. et al. *Performance degradation of photovoltaic power system_ review on mitigation methods* | elsevier enhanced reader. 2016. (Accessed on 03/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.072>>. Citado 3 vezes nas páginas 29, 30 e 35.
- KO, S. et al. *Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode* | Elsevier Enhanced Reader. 2017. (Accessed on 29/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.030>>. Citado na página 44.
- KOTINDA, C.; OLIVEIRA, V.; SILVA, J. Monitoramento térmico de painel fotovoltaico utilizando redes de bragg em fibra Óptica. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar - Gramado*, 2018. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/213>>. Citado na página 37.
- KöNTGES, M. et al. *Quantitative Analysis of PV-Modules*. 2009. 21-24 p. (Accessed on 20/01/2023). Citado na página 36.
- MANI, M.; PILLAI, R. *Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations* | Elsevier Enhanced Reader. 2010. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 34 e 35.
- MARTÍNEZ-MORENO, F.; FIGUEIREDO, G.; LORENZO, E. *In the field PID related experiences* | Elsevier Enhanced Reader. 2018. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.solmat.2017.09.037>>. Citado 3 vezes nas páginas 30, 33 e 52.
- MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. *Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells* | elsevier enhanced reader. 2012. (Accessed

- on 03/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.012>>. Citado na página 30.
- MORETÓN, R. et al. *DEALING IN PRACTICE WITH HOT-SPOTS*. 2014. (Accessed on 20/01/2023). Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/148670468.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas 36, 50 e 52.
- OLIVEIRA, M. et al. *The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules_ A review | Elsevier Enhanced Reader*. 2018. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.039>>. Citado 3 vezes nas páginas 27, 32 e 33.
- OLIVEIRA, T. M. D. Análise de sistemas de energia e máquinas elétricas com recurso a termografia. *Universidade do Porto, Porto*, 2012. Citado na página 54.
- Pó, J. *Assessment of the IEC 60891 norm conversion methods under outdoor test conditions*. 2011. (Accessed on 15/05/2023). Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10451/8270>>. Citado na página 45.
- SHARMA, V.; CHANDEL, S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems | elsevier enhanced reader. 2013. (Accessed on 03/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.046>>. Citado 7 vezes nas páginas 15, 27, 28, 29, 30, 33 e 36.
- SILVA, A. *EstudoAnaliseDesempenho.pdf*. 2018. (Accessed on 05/01/2023). Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/24946/5/EstudoAnaliseDesempenho.pdf>>. Citado 17 vezes nas páginas 15, 17, 24, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 39, 44, 45, 46, 50 e 52.
- SOLAR, C. *HiKu SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE*. 2019. (Accessed on 21/06/2023). Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/assets/uploads/2bcef-canadian_solar-datasheet-hiku_cs3w-p-420_425_430_435_1000v1500v_v5.584.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 40.
- SOLAR, C. *THREE PHASE STRING INVERTER 40-50 KW Canadian Solar*. 2019. (Accessed on 21/06/2023). Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2020/04/Canadian-Solar_Datasheet_Inverter_40-50KW_SEA.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 40.
- SOLAR, C. *INVERTOR STRING TRIFÁSICO 75-100 KW*. 2021. (Accessed on 21/06/2023). Disponível em: <https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/sites/7/2021/04/20074254/PT-CanadianSolar_Inverter_3ph_75-100KW_v1.2.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 40.
- SUN, V. et al. *A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module*. 2020. (Accessed on 15/04/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.04.026>>. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- TESTO. *Practical Guide to Solar Power Thermography*. (Accessed on 28/01/2023). Citado 2 vezes nas páginas 17 e 37.

TSANAKAS, J.; HA, L.; SHAKARCHI, F. *Advanced inspection of photovoltaic installations by aerial triangulation and terrestrial georeferencing of thermal/visual imagery* / *Elsevier Enhanced Reader*. 2016. (Accessed on 20/01/2023). Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.046>>. Citado 4 vezes nas páginas 17, 36, 37 e 44.

Apêndices

APÊNDICE A – Tabela de Valores para a Correção da Temperatura de Operação

Essa seção apresenta dados coletados da Estação Solarimétrica, que foi utilizada para o cálculo da correção da temperatura de operação dos módulos.

Tabela 9 – Dados para a correção da temperatura de operação das células.

