

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE GOIÁS
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO *STRICTO SENSU*
MESTRADO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS

FELIPE RABELO RODRIGUES ALVES

**ESTUDO DO EFEITO DA SUJIDADE NA EFICIÊNCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS**

GOIÂNIA - GO

2018

FELIPE RABELO RODRIGUES ALVES

**ESTUDO DO EFEITO DA SUJIDADE NA EFICIÊNCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas da Pontifícia Universidade Católica de Goiás como requisito parcial para a obtenção do título de “Mestre em Engenharia de Produção e Sistemas”.

Orientadora: Prof^ª Marta Pereira da Luz, Dra.

Coorientador: Prof^º Carlos Augusto Guimarães Medeiros, Dr.

GOIÂNIA - GO

2018

Dados Internacionais de Catalogação da Publicação (CIP)
(Sistema de Bibliotecas PUC Goiás)

A474e	<p>Alves, Felipe Rabelo Rodrigues Estudo do efeito da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos [recurso eletrônico] / Felipe Rabelo Rodrigues Alves.-- 2018. 97 f.; il.</p> <p>Texto em português com resumo em Inglês Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Goiás, Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Engenharia de Produção e Sistemas, Goiânia, 2018</p> <p>Inclui referências f. 86-89</p> <p>1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica - Sujidade. 3. Energia elétrica - Produção. 4. Sistemas de energia fotovoltaica. I.Luz, Marta Pereira da. II.Pontifícia Universidade Católica de Goiás. III. Título.</p>
CDU: 621.383.51(043)	

**ESTUDO DO EFEITO DA SUJIDADE NA EFICIÊNCIA DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS**

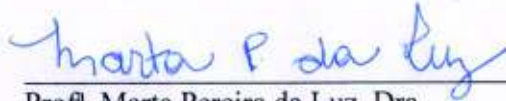
FELIPE RABELO RODRIGUES ALVES

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção e Sistemas, e aprovada pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas da Pontifícia Universidade Católica de Goiás, em 06 de junho de 2018.



Prof^o Marcos Lajovic Carneiro, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia de Produção e Sistemas

Banca Examinadora:



Prof^a. Marta Pereira da Luz, Dra.
Orientadora



Prof^o Marcos Lajovic Carneiro, Dr.
Examinador Interno



Prof^o Enes Gonçalves Marra, Dr.
Examinador Externo – Universidade Federal de Goiás

GOIÂNIA - GO

2018

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Deus por ter iluminado meu caminho e me guiado durante minha jornada.

A minha esposa Helen e aos meus filhos Gustavo e Augusto pela paciência e compreensão nos valiosos momentos que abdiquei de suas companhias para me dedicar aos estudos.

A minha família pelo apoio e disposição em me ajudar, em especial minha mãe Imaculada, minha sogra Wanilda e minha prima Marita.

A Professora Marta Luz pela orientação, pela ajuda na escolha do tema e por acreditar que juntos conseguiríamos desenvolver este trabalho.

Ao Professor Carlos Medeiros pela coorientação, por dividir preciosos conhecimentos acerca de energia fotovoltaica e pela ajuda na realização dos ensaios em campo.

Aos colegas do MEPROS / PUC GOIÁS, em especial Eduardo Guasco, Thiago Moura, Leonardo Merelles e Alexandre Gomes.

Aos colegas da Escola de Engenharia Elétrica da PUC GOIÁS, em especial Guilherme Ramos, Carolina Linhares e Isadora Almeida.

A Empresa GVPAR pelo aporte financeiro ao longo do programa de mestrado.

A Empresa ENSOLAR pela doação dos módulos fotovoltaicos utilizados na pesquisa.

A Empresa ELETROBRAS FURNAS pela realização da caracterização mineralógica.

E a todos que me ajudaram, ainda que indiretamente, deixo meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

A dependência por fontes não renováveis e a preocupação com os elevados níveis de emissões de poluentes estimulam o uso de sistemas que são provenientes de recursos renováveis. Com isso, são vistos como promissores os sistemas fotovoltaicos, por dependerem de uma fonte limpa e abundante, em especial em áreas de clima tropical, a radiação solar. Porém, o acúmulo de sujeira nas superfícies de módulos fotovoltaicos é um dos principais fatores ambientais que causam perda de eficiência desses sistemas, juntamente com irradiância, temperatura e sombreamento. Neste sentido, o presente trabalho busca verificar os efeitos da sujeira na eficiência dos módulos fotovoltaicos, por meio de coletas de dados, medições de parâmetros específicos, análise estatística e comparações de cenários de módulos sujos e limpos. Para a comprovação e quantificação da interferência da sujeira na eficiência de módulos fotovoltaicos são obtidos os parâmetros elétricos e ambientais capazes de caracterizá-los, são eles: I_{sc} - Corrente de curto-circuito (A); V_{oc} - Tensão de circuito aberto (V); G - Irradiância solar (W/m^2); T - Temperatura do módulo ($^{\circ}C$). A partir dos resultados pode-se observar que a intensidade da radiação solar tem maior influência sobre a corrente do módulo, enquanto que a temperatura afeta diretamente a tensão. Este trabalho comprovou que, no universo estudado, a sujeira diminuiu a eficiência dos módulos em até 3,2% para sujeira acumulada em períodos de 45 dias, e em até 18% para sujidades acumuladas por um período mais longo, de 3,5 anos. A caracterização da sujeira demonstrou que além de partículas minerais, há também matéria orgânica derivada de biofilmes, que dificulta a limpeza dos módulos pelos métodos naturais (chuvas e ventos). Com base na bibliografia e nos ensaios realizados, estima-se que a periodicidade de higienização não deva exceder 60 dias, assim os efeitos da sujeira são reduzidos significativamente.

Palavras-chave: Energia solar; Sujidade; Eficiência; Módulo fotovoltaico.

ABSTRACT

The dependence on nonrenewable sources and concern about high levels of pollutant emissions encourage the use of systems that are derived from renewable resources. In this way, photovoltaic systems are seen as promising because they depend on a clean and abundant source, especially in areas of tropical climate, the solar radiation. However, the accumulation of soiling on the surfaces of photovoltaic modules is one of the main environmental factors that cause of the loss of efficiency of these systems, together with irradiance, temperature and shading. In this sense, the present work seeks to verify the soiling effects on the efficiency of photovoltaic modules, through data collection, measurement of specific parameters, statistical analysis and comparisons of scenarios of dirty and clean modules. For the verification and quantification of soiling interference in the efficiency of photovoltaic modules, the electrical and environmental parameters capable of characterizing them are obtained: I_{sc} - Short circuit current (A); V_{oc} - Open circuit voltage (V); G - Solar irradiance (W/m^2); T - Module temperature ($^{\circ}C$). From the results it can be observed that the intensity of the solar radiation has greater influence on the current of the module, while the temperature directly affects the voltage. This work showed that, in the universe studied, soiling has reduced the power generation efficiency of modules by 3,2% for accumulated soiling in periods of 45 days, and by 18% for accumulated soiling in a longer period of 3,5 years. The characterization of the soiling showed that in addition to mineral particles, there is also organic matter derived from biofilms, which makes it difficult to clean the modules by natural methods (rains and winds). Based on the bibliography and the tests realized, it is estimated that the periodicity of the hygiene should not exceed 60 days, with that, the effects of the soiling are reduced significantly.

Keywords: Solar energy; Soiling; Efficiency; Photovoltaic module.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Taxas de crescimento anual mundial de energias renováveis entre 1990 e 2014	16
Figura 2 –	Relação entre Sol e Terra	25
Figura 3 –	Componentes da radiação solar	27
Figura 4 –	Estrutura de uma célula fotovoltaica	29
Figura 5 –	Evolução da eficiência de diversos tipos de células fotovoltaicas (Rev. 25 abr. 2018)	31
Figura 6 –	Curva I-V (vermelho) e curva P-V (verde) de uma célula fotovoltaica	33
Figura 7 –	Demonstração gráfica do fator de preenchimento	36
Figura 8 –	Efeito da variação da irradiação solar sobre uma célula fotovoltaica	38
Figura 9 –	Efeito da variação da temperatura sobre uma célula fotovoltaica	38
Figura 10 –	Perda de potência em função da temperatura	39
Figura 11 –	Densidade da sujidade depositada	44
Figura 12 –	Efeito da densidade da sujidade depositada na redução de eficiência do módulo	44
Figura 13 –	Tamanho de partícula de poeira acumulada em função do tempo de exposição	45
Figura 14 –	Diminuição da transmitância em função da densidade da sujidade	46
Figura 15 –	Fatores de degradação do módulo fotovoltaico	48
Figura 16 –	Locais com pesquisas publicadas sobre efeito da sujidade	52
Figura 17 –	Local da pesquisa: PUC GOIÁS	53
Figura 18 –	Gerador fotovoltaico da PUC GOIÁS	55
Figura 19 –	Diagrama do sistema fotovoltaico da PUC GOIÁS	56
Figura 20 –	Diagrama do estudo 3.1.1	57
Figura 21 –	Esquema do estudo 3.1.1	58
Figura 22 –	Equipamentos utilizados: a) Termômetro; b) Solarímetro; c) Multímetro	59
Figura 23 –	Coleta de dados: a) Temperatura; b) Irradiância; c) Voc e Isc	60

Figura 24 –	Limpeza: a) Materiais; b) Limpeza; c) Módulo sujo x limpo	60
Figura 25 –	Novo gerador fotovoltaico da PUC GOIÁS	62
Figura 26 –	Diagrama do estudo 3.1.2.....	64
Figura 27 –	Arranjo dos equipamentos utilizados no estudo 3.1.2	65
Figura 28 –	Coleta de sujidades: a) e b) <i>Swab</i> ; c) Efluente	67
Figura 29 –	Gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ (antes da limpeza e após a limpeza)	71
Figura 30 –	Gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$. a) Antes da limpeza; b) Após a limpeza	71
Figura 31 –	Gráfico de dispersão $T \times V_{oc}$ (antes da limpeza e após a limpeza)	72
Figura 32 –	Gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ (similaridade)	74
Figura 33 –	Módulo nº1 limpo (esquerda) e módulo nº2 sujo (direita)	75
Figura 34 –	Gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 1	76
Figura 35 –	Gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 2	77
Figura 36 –	Gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 3	78
Figura 37 –	Difratograma	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Composição química principal do Sol	25
Tabela 2 –	Comparação da eficiência de diversas tecnologias de células fotovoltaicas	32
Tabela 3 –	Perda de eficiência: Comparativo Isc	73
Tabela 4 –	Perda de eficiência: Comparativo Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 1	77
Tabela 5 –	Perda de eficiência: Comparativo Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 2	78
Tabela 6 –	Perda de eficiência: Comparativo Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 3	79
Tabela 7 –	Perda de eficiência devido às sujidades	79

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 –	Principais periódicos utilizados como base de pesquisa bibliográfica ..	20
Quadro 2 –	Principais eventos relacionados ao desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica	23
Quadro 3 –	Estudos sobre efeitos de sujidades na eficiência de módulos fotovoltaicos	51
Quadro 4 –	Características dos módulos instalados na PUC GOIÁS	55
Quadro 5 –	Dados dos equipamentos utilizados no estudo 3.1.1	59
Quadro 6 –	Etapas do estudo 3.1.1	61
Quadro 7 –	Características dos novos módulos instalados na PUC GOIÁS	63
Quadro 8 –	Dados dos equipamentos utilizados no estudo 3.1.2	65
Quadro 9 –	Etapas do estudo 3.1.2	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Ag	Prata
AM	<i>Air Mass</i> (massa de ar)
Ap	Área do módulo
a-Si	Silício amorfo
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
Cd	Cádmio
CdTe	Telureto de cádmio
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
CPV	<i>Concentrated Photovoltaics</i> (célula fotovoltaica com concentradores)
c-Si	Silício cristalino
Cu	Cobre
DRX	Difração de raios-X
DSSC	<i>Dye-Sensitized Solar Cell</i> (células sensibilizadas por corantes)
EDS	Espectroscopia de Energia Dispersiva
FF	<i>Fill factor</i> (fator de preenchimento)
G	Irradiância solar
η	Rendimento
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
Imp	Corrente de máxima potência
Isc	Corrente de curto-circuito
ISSN	<i>International Standard Serial Number</i> (número de série padrão internacional)
MEV	Microscopia Eletrônica de Varredura
μ -Si	Silício microcristalino
m-Si	Silício monocristalino

N	Camada de material semicondutor com excedente de elétrons
<i>NREL</i>	<i>National Renewable Energy Laboratory</i> (Laboratório Nacional de Energias Renováveis)
O	Oxigênio
<i>OPV</i>	<i>Organic Photovoltaics</i> (células orgânicas)
P	Camada de material semicondutor com falta de elétrons
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
Pmp	Potência de pico ou máxima potência
p-Si	Silício policristalino
PUC GOIÁS	Pontifícia Universidade Católica de Goiás
Se	Selênio
Si	Silício
<i>STC</i>	<i>Standard Test Conditions</i> (condições padrão de teste)
T	Temperatura
Ti	Titânio
<i>TPES</i>	<i>Total Primary Energy Supply</i> (energia primária total)
US\$	Dólar americano
Vmp	Tensão de máxima potência
Voc	Tensão de circuito aberto

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampère
g/m ²	Gramma por metro quadrado
GW	Gigawatt
GWp	Gigawatt-pico
K	Kelvin
kWh	Quilowatt-hora
m	Metro
mg/m ²	Miligramma por metro quadrado
µm	Micrometro
mm	Milímetro
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
°C	Graus Celsius
V	Volt
W	Watt
W/m ²	Watt por metro quadrado
Wh/m ²	Watt-hora por metro quadrado
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	15
1.2 JUSTIFICATIVA	17
1.3 OBJETIVOS	18
1.3.1 OBJETIVO GERAL	18
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	19
2 REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	20
2.2 ENERGIA SOLAR	24
2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	27
2.4 CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V / P-V	33
2.5 FATORES QUE AFETAM A EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	37
2.5.1 EFEITO DA IRRADIÂNCIA SOLAR	37
2.5.2 EFEITO DA TEMPERATURA	38
2.5.3 EFEITO DO SOMBREAMENTO	39
2.5.4 EFEITO DA SUJIDADE	40
2.6 ESTUDOS RECENTES DOS EFEITOS DA SUJIDADE	42
3 METODOLOGIA	53
3.1 PRIMEIRA PARTE: PARÂMETROS ELÉTRICOS	54
3.1.1 ESTUDO COMPARATIVO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO – GERADOR COM NOVE ANOS DE USO	54
3.1.2 ESTUDO COMPARATIVO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO – GERADOR NOVO	61
3.2 SEGUNDA PARTE: CARACTERIZAR SUJIDADES	66
3.2.1 ANÁLISE MINERALÓGICA	68
3.2.2 ANÁLISE MICROBIOLÓGICA	68

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	70
4.1 PARÂMETROS ELÉTRICOS	70
4.1.1 COMPARAÇÃO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO- CIRCUITO – GERADOR COM NOVE ANOS DE USO	70
4.1.2 COMPARAÇÃO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO- CIRCUITO – GERADOR NOVO	74
4.2 CARACTERIZAÇÃO DA SUJIDADE	81
4.2.1 ANÁLISE MINERALÓGICA	81
4.2.2 ANÁLISE MICROBIOLÓGICA	82
5 CONCLUSÕES	83
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	85
REFERÊNCIAS	87
APÊNDICE A – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador com nove anos de uso	91
APÊNDICE B – Dados coletados no estudo de similaridade entre os módulos novos nº1 e nº2	92
APÊNDICE C – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 1	93
APÊNDICE D – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 2	94
APÊNDICE E – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 3	95
APÊNDICE F – Relatório de ensaio – análise microbiológica	97

1 INTRODUÇÃO

São apresentadas neste capítulo a problemática do tema abordado, a justificativa para o desenvolvimento do assunto, os objetivos pretendidos e ao final é apresentada a estrutura do trabalho.

1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A dependência por fontes não renováveis, em especial combustíveis fósseis (carvão mineral, gás natural e petróleo), e a preocupação com os elevados níveis de emissões de poluentes, estimulam o uso de sistemas que são provenientes de recursos renováveis. Com isso, são vistos como promissores os sistemas fotovoltaicos, por dependerem de uma fonte limpa e em larga escala em praticamente todo o planeta, a radiação solar (FILHO *et al.*, 2015; GREGORY, 2015).

A obtenção de energia, seja renovável ou não, sempre gera algum tipo de impacto ambiental. A energia solar fotovoltaica difere das demais, pois não apresenta a intensidade dos impactos ambientais associados às demais formas de aproveitamento energético. Contudo, a crescente instalação de sistemas fotovoltaicos tem como consequência a necessidade de pesquisas em relação ao desempenho de tal tecnologia (MANI e PILLAI, 2010; COSTA *et al.*, 2016a).