Dia	Tempo de Registro	Temperatura Ambiente °C	Irradiância (W/m²)
07/07/2023	14:25:32	24,86	560,79
07/07/2023	14:26:32	25,20	560,31
07/07/2023	14:27:32	25,36	556,83
07/07/2023	14:28:32	25,47	554,01
07/07/2023	14:29:32	25,35	549,92
07/07/2023	14:31:27	24,92	543,83
07/07/2023	14:32:27	24,78	542,14
07/07/2023	14:33:27	24,82	539,58
07/07/2023	14:34:27	24,94	538,68
07/07/2023	14:35:27	25,01	538,12
07/07/2023	14:38:16	24,86	529,53
07/07/2023	14:39:16	24,86	525,59
07/07/2023	14:40:16	24,87	522,26

APÊNDICE B – Tutorial para a Coleta de Dados

A presente seção tem como objetivo detalhar os procedimentos seguidos para a coleta e tratamento de dados da estação solarimétrica como também dos inversores usados para os cálculos dos parâmetros.

B.1 Coleta de Dados da Estação Solarimétrica

Os dados pertencentes à estação solarimétrica foram coletados mediante o cartão de memória que armazena os dados dos sensores da estação. A pasta correspondente ao número de série da estação foi duplicada para o computador. Logo após, tais dados foram extraídos através do *software* configurador da *Fieldlogger*, seguindo o tutorial detalhado abaixo.

1. Inicialmente, escolhe-se a opção de coleta, como mostrado na Fig. 31.



Figura 31 – Tela inicial do software.
Fonte: Autoria Própria.

2. Em seguida, é escolhida a opção gerenciar coletas, como mostrado na Fig. 2.



Figura 32 – Segundo passo.
Fonte: Autoria Própria.

3. Logo após, é necessário selecionar a opção para exportar os dados para um arquivo, que é o produto esperado, como mostrado na Fig. 3.



Figura 33 – Terceiro passo.
Fonte: Autoria Própria.

4. No quarto passo, é necessário marcar a caixa para alterar a pasta da base de dados e selecionar o caminho correspondente ao local em que a pasta copiada da estação solarimétrica se encontra, conforme mostrado na Fig. 4.



Figura 34 – Quarto passo.
Fonte: Autoria Própria.

5. Já no quinto passo, é necessário selecionar a pasta que foi copiada da estação solarimétrica com os dados. O nome da pasta corresponde ao número de série do *Fieldlogger*, como é mostrado na Fig. 5.

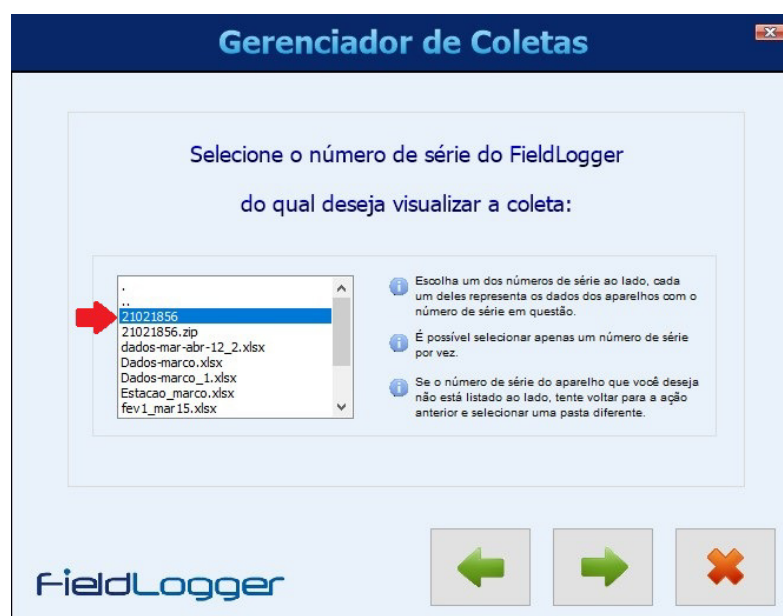


Figura 35 – Quinto passo.
Fonte: Autoria Própria.

6. Em seguida, é necessário selecionar a opção para visualizar os dados apenas de um período determinado e escolher qual o período deseja-se coletar os dados, como mostra a Fig. 6.