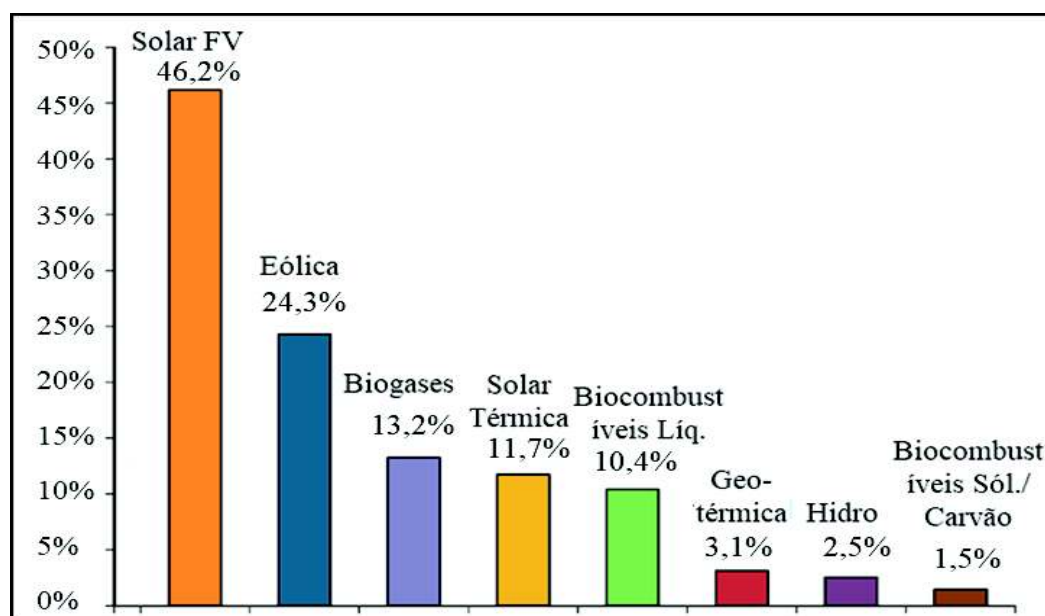
Uma importante questão para os investidores em tecnologia fotovoltaica é acerca da eficiência ao longo do tempo do sistema fotovoltaico, visando garantir o retorno sobre o investimento. Neste sentido, é necessário compreender a vida útil dos componentes do sistema e, principalmente, a eficiência dos módulos fotovoltaicos, visto que essa forma de geração de energia, embora esteja entre as mais sustentáveis, precisa ser rentável e

competitiva, e para isso os módulos devem operar de forma confiável por longos períodos (CASSINI *et al.*, 2016; COSTA *et al.*, 2016b).

O baixo rendimento dos módulos fotovoltaicos comercialmente disponíveis é um problema a ser superado para a geração de energia solar, pois implica na instalação de um número maior de painéis para obtenção da quantidade de energia esperada, além de futuramente mais material a ser disposto no meio ambiente (HASSEM, 2015).

Segundo a IEA (2016), nas últimas três décadas, a utilização de fontes de energias renováveis no mundo tem crescido a uma taxa anual média de 2,2%, o que é ligeiramente superior à taxa de crescimentos das Energias Primárias mundiais (*TPES – Total Primary Energy Supply*) que foi de 1,9%. Conforme demonstrado na Figura 1, analisando o crescimento em fontes de energia renováveis, os maiores índices foram em energia solar e em energia eólica, que cresceram a taxas anuais médias de 46,2% e 24,3% respectivamente, entre 1990 e 2014.

Figura 1 – Taxas de crescimento anual mundial de energias renováveis entre 1990 e 2014.



Fonte: IEA, 2016.

Estudos recentes indicam que a energia solar, nos próximos anos será mais barata que a energia gerada por gás e carvão (ALONSO, 2016).

1.2 JUSTIFICATIVA

A existência de particulados na atmosfera terrestre ocorre de diferentes maneiras, como por exemplo por meio de poluição, poeira, tempestades de areia e materiais orgânicos. A deposição desses materiais sobre as superfícies dos módulos fotovoltaicos acarreta em um obstáculo que impede a obtenção do máximo rendimento do efeito fotovoltaico. O acúmulo de particulados na superfície de um módulo fotovoltaico é chamado na literatura como *soiling*, ou na tradução livre do inglês, sujidade (HICKEL, 2017).

O acúmulo de sujeira nas superfícies de módulos fotovoltaicos, composta por diferentes partículas, é uma das principais causas ambientais da perda de eficiência desses sistemas, após irradiância e temperatura (KAZMERSKI *et al.*, 2016b; HICKEL *et al.*, 2016). Define-se como sujidade qualquer material particulado cujo diâmetro seja menor que 500 μm , e são geralmente compostos por pólen (vegetação, fungos, bactérias), células humanas e de animais, fibras de carpete e materiais têxteis e outras micro-areias, sendo mais comumente, minerais orgânicos geomorfológicos (areia, argila, calcário). O tamanho e formato da partícula podem variar conforme a região, assim como o comportamento da deposição e a taxa de acumulação variam significativamente em diferentes localidades (SARVER *et al.*, 2013; CLIFFORD *et al.*, 2017).

A variação na energia gerada entre módulos sujos e limpos, em especial nos sistemas de grande porte, pode se tornar um sério problema de ordem econômica, quando se tem a capacidade geradora de energia diminuída (CASANOVA *et al.*, 2013; APPELS *et al.*, 2013). Por outro lado, a necessidade de limpar os módulos fotovoltaicos está

relacionada diretamente com custos de manutenção, como por exemplo, equipamentos de limpeza, água, mão de obra, tempo de parada na produção de energia elétrica, entre outros (PAVAN *et al.*, 2011; LEMOS, 2016).

Do ponto de vista ambiental, é de grande valia que haja cada vez mais estudos que envolvam a energia solar fotovoltaica e a incentivem, contribuindo assim, para um mundo mais sustentável, deixando de explorar as tradicionais fontes esgotáveis (combustíveis fósseis) e passando a explorar fontes inesgotáveis e seguras, como a energia solar.

A justificativa para o presente trabalho se dá devido ao considerável interesse da comunidade científica sobre os efeitos da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos. No Brasil, ainda são poucos os trabalhos acerca desse assunto, e o presente estudo pretende contribuir para avaliação do efeito da sujidade nas condições ambientais brasileiras, mais especificamente em Goiânia – GO, local da pesquisa.

1.3 OBJETIVOS

São apresentados neste tópico os objetivos gerais e específicos que o trabalho pleiteia atingir.

1.3.1 OBJETIVO GERAL

O trabalho tem como objetivo geral verificar os efeitos da sujidade na eficiência dos módulos fotovoltaicos, por meio de coletas de dados e medições de parâmetros específicos, e verificar o quão comprometido estão os sistemas estudados.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Considerando a região da Pontifícia Universidade Católica de Goiás, em Goiânia-GO, como local base de pesquisa, tem-se como objetivos específicos:

- Estudar diversos módulos fotovoltaicos expostos aos contaminantes peculiares do ambiente, caracterizá-los e compará-los nos cenários de módulos limpos e sujos;
- Caracterizar os parâmetros elétricos e físicos dos módulos fotovoltaicos estudados objetivando determinar a eficiência do sistema em converter radiação solar em energia elétrica;
- Efetuar a caracterização mineralógica e biológica da sujidade concentrada retirada na superfície de módulos fotovoltaicos, na região estudada;
- Propor um plano de manutenção adequado referente à limpeza periódica dos módulos de modo a mitigar os efeitos da sujidade nos mesmos;
- Colaborar com a área de projetos de geração de energia fotovoltaicos.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está estruturado em cinco capítulos:

No Capítulo 1 são abordadas a caracterização do problema, a justificativa da pesquisa e a definição dos objetivos do trabalho; no Capítulo 2 é apresentado o referencial teórico que fundamenta o estudo; no Capítulo 3 é demonstrada a metodologia de pesquisa utilizada para o alcance dos objetivos do trabalho; no Capítulo 4 são exibidos os dados levantados na pesquisa, os resultados obtidos e a análise dos mesmos; no Capítulo 5 são expostas as conclusões dos estudos realizados e analisado se os objetivos do trabalho foram alcançados; por fim, trabalhos futuros são sugeridos e as referências consultadas são listadas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo é apresentado o referencial teórico que fundamenta o estudo. Para o embasamento do trabalho são adotados artigos técnicos científicos de periódicos da área de interesse da pesquisa, bem como literaturas relacionadas ao assunto e também materiais de apoio fornecidos pelos órgãos responsáveis do setor. Dentre os periódicos da área de interesse da pesquisa, priorizam-se os com melhores qualificações, segundo a CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (*Qualis* A1/A2 para “Engenharias III”) e maiores fatores de impacto.

Abaixo no Quadro 1, alguns periódicos de destaque que foram utilizados como base de pesquisa bibliográfica para o trabalho, juntamente com seu ISSN (*International Standard Serial Number*) e qualificação (quadriênio 2013-2016), respectivamente.

Quadro 1 – Principais periódicos utilizados como base de pesquisa bibliográfica.

Periódico	ISSN	Qualis
<i>Energy</i>	0360-5442	A1
<i>Energy Conversion and Management</i>	0196-8904	A1
<i>IEEE Journal of Photovoltaics</i>	2156-3381	A1
<i>Journal of Environmental Management</i>	0301-4797	A1
<i>Journal of Solar Energy Engineering</i>	0199-6231	A2
<i>Progress in Photovoltaics: Research and Applications</i>	1099-159X	FI 7,365
<i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i>	1364-0321	A1
<i>Renewable Energy</i>	0960-1481	A2
<i>Solar Energy</i>	0038-092X	A1

Fonte: Plataforma Sucupira. Disponível em: <<https://sucupira.capes.gov.br>> Acesso em 1 jun. 2017.

2.1 HISTÓRICO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A transformação da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica é um fenômeno físico conhecido como efeito fotovoltaico. A palavra “fotovoltaico” vem do

grego *photos*, que significa luz, e de *Volta*, nome do físico italiano, que em 1800 inventou a pilha elétrica. O efeito fotoelétrico foi descoberto pelo cientista francês Alexandre Edmond Becquerel em 1839, ao observar que iluminando uma solução ácida, surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. Já em 1876, os cientistas W. G. Adams e R. E. Day notaram efeito semelhante em um dispositivo de estado sólido feito com selênio (ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015; VIVACQUA, 2016).

Os primeiros dispositivos que podem ser efetivamente denominados como células fotovoltaicas datam de 1883, foram fabricados em selênio, e desenvolvidos por C. E. Fritts (PINHO e GALDINO, 2014).

Em 1905, o efeito fotoelétrico que possui estreita relação com o efeito fotovoltaico, foi explicado pelo cientista alemão Albert Einstein, em pesquisa que lhe renderia posteriormente, em 1922, o prêmio Nobel (VILLALVA, 2015).

Em 1918, o cientista polonês Czochralski desenvolveu um método para a fabricação de cristais de silício, que são hoje a base da indústria de semicondutores para componentes eletrônicos e células fotovoltaicas (VILLALVA, 2015).

A continuidade das pesquisas por outros cientistas levou ao desenvolvimento de novas células fotovoltaicas, que tinham no início níveis de eficiência muito baixos, menores que 1% (VILLALVA, 2015).

Em 1950, ou seja, mais de 110 anos após a descoberta do cientista francês Becquerel, foram fabricadas nos Laboratórios *Bell*, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas com base nos avanços da tecnologia na área de dispositivos semicondutores. As células foram fabricadas com lâminas de silício cristalino e alcançaram a eficiência de conversão de energia solar em elétrica de apenas 6%, o que

na época era considerado relativamente alta (ZILLES *et al.*, 2012; VILLALVA, 2015; VIVACQUA, 2016).

No início, o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica buscou incentivos junto às empresas do setor de telecomunicações, visando gerar energia em sistemas instalados em localidades remotas (VILLALVA, 2015).

Outro agente impulsionador da tecnologia foi a chamada “corrida espacial”, pois a célula fotovoltaica era, e permanece sendo, o melhor meio para fornecer energia que alimenta equipamentos eletroeletrônicos no espaço (VILLALVA, 2015; VIVACQUA, 2016).

Com a crise do petróleo nos anos de 1970, o interesse em aplicações terrestres para a energia solar fotovoltaica foi renovado e ampliado. Porém, naquele momento, era necessário reduzir em até 100 vezes o custo de produção das células (em relação ao custo das células usadas em aplicações espaciais), para tornar economicamente viável essa forma de conversão de energia.

No ano de 1970, um watt-pico (Wp), que é a potência nas condições padrão de ensaio (*STC*, do inglês *Standard Test Conditions*), era vendido pelo valor de US\$ 150,00. Com o avanço da tecnologia, e aumento na produção de módulos fotovoltaicos, o valor do Wp nos dias de hoje custa em torno de US\$ 0,50 (ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014; PORTAL SOLAR, 2018).

Recentemente, o interesse por fontes alternativas e limpas de energia tem motivado e impulsionado a pesquisa da tecnologia fotovoltaica, desenvolvendo células fotovoltaicas cada vez mais eficientes e baratas (VILLALVA, 2015).

Os principais eventos relacionados ao desenvolvimento da tecnologia de energia fotovoltaica são vistos no Quadro 2.

Quadro 2 – Principais eventos relacionados ao desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica.

1800	Descoberta do selênio (Se) (Berzelius)
1820	Preparação do silício (Si) (Berzelius)
1840	Efeito fotoelétrico (Becquerel)
1860	Efeito fotocondutivo no Se (Smith)
	Retificador de ponto de contato (Braun)
1880	Efeito fotocondutivo no Se (Adams & Day)
	Célula fotovoltaica de Se (Fritts / Uljanin)
1900	Fotosensitividade em Cu-Cu ₂ O (Hallwachs)
1910	Efeito fotovoltaico com barreira de potencial (Goldsman & Brodsky)
1920	Monocristal a partir do Si fundido (Czochralski)
	Retificador de Cu-Cu ₂ O (Grondahl)
1930	Célula fotovoltaica de Cu-Cu ₂ O (Grondahl & Geiger)
	Teoria de bandas em sólidos (Strutt / Brillouin / Krönig & P.)
	Teoria de células com barreiras V e H (Schottky <i>et al.</i>)
1940	Teoria da difusão eletrônica (Dember)
	Aplicações fotométricas (Lange)
	1% de eficiência em células de sulfeto de tálio (Nix & Treptow)
1950	Crescimento de células fotovoltaicas com junção (Ohl)
	Teoria das junções <i>p-n</i> (Shockley)
1954	Célula solar de Si (Pearson, Fuller & Chapin)
1955	Junções <i>p-n</i> difundidas (Fuller)
1960	Célula solar de CdS (Reynolds <i>et al.</i>)
	Teorias de células solares (Piann & Roosbroeck / Price)
1962	O "bandgap" e a eficiência das células (Loferski, R. & W.)
	Teoria da resposta espectral, mecanismo de perdas (Wolf)
	Efeitos de resistência em série (Wolf & Rauschenbach)
	Células de Si resistentes à radiação (Kesperis & M.)
	Contatos evaporados de Ti-Ag (BTL)
1973	Células violeta com 15,2% de eficiência
1976	Células de silício amorfo (a-Si)
1992	Células metal-insulador-semicondutor (MIS) de 24% de eficiência
1998	Células de silício monocristalino com eficiência de 24,7%
1999	Potência instalada acumulada atinge o primeiro GWp
2002	Potência instalada acumulada dobra em relação a 1999
2005	Eficiência superior a 20% para células de silício policristalino
2006	Células multijunção com rendimentos superiores a 34%
	Células de tripla junção superam os 40% de eficiência
2008	Módulos de c-Si Dominam 87% do Mercado (John Wiley & Sons, 2011)
	Expansão de módulos de filme fino (a-Si, CdTe e módulos CIS)
2009	Mais de 23 GWp instalados (EPIA)
2011	Mais de 70 GWp de potência instalada acumulada (EPIA, 2012)
2012	Potência instalada acumulada supera 100 GWp (EPIA, 2013)
2014	A capacidade global ultrapassou 150 GW (IEA, 2014)
2017	A capacidade global alcançará 400 GW em 2018 (IEA, 2017)

Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino, 2014; IEA, 2017.

Nos últimos anos, foram desenvolvidas diversas tecnologias de células fotovoltaicas, e as fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino (monocristalino ou policristalino) detêm a maior parcela da fabricação mundial (ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014; VIVACQUA, 2016; SMETS *et al.*, 2016).

Estudos internacionais indicam que no ano de 2050, cerca de 50% da geração de energia no mundo serão provenientes de fontes renováveis. Dessa demanda, 25% serão supridos pela energia solar fotovoltaica. Populações do fim do século serão dependentes em até 90% das fontes de energias renováveis, das quais 70% serão de energia solar fotovoltaica. Esses números indicam que, no Brasil, haverá um crescimento da eletricidade vinda da energia solar fotovoltaica, seguida da energia eólica, podendo até predominar sobre a energia hidroelétrica, a qual atualmente representa a maior parcela da matriz elétrica nacional (CGEE, 2010; SMETS *et al.*, 2016).

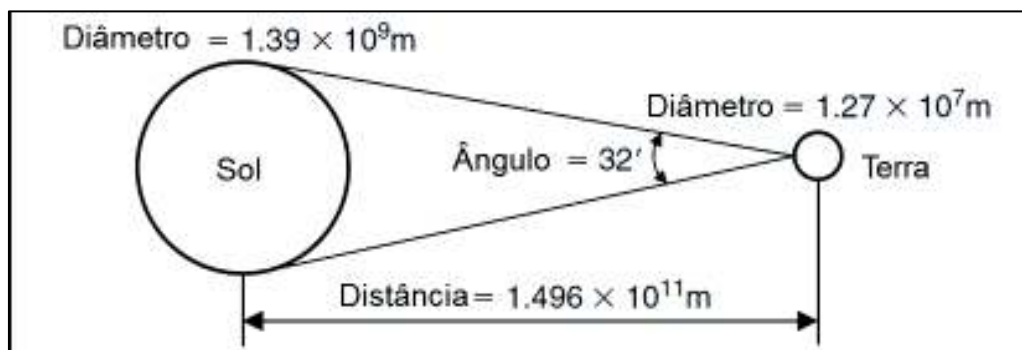
Segundo IEA (2014) novos sistemas fotovoltaicos foram instalados em 2013 a uma taxa de 100 megawatts (MW) de capacidade por dia. A capacidade global total ultrapassou 150 gigawatts (GW) em 2014, e alcançará 400 GW em 2018. Na última década, os preços do sistema fotovoltaico foram divididos por três na maioria dos mercados, enquanto que os preços dos módulos foram divididos por cinco. Atualmente, o custo da eletricidade de sistemas construídos novos varia de US\$ 90 a US\$ 300 por MWh (megawatt hora) dependendo do sistema fotovoltaico instalado, e há ainda a previsão de redução média de custos de 25% até 2020, 45% até 2030 e 65% até 2050 (IEA, 2017).

2.2 ENERGIA SOLAR

O Sol é uma imensa esfera de matéria gasosa intensamente quente, com diâmetro de $1,39 \times 10^9$ m (110 vezes maior que o diâmetro da Terra), distando aproximadamente

$1,5 \times 10^8$ km da Terra, conforme demonstrado na Figura 2. A temperatura da superfície solar é em torno de 5.760 K. O Sol é a principal fonte de energia do planeta Terra, sem o qual a vida não seria possível (KALOGIROU, 2009).

Figura 2 – Relação entre Sol e Terra.



Fonte: Kalogirou, 2009.

O Sol é composto quimicamente principalmente por: Hidrogênio, Hélio, Oxigênio e Carbono, e também por outros elementos em quantidades mínimas como Ferro, Níquel, Silício, Nitrogênio, Enxofre, Magnésio e outros (Tabela 1):

Tabela 1 – Composição química principal do Sol.

Elemento	Porcentagem
Hidrogênio	91,2%
Hélio	8,7%
Oxigênio	0,07%
Carbono	0,03%

Fonte: Prado *et al.*, 2007.

A energia que o Sol fornece ao ano para a atmosfera terrestre corresponde a um montante na ordem de $1,5 \times 10^{18}$ kWh, na forma de radiação solar. A quantidade de energia fornecida pelo Sol corresponde a 10.000 vezes o consumo mundial de energia. Com isso, percebe-se que a radiação solar é praticamente uma inesgotável fonte

energética, visto que dificilmente a geração será ultrapassada pelo consumo (PINHO e GALDINO, 2014; GREGORY, 2015).

As tradicionais fontes de energia que fazem uso de combustíveis fósseis são associadas a vários problemas como, por exemplo, o aquecimento global e o fato dos recursos serem limitados. A energia gerada a partir do Sol não apresenta estes problemas, uma vez que a sua geração não impacta tão severamente o meio ambiente (DUMBA, 2015).

Ao se falar em energia, é importante lembrar que o Sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia, isso quer dizer que, as fontes de energia são, em última instância, derivadas da energia solar. É pela energia do Sol que se dá a evaporação, que origina o ciclo das águas, que por sua vez propicia o represamento e a consequente geração de eletricidade (hidroeletricidade). A radiação solar também induz a circulação atmosférica em larga escala, causando os ventos, o que possibilita a geração de energia eólica. Petróleo, carvão e gás natural são gerados a partir de resíduos de plantas e animais que, originalmente, obtiveram a energia necessária ao seu desenvolvimento, da radiação solar (PINHO e GALDINO, 2014).

A radiação solar é a energia procedente do Sol sob a forma de onda eletromagnética, que possui frequências e comprimentos diferentes. Do total da radiação solar que chega às camadas superiores da atmosfera, apenas uma parcela atinge a superfície terrestre, devido a efeitos como reflexão e absorção dos raios solares pela atmosfera. Esta parcela que atinge o solo é formada por uma componente direta (ou de feixe) e por uma componente difusa. Entende-se como radiação direta aquela que é proveniente diretamente da direção do Sol e produz sombras nítidas. Já a radiação difusa é aquela que provém de todas as direções atingindo a superfície terrestre após sofrer espalhamento pela atmosfera (PINHO e GALDINO, 2014; VILLALVA, 2015).

Na Figura 3 é possível entender a radiação solar direta e difusa, bem como as derivadas por reflexão, albedo e absorção.

Figura 3 – Componentes da radiação solar.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Importante esclarecer a diferença entre os termos *radiação*, *irradiância* e *irradiação*. Segundo Villalva (2015), *radiação solar* é a energia do Sol transmitida para o nosso planeta, expressa em W (watt); *irradiância* é a grandeza empregada para quantificar a radiação solar em uma determinada área, ou seja, uma densidade de potência, geralmente expressa na unidade W/m^2 (watt por metro quadrado); já a *irradiação* (ou *insolação*) é a irradiância integrada em um intervalo de tempo específico, ou seja, a energia por uma determinada área, e é dada em Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado).

2.3 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da luz solar em eletricidade, o chamado efeito fotovoltaico. A unidade essencial desse processo de conversão é a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor.

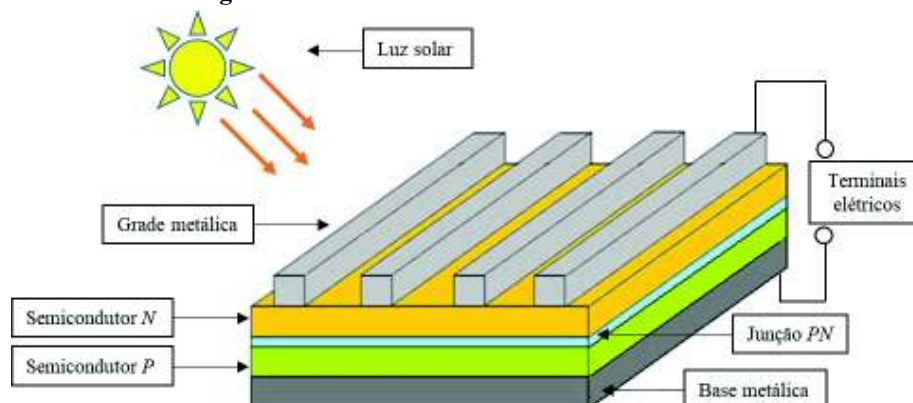
O fenômeno ocorre quando a radiação eletromagnética do Sol, incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas (GREGORY, 2015; VILLALVA, 2015; HICKEL, 2017).

As células fabricadas pela tecnologia de silício cristalino (c-Si) retratam mais de 85% do mercado, e possuem a maior eficiência comercial disponível. Atualmente, as células de c-Si são divididas em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Os módulos fotovoltaicos fabricados pela tecnologia de silício são os mais utilizados no mundo, e provavelmente permanecerão assim, no mínimo, pelas próximas duas décadas. Além das células de c-Si, há também as células denominadas de filmes finos, que são divididas em: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). As células de filmes finos apresentam menor eficiência em relação às células de c-Si, e ficam com uma modesta participação de mercado (CGEE, 2010; PINHO e GALDINO, 2014).

Villalva (2015) e Smets *et al.* (2016) explicam que a estrutura de uma célula fotovoltaica é composta por duas camadas de material semicondutor intitulados *P* e *N* (*P* com falta de elétrons e *N* com excedente de elétrons), além de uma grade de coletores metálicos superior e uma base metálica inferior. A coleta da corrente elétrica produzida pela ação da luz é feita pelos terminais elétricos, que são a grade superior e a base metálica inferior. A base inferior geralmente é constituída por uma película de alumínio, enquanto que a parte superior da célula, que recebe a luz solar, precisa ser translúcida e para isso, os contatos elétricos são construídos na forma de uma fina grade metálica impressa na célula.

A Figura 4 ilustra uma célula fotovoltaica.

Figura 4 – Estrutura de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Villalva, 2015; Smets *et al.*, 2016.

As camadas semicondutoras da célula podem ser produzidas por diversos materiais diferentes, mas o mais comum é o silício, que é um material de baixo custo e muito abundante. Um semicondutor é um material que não pode ser qualificado como condutor elétrico nem como isolante. Suas propriedades podem ser modificadas adicionando materiais dopantes ou impurezas (PINHO e GALDINO, 2014).

As células fotovoltaicas produzidas com materiais semicondutores são componentes essenciais para o processo de conversão da energia solar em energia elétrica.

As tecnologias envolvidas na produção de células fotovoltaicas são divididas em três gerações (PINHO e GALDINO, 2014):

- A primeira geração é a do silício cristalino (c-Si), que é dividida em células de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Juntas retratam mais de 85% do mercado, em especial por serem consideradas como tecnologias consagradas e confiáveis, e por terem a maior eficiência comercial disponível, entre 21% e 27%, em laboratório (Figura 5);
- A segunda geração, conhecida como filmes finos, divide-se em três cadeias de fabricação: silício amorfo (a-Si); disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS); e telureto de cádmio (CdTe). As células da segunda geração oferecem menor eficiência que as células da primeira geração, e detêm uma

pequena parcela do mercado, em competição com a tecnologia c-Si. Dificuldades relacionadas à disponibilidade de materiais, vida útil, toxicidade dos componentes e eficiência das células influenciam negativamente para a utilização em maior escala. A eficiência de células fotovoltaicas de filmes finos varia entre 14% e 23%, em laboratório (Figura 5);

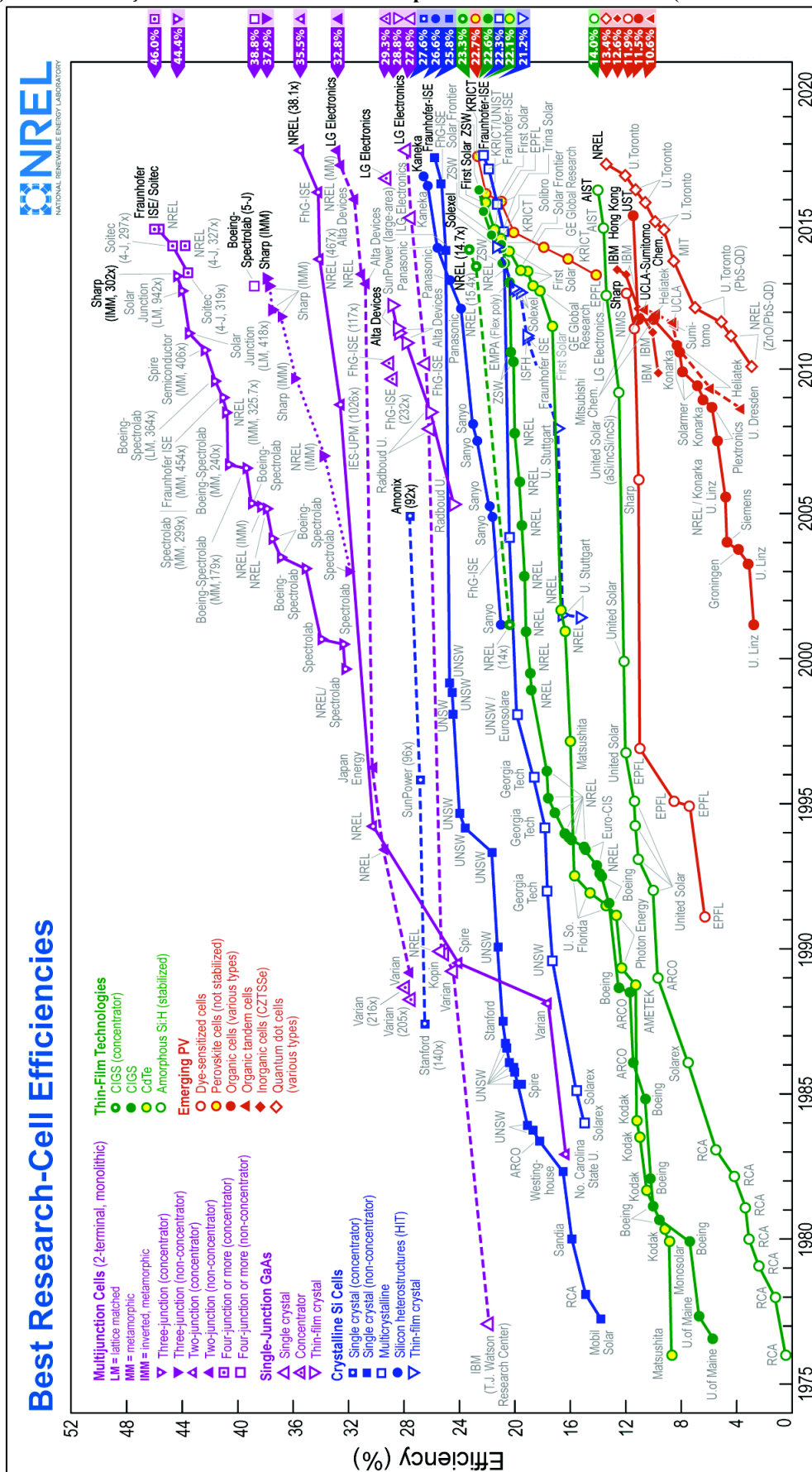
- A terceira geração encontra-se ainda em fase de testes, Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), com produção em menor escala, e é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica com concentradores (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corantes (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). As células que obtiveram melhor eficiência são as de tecnologia CPV, com módulos de alto rendimento alcançando eficiências na ordem de 27% até 46%, em laboratório (Figura 5). O que inviabiliza o uso dessa tecnologia é o alto custo de fabricação das células, tornando-as pouco competitivas.

Os dados especificados de um módulo solar fotovoltaico geralmente informam a eficiência do módulo fotovoltaico. Todavia, a eficiência da célula não pode ser confundida com a eficiência do módulo.

A eficiência da célula está relacionada com a eficiência de uma célula sozinha, ensaiada em laboratório, em condições específicas, sem o resto do módulo solar.

Importante também frisar que o gráfico exposto na Figura 5 apresenta diversas tecnologias de células fotovoltaicas, todas ensaiadas em laboratório, e o respectivo progresso em relação à eficiência das células ao longo de 1975 até 2018 (mais precisamente, até 25 abr. 2018), mas os rendimentos mostrados na figura são obtidos por meio de testes em condições laboratoriais, sendo que a eficiência no uso comercial fica abaixo dos demonstrados (LEMOS, 2016).

Figura 5 – Evolução da eficiência de diversos tipos de células fotovoltaicas (Rev. 25 abr. 2018).



Fonte: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2018.

As diversas tecnologias e materiais utilizados na fabricação de células fotovoltaicas, resultam em diversos níveis de eficiências. Algumas tecnologias têm custos reduzidos, porém as eficiências são menores, o que exige maior área de instalação dos módulos, resultando em maiores custos com instalação e manutenção.

A Tabela 2 traz um comparativo entre algumas tecnologias fotovoltaicas existentes.

Tabela 2 – Comparação da eficiência de diversas tecnologias de células fotovoltaicas.

Material da célula fotovoltaica		Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos módulos comerciais
1ª geração (silício cristalino)	Silício monocristalino (m-Si)	24,7%	18,0%	14,0%
	Silício policristalino (p-Si)	19,8%	15,0%	13,0%
2ª geração (filmes finos)	Silício amorfo (a-Si)	13,0%	10,5%	7,5%
	Silício microcristalino (μ -Si)	19,2%	9,5%	7,9%
	Telureto de cádmio (CdTe)	16,4%	10,0%	9,0%
	Disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS)	18,8%	14,0%	10,0%

Fonte: Adaptado de Villalva, 2015.