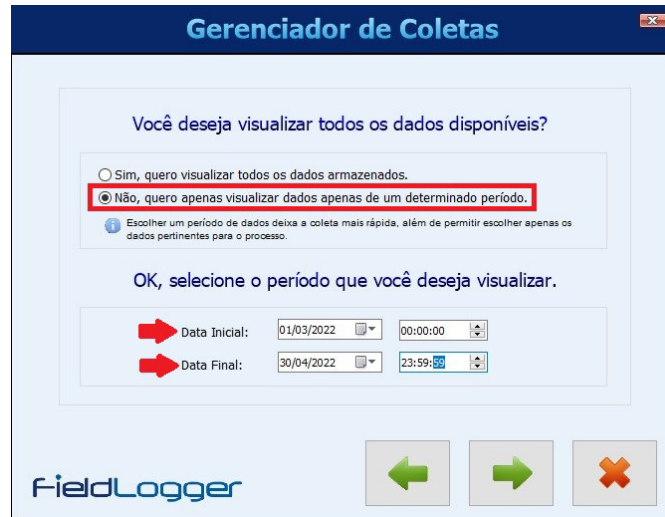


Figura 36 – Sexto passo.
Fonte: Autorial Própria.

7. Após a escolha do período, escolhe-se os parâmetros que virão na planilha de dados e a quantidade de casas decimais que os valores apresentarão. Para esse trabalho foram utilizados os dados de irradiância total e temperatura do ar para calcular o que foi proposto, portanto, apenas esses dois parâmetros foram marcados e também definiuse duas casas decimais para a saída dos dados, como é apresentado na Fig. 7.

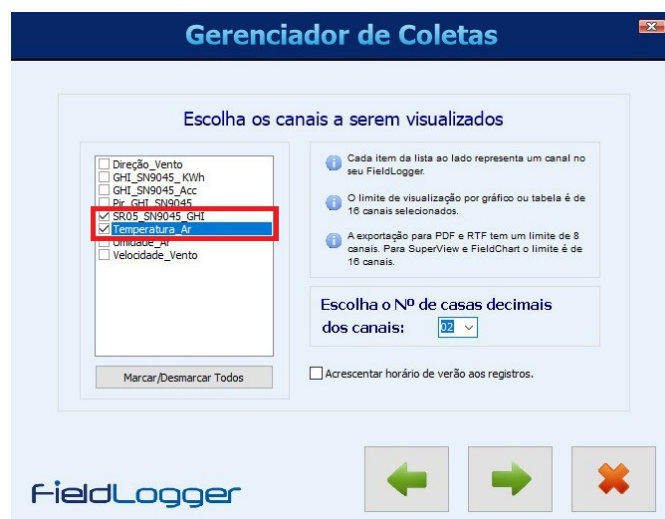


Figura 37 – Sétimo passo.
Fonte: Autorial Própria.

8. Nessa próxima etapa, define-se o formato do arquivo de saída dos dados, onde ele será salvo e o nome do arquivo. Para os cálculos, foi utilizado o software Excel e portanto, escolheu-se a opção “outros formatos”, conforme é mostrado na Fig. 8.

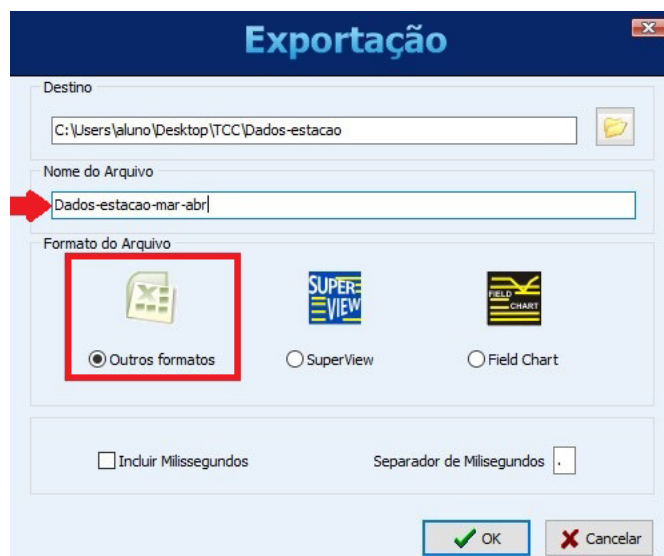


Figura 38 – Oitavo passo.
Fonte: Autoria Própria.

9. Após os dados serem processados, uma janela com vários formatos de arquivo será mostrada na tela. Nesse momento, foi escolhida a opção “MS Excel 2007”, para que o arquivo fosse exportado em formato de planilha no software Microsoft Excel, como apresenta a Fig. 9, e em seguida foi selecionado “exportar”. Nessa etapa também é possível definir se o arquivo vai ser aberto após a exportação e essa opção foi marcada.