A Tabela 2 mostra que as células e os módulos de silício cristalino (m-Si e p-Si) são os que apresentam as maiores eficiências, tanto nas condições de laboratório como nos dispositivos comercialmente disponíveis.

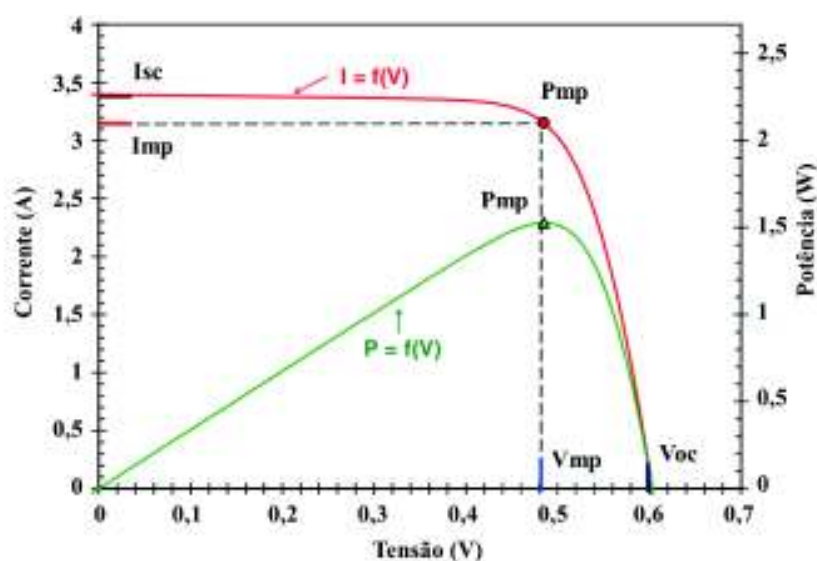
A célula fotovoltaica é um componente básico e sozinha produz pouca eletricidade, por isso é necessário agrupar várias células para produzir um módulo fotovoltaico. O termo módulo é usado para descrever o conjunto de várias células.

2.4 CURVAS CARACTERÍSTICAS I-V / P-V

As principais características elétricas de um módulo fotovoltaico, ou qualquer gerador elétrico, são tensão, corrente e potência nominal. O valor da potência máxima de um módulo sob as condições padrão de teste (*STC*) é informado pelo fabricante no catálogo ou etiqueta de identificação exposta no módulo. As condições de referência para a *STC* são definidas como: 1.000 W/m^2 para irradiância, 25°C de temperatura da célula e *Air Mass* (*AM*) = 1,5. *AM* indica a distância percorrida pela radiação solar na atmosfera, sendo que quão maior for esta distância, maior será o seu fator (NEVES, 2016).

A máxima potência (P_{mp}) de um módulo fotovoltaico é alcançada quando se obtém a corrente de máxima potência (I_{mp}) com a tensão de máxima potência (V_{mp}). Outros importantes parâmetros são a corrente de curto-circuito (I_{sc} - *short circuit current*), obtida na medição da corrente do módulo quando o mesmo se encontra em curto-circuito e a tensão de circuito aberto (V_{oc} - *open circuit voltage*), obtida na medição da tensão do módulo quando o mesmo não supre carga (ZILLES *et al.*, 2012). Na Figura 6 é possível ver as curvas de corrente e tensão (I-V) e de potência e tensão (P-V) características de uma célula fotovoltaica.

Figura 6 – Curva I-V (vermelho) e curva P-V (verde) de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Alonso, 2016.

A curva característica I-V é definida como a representação dos valores da corrente de saída de um conversor fotovoltaico em função da tensão, em condições preestabelecidas de radiação e temperatura. A partir da curva I-V, determinada sob as condições padrão de teste (*STC*), é possível obter os principais parâmetros elétricos do conversor fotovoltaico, que determinam sua qualidade e seu desempenho, são eles: V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} , P_{mp} e η (ZILLES *et al.*, 2012; VILLALVA, 2015).

Tensão de circuito aberto (V_{oc}) – É o valor da tensão elétrica, medida em volts (V), que o módulo fornece nos seus terminais quando os mesmos estão desconectados. Pode ser medida por um voltímetro quando não existir corrente elétrica circulando pelo módulo. É importante o conhecimento da V_{oc} para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, onde deve-se respeitar as tensões máximas dos componentes que são ligados aos módulos, como inversores, baterias e controladores de carga.

Corrente de curto-circuito (I_{sc}) – É a corrente elétrica, medida em ampères (A), que o módulo fornece quando seus terminais estão em curto-circuito. A informação da I_{sc} é importante para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e na especificação de dispositivos e acessórios ligados ao módulo, pois indica a máxima corrente que o módulo é capaz de fornecer.

Tensão de máxima potência (V_{mp}) – É o valor da tensão nos terminais do módulo quando é fornecida a potência máxima (nas condições do teste). É a tensão do módulo no ponto de máxima potência mostrado nas curvas I-V e P-V.

Corrente de máxima potência (I_{mp}) – É o valor da corrente nos terminais do módulo quando é fornecida a potência máxima (nas condições do teste). É a corrente do módulo no ponto de máxima potência mostrado nas curvas I-V e P-V.

Potência de pico ou máxima potência (Pmp) – É a potência máxima, dada em watt-pico (Wp), que o módulo pode fornecer na condição padronizada de teste. É o valor de potência do módulo no ponto de máxima potência mostrado nas curvas I-V e P-V. O valor da máxima potência é dado pelo produto da V_{mp} com I_{mp} .

Eficiência do módulo (η) – A eficiência de conversão de um módulo fotovoltaico pode ser calculada com a expressão:

$$\eta = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{G \times A_p} \times 100\% \quad (1)$$

Onde:

- η = eficiência percentual (%);
- V_{mp} = Tensão de máxima potência (V);
- I_{mp} = Corrente de máxima potência (A);
- G = Irradiância solar (W/m^2);
- A_p = Área do módulo (m^2).

Ao analisar a Figura 6, percebe-se que apesar de os valores V_{oc} e I_{sc} serem os maiores de tensão e corrente respectivamente, nesses pontos não há transferência de potência, uma vez que, em curto-circuito a corrente é máxima, mas a tensão entre os terminais é nula, e em circuito aberto não há carga conectada ao sistema.

A máxima transferência de potência ocorre em apenas um ponto, na combinação de valores de tensão V_{mp} e corrente I_{mp} . Esse ponto é encontrado no “joelho” da curvatura P-V.

Conforme Zilles *et al.* (2012) os valores de V_{mp} e I_{mp} podem ser estimados tendo como base I_{sc} e V_{oc} , conforme expressões 2 e 3.

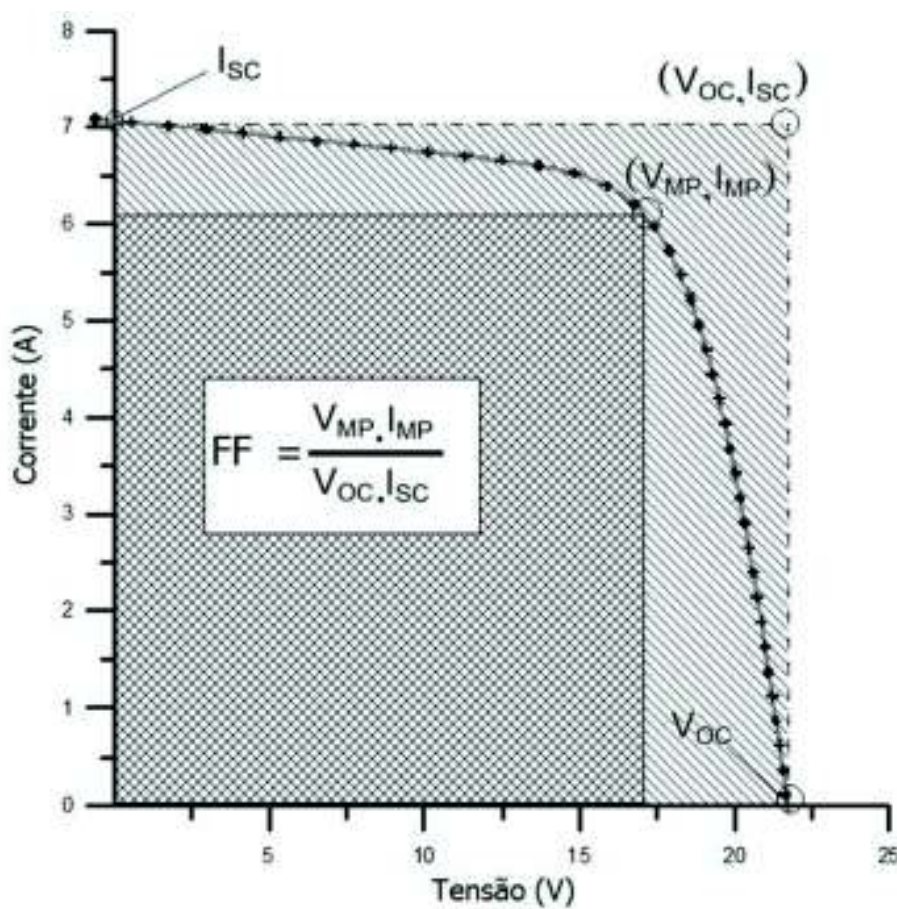
$$0,75 V_{oc} \leq V_{mp} \leq 0,90 V_{oc} \quad (2)$$

$$0,85 I_{sc} \leq I_{mp} \leq 0,95 I_{sc} \quad (3)$$

Outro importante conceito adotado na tecnologia fotovoltaica é o fator de forma FF (do inglês *fill factor*), ou fator de preenchimento (Figura 7). É uma medida que expressa a qualidade dos módulos fotovoltaicos. O FF informa o quanto a curva característica I-V se aproxima de um retângulo (LEMOS, 2016).

$$FF = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (4)$$

Figura 7 – Demonstração gráfica do fator de preenchimento.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

A Figura 7 demonstra graficamente que o fator de preenchimento pode ser definido pela razão entre as áreas do retângulo (hachurado duplamente) formado pelos pontos (V_{mp} ; I_{mp}) com o retângulo (hachurado simples) formado pelos pontos (V_{oc} ; I_{sc}).

2.5 FATORES QUE AFETAM A EFICIÊNCIA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Este tópico apresenta os principais conceitos acerca dos fatores que afetam a eficiência de sistemas fotovoltaicos: efeito da irradiância solar; efeito da temperatura; efeito do sombreamento; e efeito da sujidade (*soiling effect*).

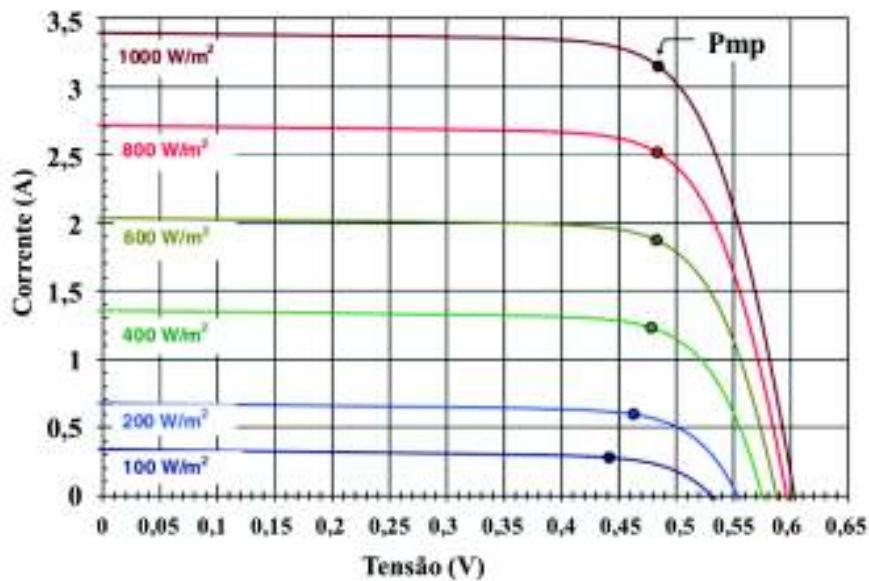
2.5.1 EFEITO DA IRRADIÂNCIA SOLAR

A corrente elétrica (e por consequência, a potência) que o módulo fotovoltaico fornece varia diretamente em função da intensidade da radiação solar que incide em suas células.

Com uma irradiância solar de 1.000 W/m^2 e temperatura de 25°C o módulo fotovoltaico é capaz de fornecer a corrente nominal especificada em seu catálogo. A corrente que um módulo fotovoltaico fornece varia proporcionalmente com a irradiância solar. Quando há pouca luz, a corrente fornecida pelo módulo é muito pequena e a capacidade de gerar energia é severamente reduzida (VILLALVA, 2015).

Na Figura 8, observa-se graficamente que a intensidade de corrente (A) diminui proporcionalmente com a diminuição da irradiância solar (W/m^2). Sob uma determinada temperatura, há um aumento linear na corrente elétrica da célula fotovoltaica conforme aumenta-se a incidência da irradiância solar, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) cresce de forma logarítmica (BARBOSA, 2010; LEMOS, 2016).

Figura 8 – Efeito da variação da irradiação solar sobre uma célula fotovoltaica.

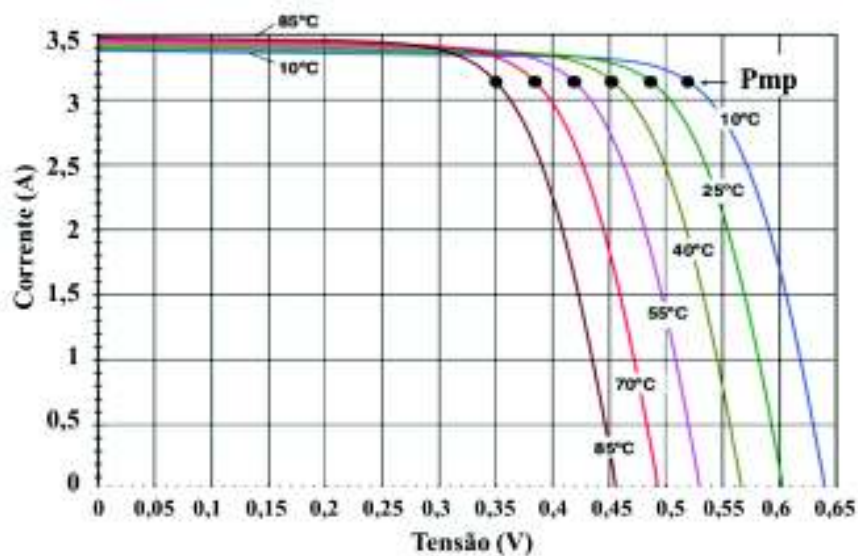


Fonte: Alonso, 2016.

2.5.2 EFEITO DA TEMPERATURA

A conversão da energia solar em energia elétrica em uma célula fotovoltaica sofre influência da temperatura da sua superfície. Com o aumento da temperatura superficial da célula, tem-se como consequência o aumento da intensidade de corrente (de forma muito discreta) e a diminuição da tensão, tal como pode ser visto nas Figuras 9 e 10 (BARBOSA, 2010; ALONSO 2016).

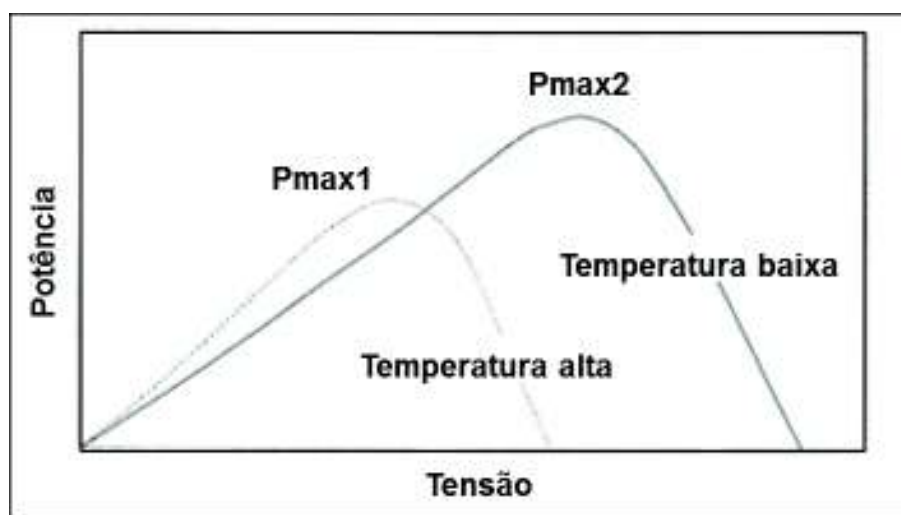
Figura 9 – Efeito da variação da temperatura sobre uma célula fotovoltaica.