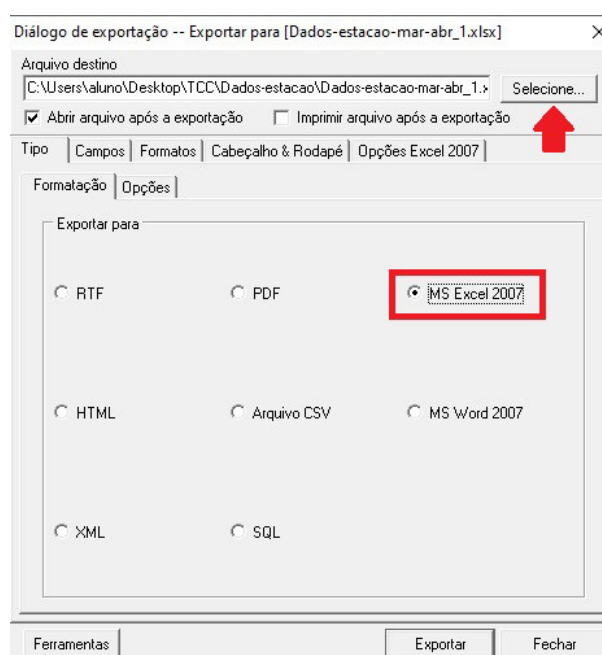


Figura 39 – Nonoo passo.
Fonte: Autoria Própria.

B.2 Coleta de Dados dos Inversores

Os dados dos inversores foram coletados a partir da plataforma de monitoramento da Canadian Solar, que é a fabricante dos inversores. O passo a passo será detalhado a seguir.

1. O primeiro passo é entrar na plataforma através do endereço abaixo e fazer login, de acordo com o apresentado na Fig. 1.



Figura 40 – Página de Login *CanadianSolar*.
Fonte: Autoria Própria.

2. Em seguida é necessário selecionar o sistema a ser monitorado, que é o sistema do bloco UED, como mostra a Fig. 2.



Figura 41 – Escolha do sistema.
Fonte: Autoria Própria.

3. Na próxima etapa, escolhe-se qual inversor deseja-se coletar os dados, através da aba informação do dispositivo. Em seguida clica-se em verificar no inversor escolhido, como mostra a Fig. 3.

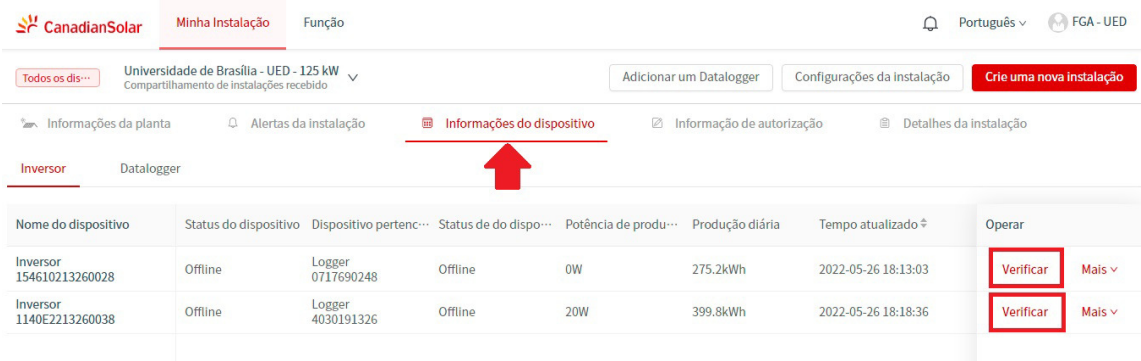


Figura 42 – Escolha do inversor.

Fonte: A autoria Própria.

4. Na quarta e última etapa, é necessário definir a data para a coleta dos dados do inversor escolhido, que pode ser dia, semana, mês ou ano. Após isso, clica-se em “Relatório de exportação” para que o download seja realizado, como é mostrado na Fig. 4.

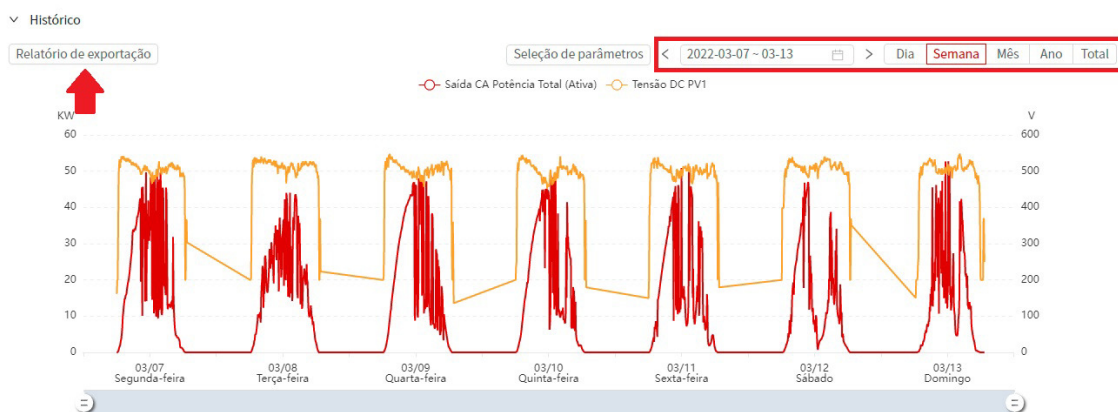


Figura 43 – Download dos dados.

Fonte: A autoria Própria.

5. Como o sistema é composto por dois inversores, é necessário realizar os passos 3 e 4 para os dois inversores do sistema, para que se obtenha os dados do sistema completo.

Anexos

ANEXO A – Dataheets

A.1 Datasheet CS3W-420P



HiKu

SUPER HIGH POWER POLY PERC MODULE

420 W ~ 435 W

CS3W-420 | 425 | 430 | 435P

MORE POWER



24 % more power than conventional modules



Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 2.7 % lower system cost



Low NMOT: 42 ± 3 °C
Low temperature coefficient (Pmax):
-0.37 % / °C



Better shading tolerance

MORE RELIABLE



Lower internal current,
lower hot spot temperature



Cell crack risk limited in small region,
enhance the module reliability



Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 3600 Pa*



linear power output warranty*



enhanced product warranty on materials and workmanship*

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / INMETRO
IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
UL 1703: CSA
Take-e-way



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

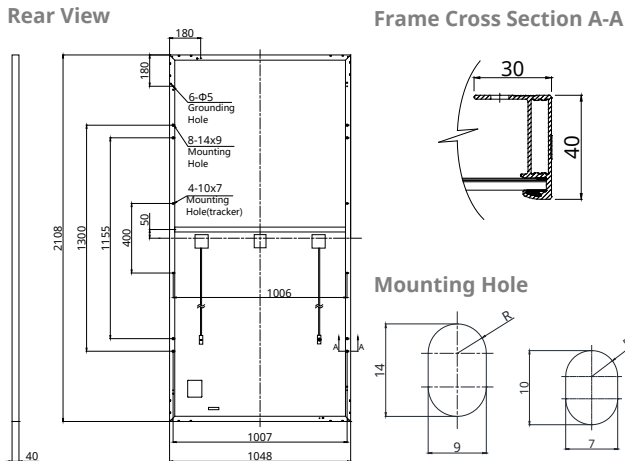
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 36 GW deployed around the world since 2001.

* For detail information, please refer to Installation Manual.

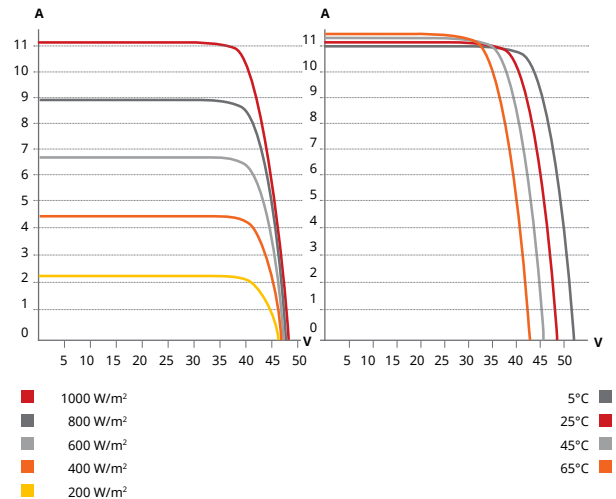
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-420P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	420P	425P	430P	435P
Nominal Max. Power (Pmax)	420 W	425 W	430 W	435 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.5 V	39.7 V	39.9 V	40.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.64 A	10.71 A	10.78 A	10.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	48.0 V	48.2 V	48.4 V	48.6 V
Short Circuit Current (Isc)	11.26 A	11.29 A	11.32 A	11.35 A
Module Efficiency	19.01%	19.24%	19.46%	19.69%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	20 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	420P	425P	430P	435P
Nominal Max. Power (Pmax)	312 W	316 W	320 W	323 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.7 V	36.9 V	37.1 V	37.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.51 A	8.57 A	8.62 A	8.68 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.11 A	9.13 A	9.16 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