Fonte: Alonso, 2016.

Na Figura 9 é possível verificar que, com o aumento da temperatura, a intensidade de corrente tem um aumento pouco significativo, enquanto que a tensão apresenta uma redução significativa. Assim, observa-se na Figura 10 que a diminuição da potência em uma célula fotovoltaica (em razão ao aumento de temperatura) é, sobretudo, devido à diminuição da tensão (BARBOSA, 2010; ALONSO 2016).

Figura 10 – Perda de potência em função da temperatura.



Fonte: Barbosa, 2010.

2.5.3 EFEITO DO SOMBREAMENTO

O efeito do sombreamento é bastante prejudicial aos sistemas fotovoltaicos, com isso, é de extrema importância escolher cuidadosamente a localização de instalação dos módulos afim de evitar sombras sobre suas superfícies (LEMOS, 2016).

Um módulo fotovoltaico exposto a um obstáculo que cause sombreamento em sua superfície pode deixar de produzir energia, ainda que apenas uma de suas células esteja recebendo pouca luz (HICKEL, 2017).

Como a intensidade da corrente elétrica de uma célula fotovoltaica é proporcional à irradiância que incide sobre ela, quando há pouca luz, sua corrente torna-se muito pequena (VILLALVA, 2015).

Nos módulos de silício cristalino, por estarem conectadas em série, as células dependem umas das outras para produzir corrente elétrica. Se uma célula estiver recebendo menos luz do que as demais, a corrente elétrica de todo o módulo é reduzida e consequentemente o sistema produz menos energia. A corrente total dependerá da célula mais debilitada (menor corrente), ou seja, se esta estiver completamente coberta, a corrente do módulo tende a zero (ZILLES *et al.*, 2012; PINHO e GALDINO, 2014).

Para minimizar o efeito do sombreamento, instala-se diodos de passagem (*bypass*), que servem como um caminho alternativo para a corrente. Em geral, o uso de diodo de passagem é feito em grupamentos de células, o que reduz o custo em comparação à conexão de um diodo em cada célula (ZILLES *et al.*, 2012).

Com o uso do diodo de *bypass*, mesmo que uma das células esteja produzindo pouca corrente, as demais células do módulo podem continuar produzindo corrente, pois a corrente da célula sombreada é desviada pelo diodo em paralelo, melhorando assim a produção de energia do módulo em caso de sombreamento (VILLALVA, 2015).

2.5.4 EFEITO DA SUJIDADE

A sujidade dada mediante contaminantes na superfície do módulo fotovoltaico provoca a redução da radiação solar eficaz devido à absorção, reflexão e dispersão. Quando há sujidade acumulada sobre módulos fotovoltaicos, parte da luz solar que seria absorvida pelo painel é impedida ou desviada, diminuindo assim a potência de saída do sistema fotovoltaico (MEJIA e KLEISSL, 2013; MAGHAMI *et al.*, 2016; MANI *et al.*, 2016).

Embora alguns fatores ambientais ajudem na remoção das impurezas, como a chuva e o vento, a maior parte da sujidade necessita ser removida por outros meios com

interferência humana, seja de forma mecânica ou manual (BARBOSA, 2010; HICKEL *et al.*, 2016; LEMOS, 2016).

De acordo com Brito *et al.* (2016), a técnica de limpeza manual com água é a mais utilizada atualmente em dispositivos fotovoltaicos, embora seja dispendiosa devido ao custo que envolve, tanto com mão de obra quanto com recursos hídricos, que são muitas vezes escassos em certas regiões que há sistemas solares instalados. Os autores elencam as principais características físico-químicas que a superfície de um módulo fotovoltaico deve ter, a fim de mitigar acúmulo de sujeira. São elas:

- Dureza elevada (diminui incrustação de partículas e eleva a resistência ao desgaste);
- Baixa rugosidade (reduz possibilidade de incorporação de partículas);
- Hidrofobia (diminui atração a compostos iônicos, absorção de sólidos e retenção de água);
- Baixa energia superficial (menor tendência à reação química com o meio);
- Limpeza (em especial de materiais pegajosos ou viscosos);
- Ausência de sais solúveis em água (que são passíveis de combinar com outras partículas de poeira).

O acúmulo de areia e poeira na superfície de módulos fotovoltaicos é um assunto que a comunidade científica tem demonstrado interesse em pesquisar e realizar ensaios e estudos de campo, bem como experiências laboratoriais (BEATTIE *et al.*, 2012).

O monitoramento dos parâmetros elétricos, como V_{oc} , I_{sc} , V_{mp} , I_{mp} , P_{mp} e curva I-V são poderosas ferramentas para a investigação do impacto de sujeira sobre o desempenho do módulo (SCHILL *et al.*, 2015).

Diversos estudos recentes realizados acerca desse assunto são abordados no próximo tópico deste trabalho.

2.6 ESTUDOS RECENTES DOS EFEITOS DA SUJIDADE

Hickel *et al.* (2016) analisaram a influência do acúmulo de sujeira em cinco diferentes tecnologias de painéis fotovoltaicos: m-Si, p-Si, μ -Si, a-Si e CIGS, todos instalados no mesmo local, numa base de pesquisa solar no interior do Estado da Bahia. No estudo identificou-se que o acúmulo de sujeira foi não-homogêneo para as cinco tecnologias, onde as impurezas tendiam a se concentrar na parte inferior direita dos módulos, devido às posições de instalação dos módulos e direção dos ventos na região.

Para avaliar o impacto do acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos, os autores realizaram medições das curvas I-V, com um equipamento traçador de curva, sob as mesmas condições ambientais, porém em situações de painéis sujos e limpos. Identificou-se a perda de potência de 6,6% em média, para todas as tecnologias fotovoltaicas.

Sinha *et al.* (2014) analisaram a importância relativa de variáveis ambientais como temperatura, umidade, sombreamento e sujidades em sistemas fotovoltaicos instalados em quatro regiões distintas de Marrocos, na África. Os impactos dessas variáveis sobre o desempenho do módulo fotovoltaico são estimados com base em várias abordagens. A seguir as principais conclusões obtidas no estudo:

- A temperatura do módulo fotovoltaico é afetada principalmente pela temperatura ambiente e pela irradiância, podendo afetar o desempenho do sistema em até 6%;

- A umidade provoca alteração do conteúdo espectral da radiação solar devido a maior absorção ou dispersão de luz em comprimentos de onda específicos, afetando o desempenho do sistema em até 2%;
- O sombreamento causa uma redução no poder da radiação solar devido à absorção, espalhamento e reflexão na atmosfera, e chega a reduzir o desempenho do módulo em até 30% (quando protegido com diodos de *bypass*, senão pode chegar até 90%);
- A sujidade provoca uma redução da radiação solar eficaz devido à absorção, dispersão e reflexão de contaminantes na superfície do módulo, afetando o desempenho do sistema em até 3%.

Paudyal e Shakya (2016) estudaram os efeitos do acúmulo de poeira sobre a eficiência dos módulos solares fotovoltaicos na cidade de Catmandu, Nepal. A capital do país com suas condições ambientais peculiares sofre de alta poluição do ar e chuvas mínimas, o que ocasiona uma elevada deposição de poeira nos painéis solares instalados na região.

Os pesquisadores compararam dois módulos fotovoltaicos (p-Si) de mesmas especificações durante cinco meses, onde uma placa era limpa diariamente e a outra não, e coletaram as informações de I_{mp} , V_{mp} e P_{mp} de ambos os módulos simultaneamente e diariamente.

O estudo mostrou que durante o período da pesquisa, a eficiência do módulo solar exposto às sujidades diminuiu até 30% em relação ao módulo que foi limpo diariamente.

Outro dado levantado na pesquisa foi a densidade da sujidade depositada no painel sujo (sem limpeza diária), que foi aumentando linearmente ao longo do tempo, conforme demonstra a Figura 11.

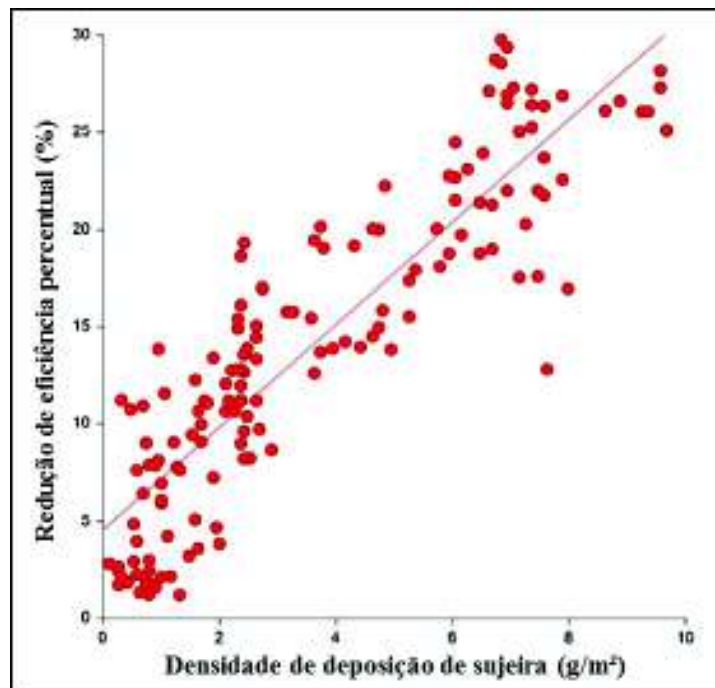
Figura 11 – Densidade da sujidade depositada.



Fonte: Paudyal e Shakya, 2016.

Ao fim do primeiro mês a densidade da sujidade acumulada sobre o painel era cerca de 2 g/m^2 , enquanto que após o quinto mês da pesquisa chegou a quase 10 g/m^2 . Com isso, foi possível também identificar a correlação entre densidade da sujidade depositada e redução percentual da eficiência, conforme demonstrado na Figura 12.

Figura 12 – Efeito da densidade da sujidade depositada na redução de eficiência do módulo.

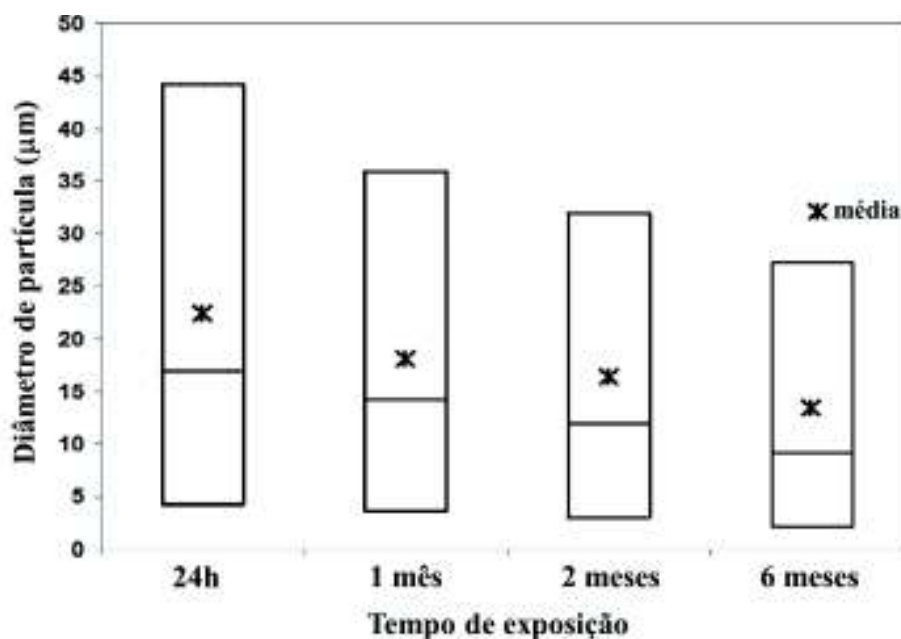


Fonte: Paudyal e Shakya, 2016.

Durante dez meses Javed *et al.* (2017) coletaram e caracterizaram sujidades encontradas em painéis fotovoltaicos (CdTe) de uma instalação de testes solares em Doha, Catar. As amostras de poeira foram caracterizadas utilizando análise de tamanho de partícula, difração de raios-X e microscopia eletrônica de varredura.

O cálcio foi encontrado como o elemento mais abundante na poeira acumulada, seguido pelo silício, ferro, magnésio e alumínio. No estudo é possível observar que a distribuição de tamanho das partículas de poeira acumuladas depende do tempo de exposição dos módulos fotovoltaicos às condições ambientais externas. O tamanho médio de partícula da poeira acumulada diminuiu com o aumento do tempo de exposição. Os diâmetros de partícula de poeiras acumuladas foram de até 44 μm , 36 μm , 32 μm e 27 μm durante um dia, um mês, dois meses e seis meses de tempo de exposição, respectivamente, como mostrado na Figura 13. Os pesquisadores também identificaram uma perda de eficiência de até 2,5% devido à poeiras e sujidades depositadas nas superfícies dos módulos.

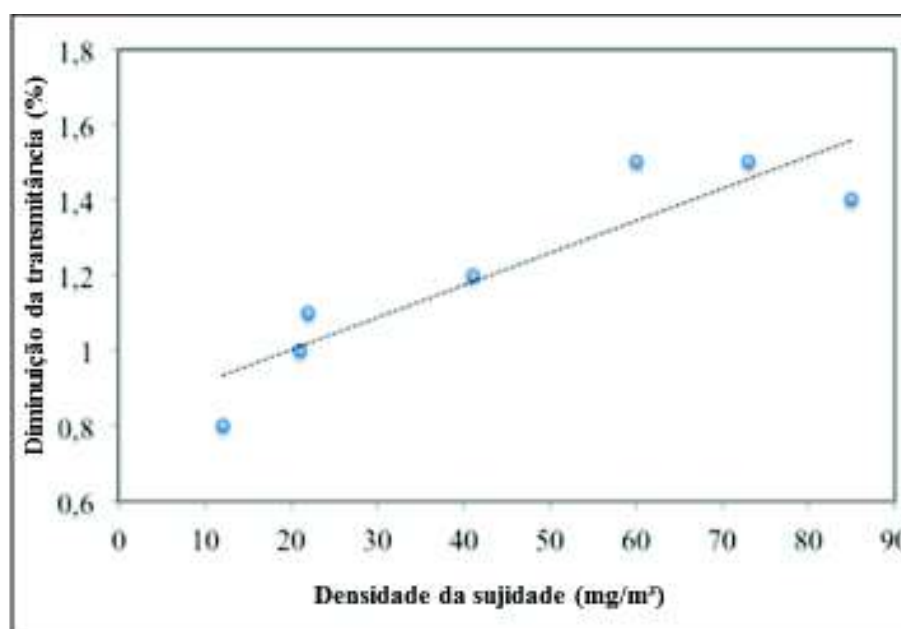
Figura 13 – Tamanho de partícula de poeira acumulada em função do tempo de exposição.



Fonte: Javed *et al.*, 2017.

Pedersen *et al.* (2016) estudaram as perdas causadas pela sujeidade em módulos fotovoltaicos (m-Si e CdTe) no interior da Noruega e na cidade de Kalkbult na África do Sul, e assim como Paudyal e Shakya (2016), caracterizaram a estrutura do material de impregnação nos módulos utilizando microscopia eletrônica de varredura. Os autores observaram uma correlação aproximadamente linear entre o aumento da densidade da sujeidade depositada nos painéis e a diminuição em percentual da transmitância (que é razão entre a quantidade de luz que atravessa um meio e a quantidade de luz que sobre ele incide), conforme demonstra a Figura 14.

Figura 14 – Diminuição da transmitância em função da densidade da sujeidade.



Fonte: Pedersen *et al.*, 2016.

Urrejola *et al.* (2016) estudaram o desempenho e a degradação de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias (m-Si, p-Si e μ -Si) na cidade de Santiago, Chile. Verificou-se por meio de monitoramento das curvas I-V em diferentes cenários, que a degradação anual dos sistemas solares era da ordem de 1,29% para a matriz policristalina, 1,74% para a matriz monocristalina e 2,77% para a matriz microcristalina.

Adicionalmente, os autores concluíram que a periodicidade ideal para limpeza dos módulos, independente da tecnologia empregada e seus custos, era a cada 45 dias. Com essa periodicidade de limpeza, os efeitos da sujeira eram reduzidos significativamente.

No estudo realizado por Kalogirou *et al.* (2013) no Chipre, com módulos de três tipos de tecnologias: m-Si, p-Si e a-Si, foi possível identificar que os poluentes ambientais e as poeiras que são transferidas com o ar impedem a radiação solar direta na superfície do módulo fotovoltaico, com consequente redução significativa do seu desempenho, que pode atingir até 11%.

Durante o procedimento experimental de Kalogirou *et al.* (2013), a corrente e a tensão foram medidas no local com um dispositivo especial chamado PVPM (*Photovoltaic Power Measuring*) para desenhar a curva I-V de cada módulo.