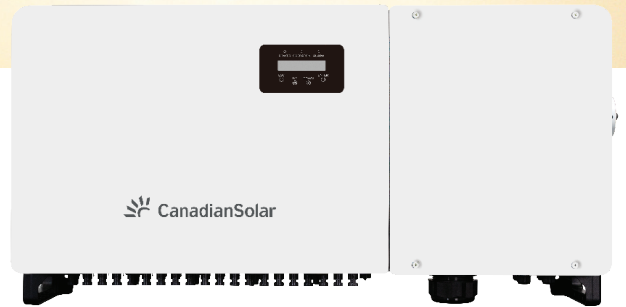
CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

A.2 Datasheet CSI-75K-T400

INVERSOR STRING TRIFÁSICO 75-100 KW

CSI-75K-T400 | CSI-100K-T400



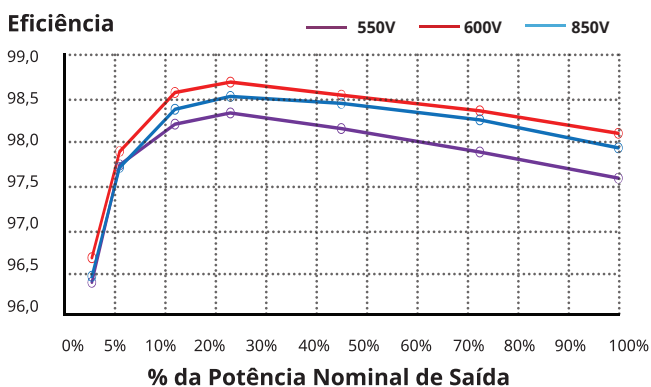
Os inversores de string sem transformador, em grid, da Canadian Solar ajudam a acelerar o uso de arquiteturas de string trifásicas em aplicações de telhados comerciais e pequenas aplicações em solo. Uma alternativa econômica aos inversores centrais, estes inversores, aprovados pela NRTL, são blocos de design modular que oferecem alta saída e permitem economias de BoS significativas. Oferecem uma eficiência de conversão de até 98,7%, uma faixa ampla de operação entre 180 e 850 V_{cc} e dois MPPTs para maximizar a captura de energia solar.

PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

- Eficiência máxima de 98,7%, Eficiência EU máxima de 98,3%
- Dez MPPTs que produzem uma eficiência de sistema mais elevada
- Entrada de 13 A em cada String PV
- Comutadores CC integrados, Comutador CA opcional

CURVA DE EFICIÊNCIA

CSI-110K-T400GL02-E



*Para informações detalhadas, consulte o Manual de Instalação.



Garantia padrão, extensão até 20 anos

ALTA CONFIABILIDADE

- Resfriamento inteligente redundante por ventilador
- Proteção contra sobrecorrente e sobretensão
- Tecnologia de repressão de corrente de fuga
- Design sem uso de fusível
- Alarme de reversão da corrente CC

AMPLA ADAPTABILIDADE

- Com grau IP66 para aplicações externas
- Controles interativos: Redução de potência efetiva, controle de potência reativa e redução de sobrefrequência
- Desconectores de carga CC nominal
- Ampla faixa MPPT que permite um dimensionamento flexível das strings
- Frequência de comutação elevada e MPPTs ultrarrápidos asseguram a máxima eficiência em uma ampla faixa de carga.

A **CANADIAN SOLAR BRASIL** tem o compromisso de fornecer produtos, serviços e soluções de alta qualidade em sistemas solares para clientes de todo o mundo. O fornecedor número 1, em termos de qualidade e relação desempenho/preço, segundo a pesquisa IHS Module Customer Insight Survey. Líder no desenvolvimento de projetos de sistemas PV e na fabricação de módulos solares, com mais de 46 GW implantados em todo o mundo, desde 2001.

A CANADIAN SOLAR BRASIL

Av. Roque Petroni Junior, 999, 4º andar, Vila Gertrudes, São Paulo, Brasil, CEP 04707-910 | www.canadiansolar.com | sales.br@canadiansolar.com

DADOS TÉCNICOS/SISTEMA

NOME DO MODELO	CSI-75K-T400GL02-E	CSI-100K-T400GL02-E
ENTRADA CC		
Máx. Potência PV	112,5 kW	150 kW
Máx. Tensão de Entrada CC		1100 V _{CC}
Tensão de Partida CC		195 V _{CC}
Número de MPPTs	9	10
Faixa de Tensão de MPPT		180 - 1000 V _{CC}
Máx. Corrente de Entrada (Imp)	234 A (26 A por MPPT)	260 A (26 A por MPPT)
Máx. Corrente de Curto-Circuito (Isc)	360 A (40 A por MPPT)	400 A (40 A por MPPT)
Número de Entradas CC	18 (2 por MPPT)	20 (2 por MPPT)
Tipo de Desconexão CC	Interruptor Seccionador CC	Interruptor Seccionador CC
SAÍDA CA		
Potência Nominal de Saída CA	75 kW	100 kW
Máx. Potência de Saída CA	75 kW	110 kW
Tensão Nominal de Saída ¹		220/380 V _{CA}
Tipo de Conexão de rede		3 W / N / PE
Corrente Nominal de Saída de Rede	114,0 A	152,0 A
Máx. Corrente de Saída	114,0 A	167,1 A
Frequência nominal de saída		50/60 Hz
Faixa de Frequência de Saída ²		47 - 52 / 57 - 62 Hz
Fator de Potência		> 0,99 (0,8 avanço ... 0,8 atraso)
Corrente THD		< 3%
Corrente de Injeção CC		< 0,5 % da Corrente Nominal de Saída de Grade
SISTEMA		
Máx. Eficiência		98,7%
Eficiência MPPT		>99,5%
Eficiência EU		98,3%
Consumo Noturno		< 2 W
Módulo anti-PID		Opcional
AMBIENTE		
DPS CA/CC		DPS AC Tipo II / DPS CC Tipo II
Grau de proteção		IP66
Resfriamento		Resfriamento Inteligente Redundante
Faixa de Temperaturas de Operação		-25 °C a +60 °C
Faixa de Temperaturas de Armazenamento		-40 °C a +70 °C
Umidade de Operação		0 - 100 % Condensação
Altitude de Operação		4000 m
Ruído Audível		<65 dBA @ 1 m
MOSTRADOR E COMUNICAÇÃO		
Mostrador		LCD, 2x20 Z
Comunicação		WIFI/RS485 Opcional
DADOS MECÂNICOS		
Dimensões (L / A / P)	1050 x 567 x 314,5 mm	1065 x 567 x 344,5 mm
Peso ³	82 kg	84 kg
Ângulo de Instalação		0 - 15 graus em relação à vertical
Entradas CC		MC4
SEGURANÇA		
Segurança e Padrão EMC		IEC 62109-1/2, IEC 61000-6-1/2/3/4
Normas de Rede		IEC 62116, IEC 61727

1 "Tensão nominal de saída" pode ser diferente de acordo com as normas locais

2 "Faixa de frequência de saída" pode ser diferente de acordo com as normas locais

3 "Peso" tem tolerância de ± 1kg

As especificações e características principais contidas nesta ficha de dados poderão diferir ligeiramente das dos produtos reais, devido à inovação e melhorias efetuadas continuamente nestes produtos. A Canadian Solar Inc. se reserva o direito de fazer quaisquer ajustes necessários nas informações descritas aqui, a qualquer tempo, sem aviso.

Cuidado: Apenas para uso profissional. A instalação e manuseio de equipamento PV requer competência profissional e deve ser efetuada apenas por pessoas qualificadas. Por favor, leia as instruções de instalação e segurança, antes de usar o produto.

A.3 Datasheet CSI-50KTL-GI



Standard warranty, extension up to 10 years

THREE PHASE STRING INVERTER 40-50 KW

CSI-40KTL-GI-FL | CSI-50KTL-GI

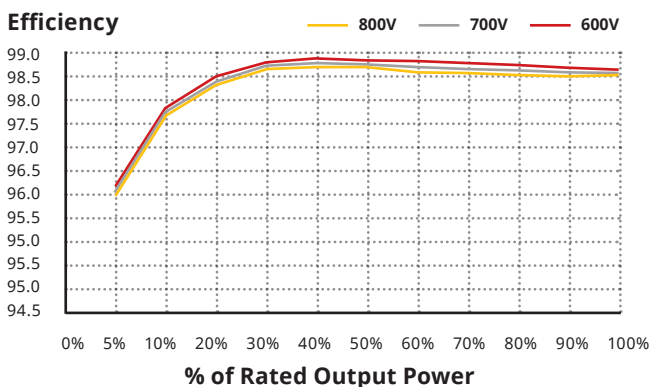
Canadian Solar's grid-tied, transformer-less string inverters help to accelerate the use of three-phase string architecture for commercial rooftop and small ground-mount applications. An NRTL approved, cost-effective alternative to central inverters, these inverters are modular design building blocks that provide high yield and enable significant BoS cost savings. They provide up to 98.8% conversion efficiency, a wide operating range of 200-1000 V_{DC} and four MPPTs for maximum energy harvest.