Embora a chuva seja um fator que costuma contribuir com a limpeza superficial dos painéis, Kalogirou *et al.* (2013) concluíram que a chuva forte após episódios de poeira, típicos da estação verão na região, contribui para a adesão de sujidades em superfícies expostas. Já nos meses de inverno, nenhuma limpeza é necessária, pois a chuva ocasional dessa época é suficiente para manter as superfícies dos painéis fotovoltaicos relativamente limpos.

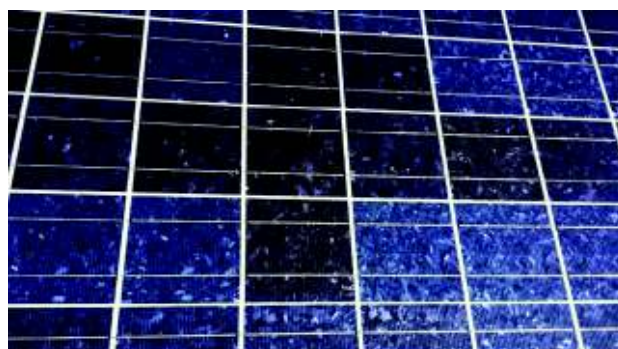
Já Tanesab *et al.* (2015) analisaram sete sistemas fotovoltaicos, de tecnologias m-Si, p-Si e a-Si, situados na região de Perth, Austrália, uma zona climática temperada. Os painéis solares haviam sido instalados há dezoito anos antes do estudo, e até então nunca haviam sido limpos.

Os autores utilizaram um analisador de módulos solares para avaliar o desempenho elétrico dos painéis, e também uma combinação de espectrofotômetro, microscópio

eletrônico de varredura, espectroscópio de dispersão eletrônica e difração de raios-X foi usada para examinar as propriedades da sujidade nos painéis.

O estudo de Tanesab *et al.* (2015) constatou que a degradação da produção de energia dos módulos fotovoltaicos, variou de 19% a 33%. Do total de degradação dos módulos fotovoltaicos, cerca de 78% se dava devido a fatores como corrosão, delaminação e descoloração (Figura 15), enquanto que a sujidade acumulada na superfície dos painéis era responsável por cerca de 16% a 29% da perda de eficiência.

Figura 15 – Fatores de degradação do módulo fotovoltaico.



(a) Descoloração



(b) Delaminação



(c) Corrosão

Fonte: Tanesab *et al.*, 2015.

Vivar *et al.* (2010) analisaram o quão a sujidade influenciava sistemas fotovoltaicos instalados em Madri, Espanha e em Camberra, Austrália. Nos estudos foram observadas perdas de eficiência em média de 14% para diversas tecnologias fotovoltaicas CPV (*Concentrated Photovoltaics*). Os autores buscaram determinar uma periodicidade eficiente para a limpeza dos painéis, de forma a manter o bom rendimento dos sistemas sem que houvesse dispendiosos custos com a manutenção dos mesmos, embora tenham concluído que não há um intervalo padrão para as limpezas devido às características locais serem diferentes em cada região.

Vivar *et al.* (2010) explicam ainda que embora a potência de saída de uma célula seja o parâmetro de maior interesse comercial, sua relação com a luz capturada é afetada por vários fatores, incluindo a tecnologia de célula de cada módulo, a temperatura e o descompasso elétrico entre as células. No entanto, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) é proporcional à potência incidente total e é apenas ligeiramente afetada pela temperatura das células. Assim, a I_{sc} fornece o indicador de desempenho da célula que é mais sensível à sujidade, devendo ser verificada imediatamente antes e depois de limpar periodicamente cada módulo fotovoltaico.

Mani e Pillai (2010) e Garcia *et al.* (2011) explicam que embora existam diversos estudos de efeitos de sujidades em módulos fotovoltaicos pelo mundo, os interesses em estudar as perdas de energia por sujeira são pontuais e particulares para cada local, visto que embora hajam semelhanças, os comportamentos ambientais em relação ao acúmulo de poeira nos módulos variam significativamente, de acordo com a região estudada.

Sayyah *et al.* (2014) afirmam que a degradação do desempenho dos coletores solares causada pela sujidade resulta em uma perda considerável de energia em todas as plantas solares do mundo, independente da região.

A questão da sujidade não está limitada somente a zonas de clima hostil. Perdas significativas também são encontradas em áreas que têm ambientes mais temperados (KAZMERSKI *et al.*, 2016a).

Gostein *et al.* (2014) explicam que a perda de eficiência em sistemas fotovoltaicos devido à sujidade pode ser medida comparando a saída de um módulo de referência sujo com a saída de um módulo da mesma referência limpo. A comparação pode ser efetuada com base nas correntes de curto-circuito medidas, que servem como referência para a irradiância efetiva recebida pelos módulos, ou com base nas potências máximas medidas, que representam a produção efetiva de energia.

Conforme demonstrado neste tópico, diversos autores têm pesquisado os efeitos da sujeira na eficiência de módulos fotovoltaicos, em praticamente todas as regiões do mundo.

As motivações em pesquisar as perdas de energia por sujidade estão relacionadas à busca de um melhor entendimento do comportamento do sistema conversor fotovoltaico, que tem comportamento específico para cada local.

Embora seja unânime que a sujidade diminui a eficiência dos módulos fotovoltaicos, são observadas significativas variações de resultados nos estudos, em especial pelo fato de que a sujidade está relacionada com a região estudada, que varia muito de uma para outra.

No Quadro 3 são expostos alguns estudos acerca dos efeitos de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos.

Quadro 3 – Estudos sobre efeitos de sujidades na eficiência de módulos fotovoltaicos.

Autor	Ano	Local	Tecnologia FV	Perda de eficiência devido à sujidade
VIVAR <i>et al.</i>	2010	Madri (Espanha); Camberra (Austrália)	CPV	14,0%
GARCIA <i>et al.</i>	2011	Navarra (Espanha)	p-Si	22,0%
KALOGIROU <i>et al.</i>	2013	Limassol (Chipre)	m-Si; p-Si; a-Si	m-Si 11,0%; p-Si 9,0%; a-Si 2,5%
GOSTEIN <i>et al.</i>	2014	Texas (EUA)	CdTe	5,0%
SINHA <i>et al.</i>	2014	Marrakech, Ouarzazate, Oujda e Dakhla (Marrocos)	CdTe	3,0%
SHIRAKAWA <i>et al.</i>	2015	São Paulo (Brasil)	p-Si	11,0%
TANESAB <i>et al.</i>	2015	Perth (Austrália)	m-Si; p-Si; a-Si	m-Si 25,5%; p-Si 28,2%; a-Si 22,8%
HICKEL <i>et al.</i>	2016	Bahia (Brasil)	m-Si; p-Si; μ -Si; a-Si; CIGS	m-Si 4,5%; p-Si 11,3%; μ -Si 5,6%; a-Si 8,2%; CIGS 3,5%
LEMONS, L. O.	2016	Minas Gerais (Brasil)	m-Si; p-Si	20,0%
PAUDYAL e SHAKYA	2016	Catmandu (Nepal)	p-Si	30,0%
PEDERSEN <i>et al.</i>	2016	Kalkbult (África do Sul); Oslo (Noruega)	m-Si; CdTe	2,8% para 10mg/m ²
URREJOLA <i>et al.</i>	2016	Santiago (Chile)	m-Si; p-Si; μ -Si	m-Si 1,7%; p-Si 1,3%; μ -Si 2,8%
JAVED <i>et al.</i>	2017	Doha (Catar)	CdTe	2,5%

Fonte: Autor, 2017.

Observa-se no Quadro 3 que as perdas de eficiências por sujidades vão desde 2% até 30% nos estudos ao redor do mundo, variando significativamente conforme região de estudo e tecnologia do módulo fotovoltaico.

A Figura 16 demonstra que há pesquisas sobre efeitos da sujidade em módulos fotovoltaicos (contidas neste referencial teórico) em todos os continentes do planeta.

Figura 16 – Locais com pesquisas publicadas sobre efeito da sujidade.

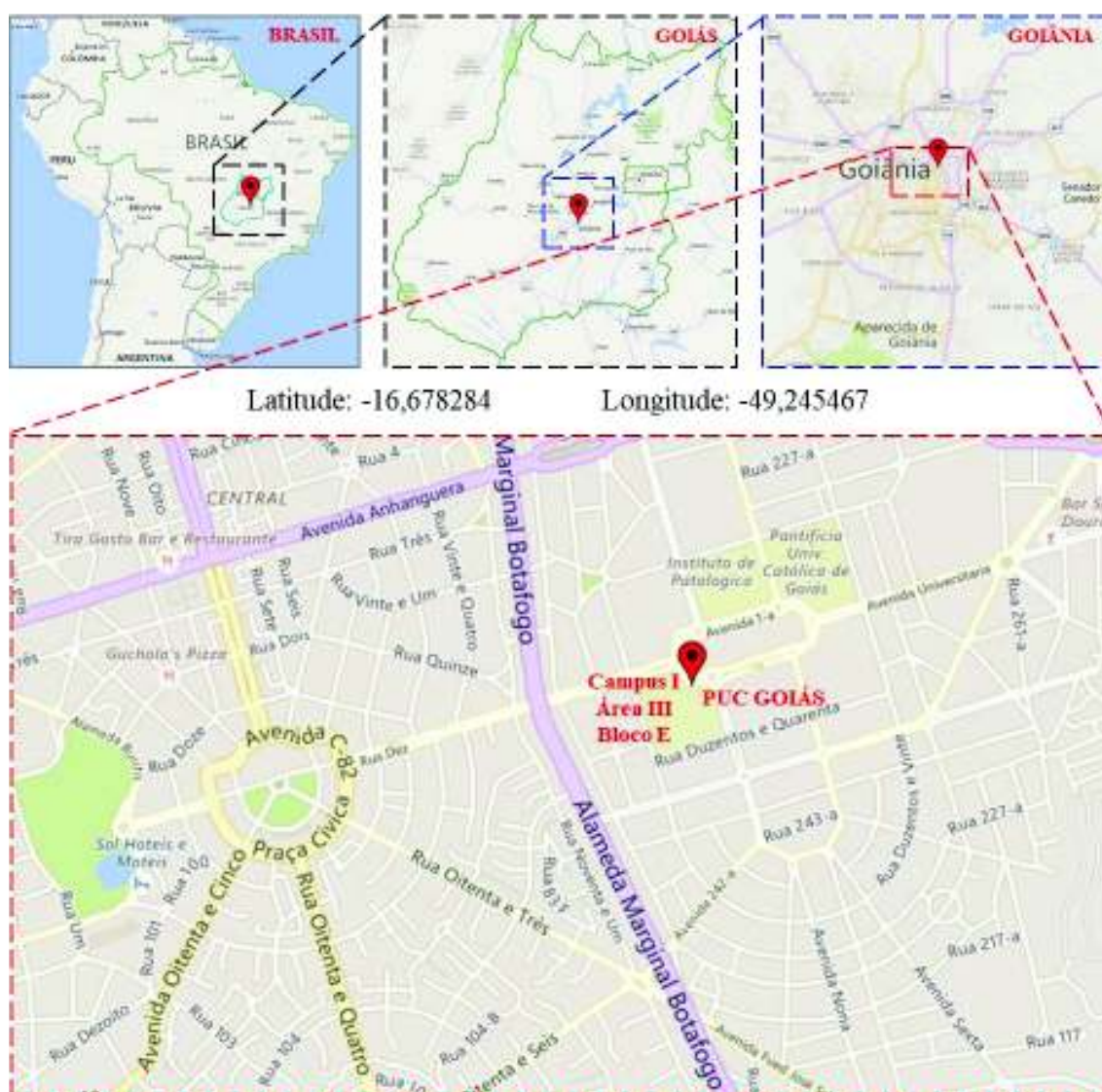


Fonte: Autor, 2017.

3 METODOLOGIA

Com o intuito de avaliar os efeitos da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos instalados na Pontifícia Universidade Católica de Goiás (PUC GOIÁS), em Goiânia-GO, é apresentado neste capítulo a sequência metodológica da pesquisa, juntamente com os materiais e métodos aplicados para medir o aproveitamento da radiação solar pelos módulos fotovoltaicos limpos e sujos, e para a caracterização da sujidade encontrada nos módulos estudados. Na Figura 17 é possível observar a localização da pesquisa (PUC GOIÁS, Campus I, Área III, terraço do Bloco E).

Figura 17 – Local da pesquisa: PUC GOIÁS.



Fonte: Adaptado de *Bing Maps*, 2017.

Para o desenvolvimento da pesquisa, a metodologia é dividida em duas partes, sendo que a primeira consiste em avaliar de forma experimental as características elétricas de módulos fotovoltaicos, por meio de coletas de dados, medições de parâmetros específicos, análise estatística e comparações de cenários de módulos sujos e limpos, enquanto que a segunda parte objetiva caracterizar o perfil da sujidade por meio de exames laboratoriais. Ademais, busca-se sempre relacionar os resultados obtidos das análises com os resultados levantados na literatura.

3.1 PRIMEIRA PARTE: PARÂMETROS ELÉTRICOS

Para a comprovação e quantificação da interferência da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos são obtidos os principais parâmetros elétricos necessários para a caracterização e comparação dos módulos. Os parâmetros elétricos são obtidos por equipamentos capazes de medir os indicadores que caracterizam os módulos fotovoltaicos: V_{oc} (V), I_{sc} (A), T ($^{\circ}C$) e G (W/m^2). As medições são realizadas em cenários onde os módulos estejam sujos e limpos, com condições ambientais variadas e em períodos distintos.

3.1.1 ESTUDO COMPARATIVO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO – GERADOR COM NOVE ANOS DE USO

Este estudo ocorreu entre os dias 20 jun. 2017 e 22 jun. 2017, no terraço do bloco E da área III, Campus I da PUC GOIÁS (Figura 18), onde foi analisado o gerador fotovoltaico instalado na Universidade.

O gerador fotovoltaico da PUC GOIÁS (Figura 18) foi posto em funcionamento em 14 mai. 2008 (nove anos de uso), possui potência instalada de 450 Wp, e é composto por

seis módulos fotovoltaicos do fabricante *Siemens*, modelo *SP75* de silício monocristalino.

Figura 18 – Gerador fotovoltaico da PUC GOIÁS.



Fonte: Autor, 2017.

As principais características dos módulos são apresentadas no Quadro 4.

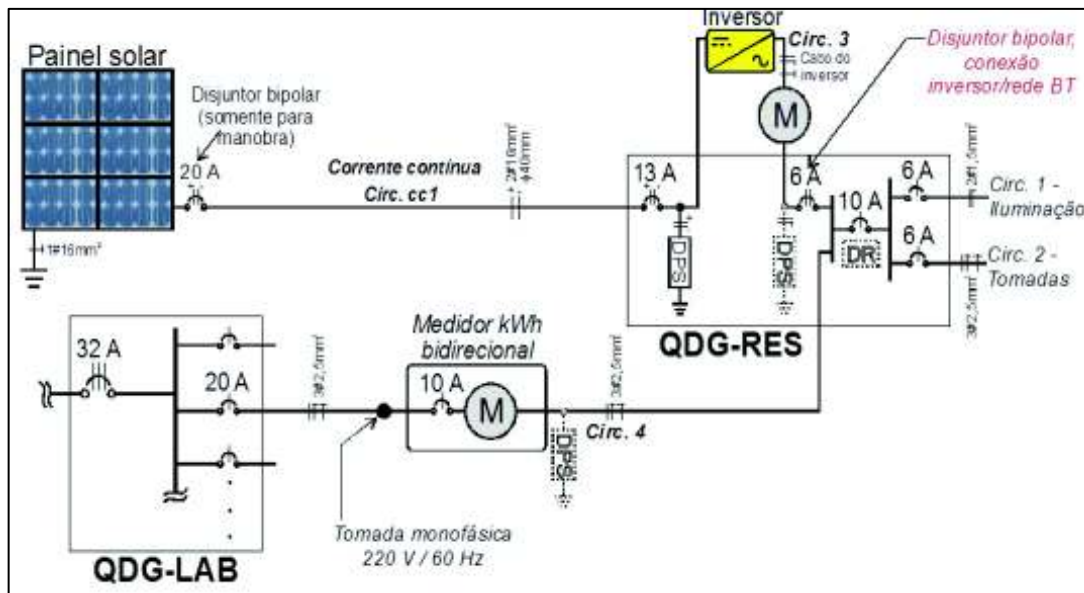
Quadro 4 – Características dos módulos instalados na PUC GOIÁS.

Característica	Unidade	Valor
Marca / Modelo	-	<i>Siemens SP75</i>
Potência máxima	W	75,0
Corrente de máxima potência	A	4,4
Tensão de máxima potência	V	17,0
Corrente de curto-circuito	A	4,8
Tensão de circuito aberto	V	21,1
Configuração de células	-	36xP
Comprimento	mm	1200
Largura	mm	527
Espessura	mm	34
Massa	kg	7,6
Ângulo de inclinação da instalação	°	16,5

Fonte: Ferreira *et al.*, 2013.

Na Figura 19 pode ser visto o diagrama do sistema fotovoltaico instalado na PUC GOIÁS.

Figura 19 – Diagrama do sistema fotovoltaico da PUC GOIÁS.



Fonte: Ferreira *et al.*, 2013.

Os módulos foram limpos pela última vez em 31 nov. 2013, de forma manual, por uma equipe de graduandos em Engenharia Elétrica da PUC GOIÁS que realizavam um estudo na época, tendo sujidades acumuladas desde então.

Vivar *et al.* (2010) e Gostein *et al.* (2014) explicam que a corrente de curto-circuito (I_{sc}) é proporcional à potência solar incidente total e serve como referência para a irradiância efetiva recebida pelos módulos. Assim, a I_{sc} fornece o indicador de desempenho da célula que é mais sensível à sujidade, devendo ser verificada antes e depois de limpar o módulo fotovoltaico.

Para realização deste estudo é necessária a captação e análise de dados ambientais e elétricos em um intervalo de tempo significativo, capaz de demonstrar estatisticamente as correlações entre as variáveis. Para tratamento estatístico, com uma quantidade de dados maior ou igual a 30 é possível elaborar a matriz de correlação entre as variáveis:

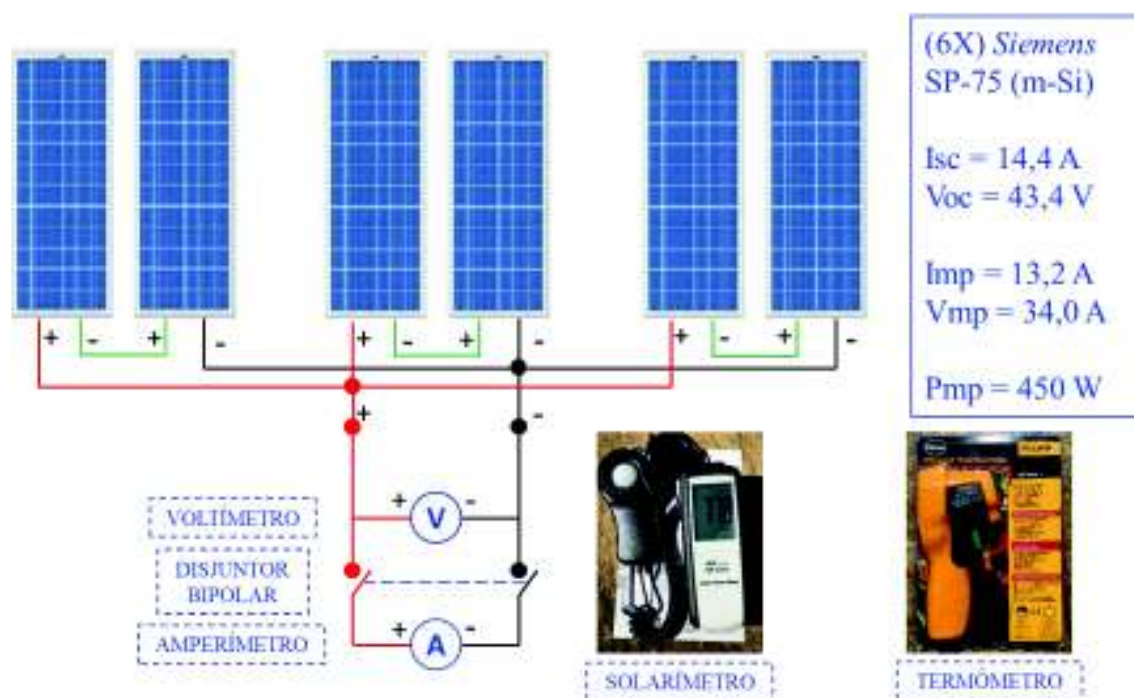
T; G; Voc; Isc e analisar seus respectivos *P-valores* (PORTAL ACTION, 2017). Também são elaborados gráficos de dispersão entre as variáveis mais correlatas e é calculada a perda de eficiência entre cenários sujo e limpo.

Para auxiliar nos cálculos e construções gráficas é necessário o uso de um *Software* estatístico. Neste trabalho utilizou-se o *Software Action*® (versão de teste), em complemento com o *Software Microsoft Excel 2013*® (*software* pago).

Os dados devem ser captados nos cenários sujo e limpo, com o intuito de verificar o efeito da sujidade na superfície dos módulos fotovoltaicos.

O diagrama do estudo é demonstrado na Figura 20.

Figura 20 – Diagrama do estudo 3.1.1.



Fonte: Autor, 2017.

O modelo esquemático do estudo é demonstrado na Figura 21.

Figura 21 – Esquema do estudo 3.1.1.



Fonte: Autor, 2017.

Neste estudo, os parâmetros elétricos são medidos na saída dos módulos fotovoltaicos, em corrente contínua (c.c.), sem a ingerência das possíveis perdas em cabos de ligação e do inversor de corrente contínua para corrente alternada (c.a.).

As coletas de dados devem ocorrer de forma simultânea, sendo aproximadamente uma por minuto, por no mínimo 30 minutos, entre os horários de 11:30h e 13:30h (período de maior incidência solar) e em dias de céu aberto e poucas nuvens.

Os primeiros dados coletados são no cenário sujo, onde os módulos contêm sujidades impregnadas na superfície. Em seguida, deve-se proceder a limpeza dos módulos, e imediatamente após, coleta-se novamente os dados no cenário limpo. De posse dos dados, procede-se com as análises comparativas.

Segundo Hickel (2017) a limpeza dos módulos deve ser realizada de forma manual, com auxílio de panos de algodão macios, água potável e sem o uso detergentes ou produtos abrasivos.

O método de limpeza dos módulos consiste em:

- Passo 1: Aplicar água potável na superfície dos módulos;
- Passo 2: Utilizar um pano de algodão macio molhado para remoção da camada impregnada de sujeira, com esforço manual;

- Passo 3: Repetir os passos 1 e 2 diversas vezes até que, seja perceptível a ausência de sujidades;
- Passo 4: Utilizar um pano de algodão macio seco para acabamento.

Os dados dos equipamentos utilizados para coleta das características ambientais e elétricas estão expostos no Quadro 5.

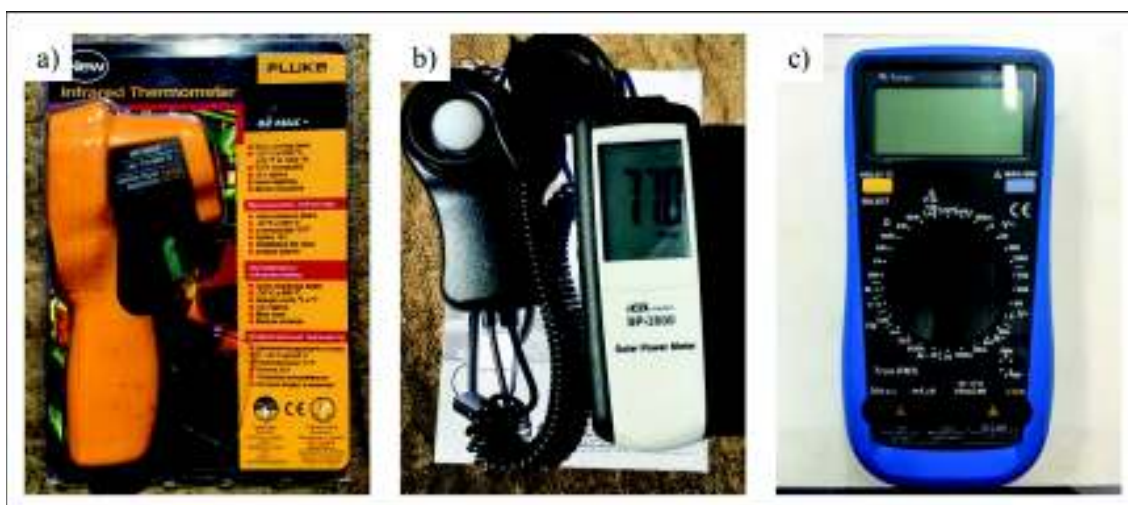
Quadro 5 – Dados dos equipamentos utilizados no estudo 3.1.1.

Característica medida	Unidade	Instrumento utilizado	Fabricante	Modelo	Faixa de medição	Precisão do Equipamento
Temperatura na superfície do módulo	(°C)	Termômetro infravermelho	FLUKE	62 MAX +	-30°C a 650°C	±1°C ou ±1% da leitura (o que for maior)
Irradiância solar incidente no módulo	(W/m ²)	Solarímetro	ICEL	SP-2000	0 a 2.000 W/m ²	±10 W/m ² ou ±1% da leitura (o que for maior)
Tensão de circuito aberto	(V)	Voltímetro	MINIPA	ET2042-E	600mV a 1.000V	±0,7%
Corrente de curto circuito	(A)	Amperímetro	MINIPA	ET2042-E	60µA a 20A	±1%

Fonte: Autor, 2017.

Os equipamentos utilizados podem ser vistos na Figura 22.

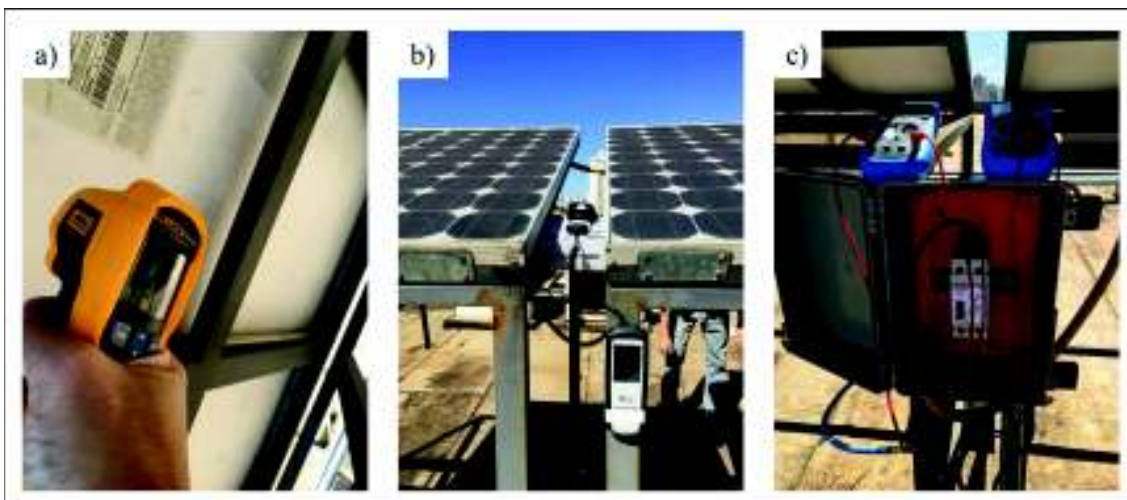
Figura 22 – Equipamentos utilizados: a) Termômetro; b) Solarímetro; c) Multímetro.



Fonte: Autor, 2017.

Inicialmente foram obtidas as características (T ; G ; V_{oc} ; I_{sc}) no cenário sujo, seguindo os métodos descritos nesta seção. A Figura 23 mostra as etapas de coleta de dados realizadas neste estudo.

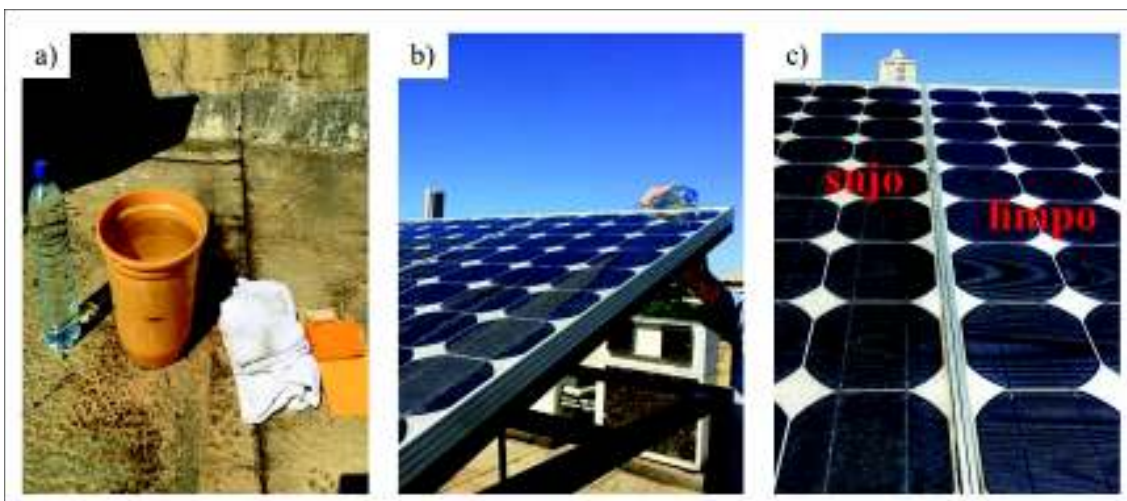
Figura 23 – Coleta de dados: a) Temperatura; b) Irradiância; c) V_{oc} e I_{sc} .



Fonte: Autor, 2017.

A coleta de dados no cenário sujo ocorreu no dia 21 jun. 2017 entre 11:52h e 12:21h (Tabela 3). Em seguida procedeu-se com a limpeza dos módulos, conforme demonstrado na Figura 24.

Figura 24 – Limpeza: a) Materiais; b) Limpeza; c) Módulo sujo x limpo.



Fonte: Autor, 2017.

Após a limpeza dos módulos repetiu-se as coletas de dados ambientais e elétricos (T; G; Voc; Isc), dessa vez no cenário limpo. As coletas de dados no cenário limpo ocorreram também no dia 21 jun. 2017 entre 12:40h e 13:09h e no dia seguinte 22 jun. 2017 entre 11:53h e 12:22h (Quadro 6). Os valores obtidos podem ser vistos no Apêndice A. Os resultados deste estudo são discutidos na seção 4.

Quadro 6 – Etapas do estudo 3.1.1.

Etapa	Dia	Horário	Tempo
Instalação do sistema de medição e testes de validação	20 jun. 2017	11:00h até 13:00h	2 horas
Coleta de dados no cenário sujo (antes da limpeza)	21 jun. 2017	11:52h até 12:21h	1/2 hora
Limpeza dos módulos	21 jun. 2017	12:23h até 12:38h	1/4 hora
Coleta de dados no cenário limpo (após a limpeza)	21 jun. 2017	12:40 até 13:09h	1/2 hora
Coleta de dados no cenário limpo (um dia após limpeza)	22 jun. 2017	11:53h até 12:22h	1/2 hora

Fonte: Autor, 2017.

3.1.2 ESTUDO COMPARATIVO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO – GERADOR NOVO

Diversos autores (KALOGIROU *et al.*, 2013; SCHILL *et al.*, 2015; PAUDYAL e SHAKYA, 2016; HICKEL *et al.*, 2016) explicam que o monitoramento dos parâmetros elétricos são poderosas ferramentas para a investigação do impacto de sujeira sobre o desempenho do módulo. Eles indicam que para avaliar o impacto do acúmulo de sujeira sobre os módulos fotovoltaicos devem ser realizadas medições dos parâmetros, sob as mesmas condições ambientais e no mesmo instante de tempo, porém em situações de painéis sujos e limpos. Para execução deste estudo é necessário o uso de dois módulos fotovoltaicos novos de características mais próximas possíveis (similaridade acima de 99%).

Este estudo ocorreu entre os dias 9 dez. 2017 e 10 mar. 2018, no terraço do bloco E da área III, Campus I da PUC GOIÁS, onde foi analisado o novo gerador fotovoltaico instalado na Universidade.

O novo gerador fotovoltaico da PUC GOIÁS foi posto em funcionamento em 9 dez. 2017, possui potência instalada de 520 Wp, e é composto por dois módulos fotovoltaicos similares. Os dois módulos foram instalados nas mesmas configurações de posição e inclinação (Figura 25).

Figura 25 – Novo gerador fotovoltaico da PUC GOIÁS.



Fonte: Autor, 2017.

Os dois módulos fotovoltaicos utilizados para este estudo são novos, possuem 260 Wp de potência cada, são do fabricante *JINKO*, modelo JKM260P, 60 células de silício policristalino (JINKO, 2017). Os módulos foram gentilmente doados à PUC GOIÁS pela Empresa *ENSOLAR ENERGIA*, com o intuito de apoiar o ensino e a pesquisa em energias renováveis. No Quadro 6 é possível ver as especificações dos módulos.