KEY FEATURES

- Maximum efficiency up to 98.8%, Maximum CEC efficiency up to 98.4%
- 4 MPPTs to achieve higher system efficiency
- Transformerless design
- High switching frequency and ultra fast MPPT (<5 sec.) for maximum efficiency over a wide load range

EFFICIENCY CURVE

CSI-50KTL-GI@380 Vac



*For detailed information, please refer to the Installation Manual.

HIGH RELIABILITY

- Advanced thermal design and convection cooling
- Built in over-voltage and over-current protection
- DC reverse polarity and AC short circuit protection

BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- Supports up to 12 DC string inputs (3 per MPPT)
- Integrated DC load rated disconnects
- Wide MPPT range for flexible string sizing

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 30 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. is one of the most bankable solar companies worldwide.

CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada | www.canadiansolar.com

SYSTEM/TECHNICAL DATA

MODEL NAME	CSI-40KTL-GI-FL	CSI-50KTL-GI
DC INPUT		
Max. PV Power	48 kW (16 kW/MPPT)	58 kW (22.5 kW/MPPT)
Max. DC Input Voltage	1100 V _{DC}	
Operating DC Input Voltage Range	200-1000 V _{DC}	
Start-up DC Input Voltage/Power	200 V	
Number of MPP Trackers	4	
MPPT Full Power Voltage Range	454-850 V _{DC}	439-850 V _{DC}
Operating Current (Imp)	88 A (22 A per MPPT)	114 A (28.5 A per MPPT)
Max. Input Current (Isc)	137.2 A (34.3 A per MPPT)	178 A (44.5 A per MPPT)
Number of DC Inputs	8 (2 per MPPT)	12 (3 per MPPT)
DC Disconnection Type	Load rated DC switch	
AC OUTPUT		
Rated AC Output Power	40 kW	50 kW
Max. AC Output Power	44 kW	55 kW
Rated Output Voltage	380/400 V _{AC}	
Output Voltage Range*	304-460 V _{AC}	
Grid Connection Type	3 Φ /PE	
Nominal AC Output Current @480 Vac	60.8/58 A	76/72.2 A
Rated Output Frequency	50/60 Hz	
Output Frequency Range*	47-52/57-62 Hz	
Power Factor	1 default (\pm 0.8 adjustable)	
Current THD	< 3 %	
SYSTEM		
Topology	Transformerless	
Max. Efficiency	98.8 %	98.8 %
CEC Efficiency	98.4%	98.4 %
Night Consumption	< 1 W	
ENVIRONMENT		
Protection Degree	IP65	
Cooling	Natural Convection Cooling	Intelligent Redundant Cooling
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C	
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C	
Operating Humidity	0 - 100 %	
Operating Altitude	4000 m	
Audible Noise	<30 dBA @ 1 m	<60 dBA @ 1 m
DISPLAY AND COMMUNICATION		
Display	LCD + LED	
Communication	Standard: RS485 (Modbus)	
MECHANICAL DATA		
Dimensions (W / H / D)	630 x 700 x 357 mm	
Weight	61 kg	63 kg
Installation Angle	90 degrees from horizontal	
DC Inputs	MC4	
SAFETY		
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/-2, AS3100, EN61000-6-1, EN61000-6-3	
Grid Standard	AS4777, NRS097, G59/3, VDE0126-1-1, IEC61727	
Smart-Grid Features	Voltage-Ride Thru, Frequency-Ride Thru, Soft-Start, Volt-Var, Frequency-Watt, Volt-Watt	

*The "Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

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

ANEXO B – Planta de Cobertura e Posicionamento dos Módulos Fotovoltaicos

Nessa seção é apresentada a planta de cobertura do bloco UED do Campus Gama da Universidade de Brasília, com a disposição dos módulos fotovoltaicos caracterizados por cores de acordo com as strings que eles pertencem, como mostra a legenda.

ANEXO C – Diagrama Unifilar do Sistema

Essa seção contém o diagrama unifilar do sistema fotovoltaico apresentado no trabalho.