Quadro 7 – Características dos novos módulos instalados na PUC GOIÁS.

Característica	Unidade	Valor
Marca / Modelo	-	<i>Jinko JKM260P</i>
Potência máxima	W	260,0
Corrente de máxima potência	A	8,37
Tensão de máxima potência	V	31,1
Corrente de curto-circuito	A	8,98
Tensão de circuito aberto	V	38,1
Configuração de células	-	6x10
Comprimento	mm	1650
Largura	mm	992
Espessura	mm	40
Massa	kg	18,5
Ângulo de inclinação da instalação	°	0,0

Fonte: Autor, 2017.

Embora os dois novos módulos sejam do mesmo fabricante, modelo e lote de fabricação, para validar a similaridade entre eles, em 9 dez. 2017, foram feitas medições dos parâmetros T (°C), G (W/m²), Voc (V) e Isc (A), logo após a instalação do gerador, e avaliado o quão semelhante estavam. Os valores obtidos podem ser vistos no Apêndice B e os resultados deste estudo são discutidos na seção 4.

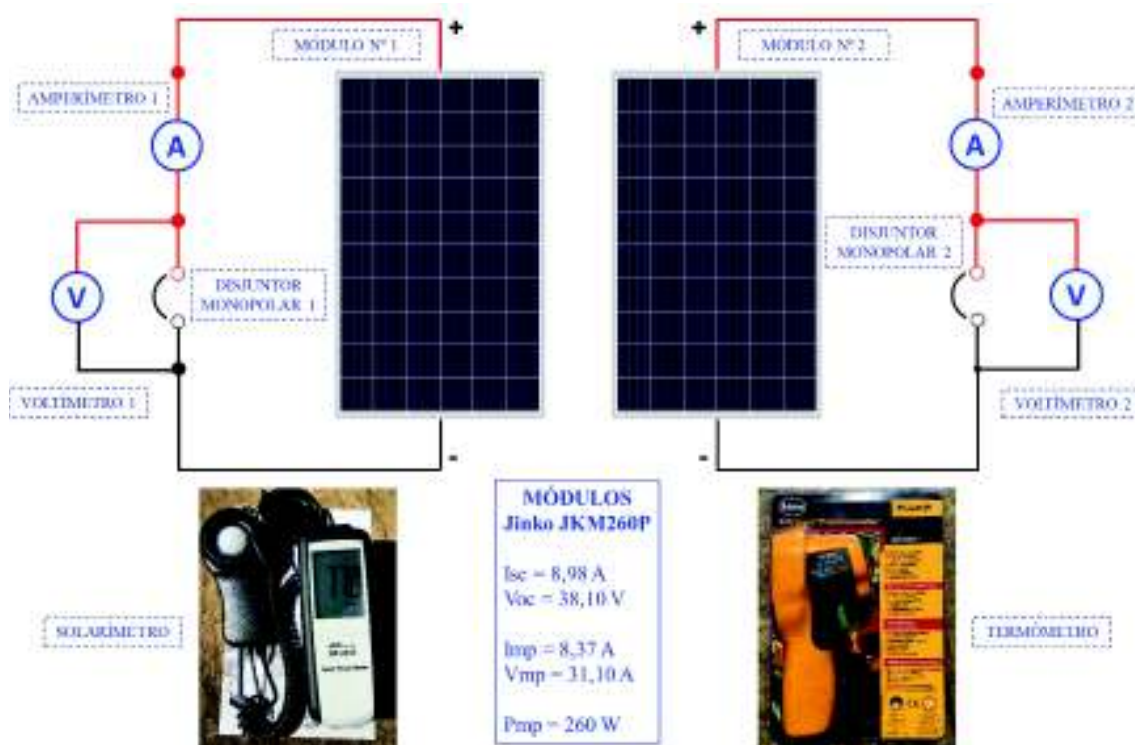
Após validada a similaridade entre os módulos, durante um intervalo de tempo de 45 dias (entre dez. 2017 e jan. 2018), um dos módulos foi limpo quinzenalmente e foi denominado como módulo nº1 limpo, enquanto que o outro módulo permaneceu sem limpeza alguma, acumulando sujidades ambientais ao longo deste período, denominado como módulo nº2 sujo. Os procedimentos de limpeza dos módulos são idênticos ao já exposto em 3.1.1.

Em 24 jan. 2018 foram coletados os dados nos módulos nº1 limpo e nº2 sujo. Ao fim da coleta, os módulos foram novamente limpos para reavaliação do ensaio de similaridade.

Em 10 mar. 2018, 90 dias após a instalação dos módulos e 45 dias após a última limpeza, foram novamente coletados os dados nos módulos nº1 limpo e nº2 sujo. De posse dos dados, procedeu-se com as análises estatísticas e comparativas. Os valores obtidos podem ser vistos nos Apêndices C, D e E e os resultados deste estudo são discutidos na seção 4.

Na Figura 26 pode ser visto o diagrama do estudo.

Figura 26 – Diagrama do estudo 3.1.2.



Fonte: Autor, 2017.

Os parâmetros elétricos (V_{oc} e I_{sc}) foram medidos na saída dos módulos fotovoltaicos, em corrente contínua, sem a ingerência das possíveis perdas em cabos de ligação e do inversor de corrente contínua para corrente alternada.

Para tratamento estatístico, com uma amostra de dados maior ou igual a 30 é possível elaborar a matriz de correlação entre as variáveis: T; G; V_{oc} ; I_{sc} e analisar seus respectivos *P-valores* (PORTAL ACTION, 2017). Para auxiliar nos cálculos é

necessário o uso de um *Software* estatístico. Neste trabalho utiliza-se o *Software Action*®, em complemento com o *Software Microsoft Excel 2013*®.

Os dados dos equipamentos utilizados para coleta das características ambientais e elétricas estão expostos no Quadro 8.

Quadro 8 – Dados dos equipamentos utilizados no estudo 3.1.2.

Característica medida	Unidade	Instrumento utilizado	Fabricante	Modelo	Faixa de medição	Precisão do Equipamento
Temperatura na superfície do módulo	(°C)	Termômetro infravermelho	FLUKE	62 MAX +	-30°C a 650°C	±1°C ou ±1% da leitura (o que for maior)
Irradiância solar incidente no módulo	(W/m ²)	Solarímetro	ICEL	SP-2000	0 a 2.000 W/m ²	±10 W/m ² ou ±1% da leitura (o que for maior)
Tensão de circuito aberto	(V)	Voltímetro	FLUKE	115	600mV a 600V	±0,5%
Corrente de curto circuito	(A)	Amperímetro	MINIPA	ET2042-E	60µA a 20A	±1%

Fonte: Autor, 2017.

A Figura 27 ilustra o arranjo dos equipamentos utilizados para a coleta de dados.

Figura 27 – Arranjo dos equipamentos utilizados no estudo 3.1.2.



Fonte: Autor, 2017.

No Quadro 9 estão listadas as etapas do estudo 3.1.2.

Quadro 9 – Etapas do estudo 3.1.2.

Etapa	Dia	Horário	Tempo
Instalação da estrutura metálica	5 dez. 2017	9:00h até 17:00h	8 horas
Instalação dos módulos fotovoltaicos	8 dez. 2017	9:00h até 15:00h	6 horas
Instalação do sistema de medição e limpeza dos módulos	9 dez. 2017	9:00h até 11:00h	2 horas
Coleta de dados (ensaio similaridade entre módulos)	9 dez. 2017	11:00h até 11:40h	2/3 hora
Instalação do sistema de medição e limpeza do módulo nº1	24 jan. 2018	14:00h até 15:00h	1 hora
Coleta de dados (1º ensaio comparativo Isc)	24 jan. 2018	15:00h até 15:40h	2/3 hora
Coleta de dados (2º ensaio comparativo Isc)	24 jan. 2018	16:00h até 16:40h	2/3 hora
Limpeza dos módulos	24 jan. 2018	16:45h até 17:00h	1/4 hora
Coleta de dados (reavaliação de similaridade)	24 jan. 2018	17:00h até 17:30h	1/2 hora
Coleta de dados (3º ensaio comparativo Isc)	10 mar. 2018	10:30h até 12:30h	2 horas

Fonte: Autor, 2017.

3.2 SEGUNDA PARTE: CARACTERIZAR SUJIDADES

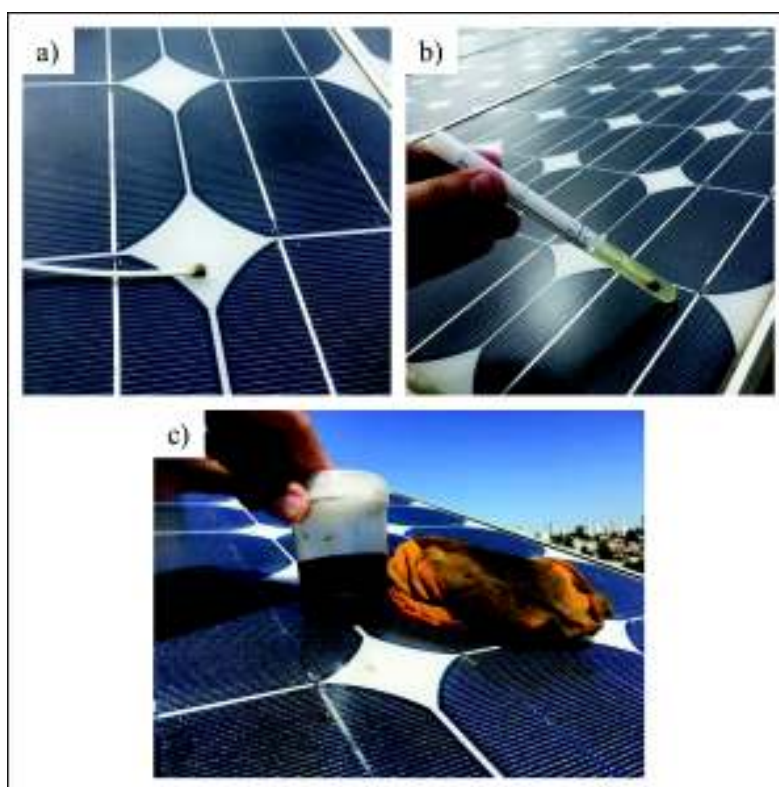
A partir dos estudos expostos por Barbosa (2010), Brito *et al.* (2016), Lemos (2016) e Hickel (2017), para caracterização de sujidades, os seguintes passos foram seguidos:

- Alguns pontos dos módulos foram fotografados com lentes macro objetivando a comparação visual da sujidade;
- Com auxílio de um *swab* estéril, parte da sujidade exposta na superfície dos módulos solares foi coletada (antes da lavagem);

- A lavagem dos módulos foi feita manualmente, com água potável e panos de algodão macios, empenhando o esforço necessário para remoção da sujeira superficial;
- O efluente gerado após a lavagem (água com sujidades) retido no pano de algodão foi torcido e derramado dentro de um recipiente estéril, obtendo-se assim uma amostra para análises de caracterização.

As coletas de amostras para realização dos estudos 3.2.1 a 3.2.2 ocorreram durante o processo de limpeza e lavagem realizados nos estudos 3.1.1 e 3.1.2, entre jun. 2017 e fev. 2018, e podem ser vistas na Figura 28.

Figura 28 – Coleta de sujidades: a) e b) *Swab*; c) Efluente.



Fonte: Autor, 2017.

A caracterização da sujidade se deu mediante coleta de amostras nas superfícies dos módulos fotovoltaicos e posterior submissão às análises laboratoriais: análise mineralógica (por meio de DRX - Difração de raios-X) e análise microbiológica.

3.2.1 ANÁLISE MINERALÓGICA

Replicando Shirakawa *et al.* (2015), Paudyal e Shakya (2016) e Pedersen *et al.* (2016), após o processo de lavagem dos painéis solares, uma amostra da água contaminada com a sujidade presente nas superfícies dos módulos foi posta em recipiente estéril e enviada ao laboratório.

Conforme Tanesab *et al.* (2015) e Javed *et al.* (2017) explicam, a difração de raios-X é usada para caracterização mineralógica das fases minerais constantes nas amostras de sujidades. A aplicação fundamental da difração de raios-X é para a detecção de compostos cristalinos, sendo eles inorgânicos ou orgânicos.

A amostra de sujidade foi analisada por difração de raios-X pelo equipamento do laboratório de rochas da Empresa *ELETRORBRAS FURNAS*, fabricante *SIEMENS*, modelo *D5000*.

As técnicas expostas no trabalho de Ribeiro *et al.* (2014) foram utilizadas como referências para execução deste ensaio.

3.2.2 ANÁLISE MICROBIOLÓGICA

O objetivo principal da análise microbiológica é avaliar se há camada de microrganismos em desenvolvimento na superfície dos módulos fotovoltaicos, criando um biofilme de difícil remoção pelos métodos naturais (chuvas e ventos). Na presença de biofilme as partículas de sujidade aderem de tal forma na superfície, que só são retiradas com esforço mecânico em uma lavagem manual (SHIRAKAWA *et al.*, 2015; LEMOS, 2016).

Utilizou-se um *swab* estéril para coletar a sujidade presente na superfície do módulo. Em seguida o *swab* foi inserido em um tubo de ensaio contendo uma solução líquida. O

ensaio foi realizado no laboratório de análises químicas AQUALIT, em Goiânia (Apêndice F).

Para comprovar a presença de microrganismos na superfície dos módulos, os seguintes parâmetros foram analisados:

- Bolores e leveduras;
- Coliformes termotolerantes;
- Coliformes totais;
- *Estafilococcus aureus*;
- Mesófilos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos pelos estudos indicados no capítulo anterior. Comparações com a literatura também são aplicadas, em especial no que tange à eficiência dos módulos fotovoltaicos, assim, subsidiando conclusões para a pesquisa.

4.1 PARÂMETROS ELÉTRICOS

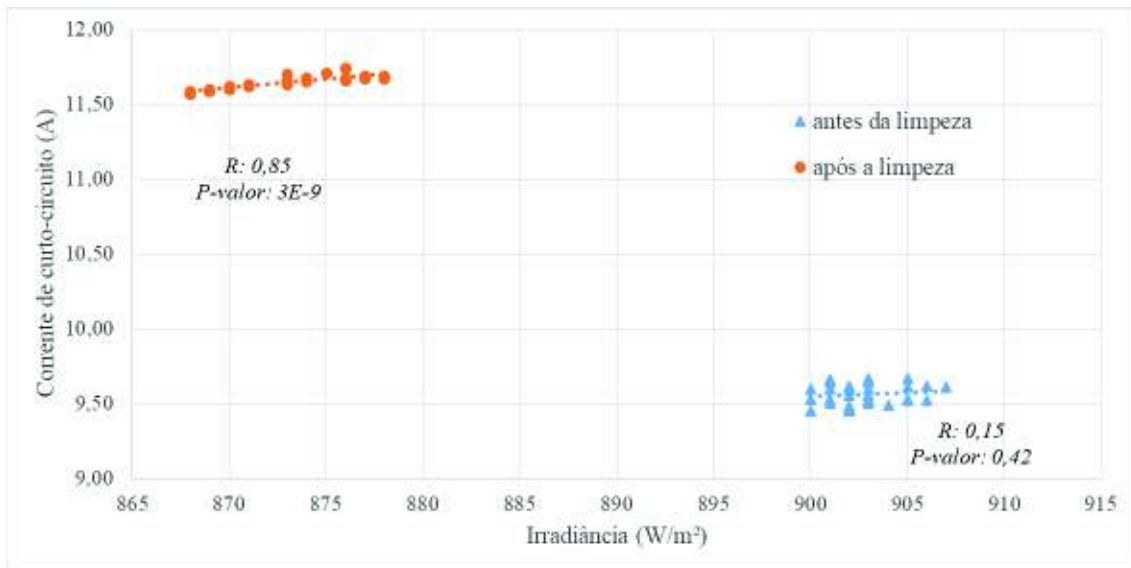
Para a comprovação e quantificação da interferência da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos é imprescindível a análise dos parâmetros elétricos em condições similares, porém, nos cenários sujo e limpo.

4.1.1 COMPARAÇÃO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO – GERADOR COM NOVE ANOS DE USO

A sujidade depositada na superfície dos módulos provoca a redução da radiação solar eficaz, o que por sua vez, reduz a eficiência do gerador. A perda de eficiência pode ser observada no gráfico de dispersão exibido na Figura 29, por meio das leituras de correntes de curto-circuito.

Antes da limpeza (triângulos), o gerador alcançava em média 9,6 A de corrente de curto-circuito para irradiância próxima de 905 W/m². Após a limpeza (círculos), o gerador passou a atingir em torno de 11,6 A de corrente de curto-circuito para irradiância de 875 W/m². Graficamente é possível observar que após a limpeza, ainda que com a irradiância pouco menor, a corrente de curto-circuito do gerador aumentou significativamente.

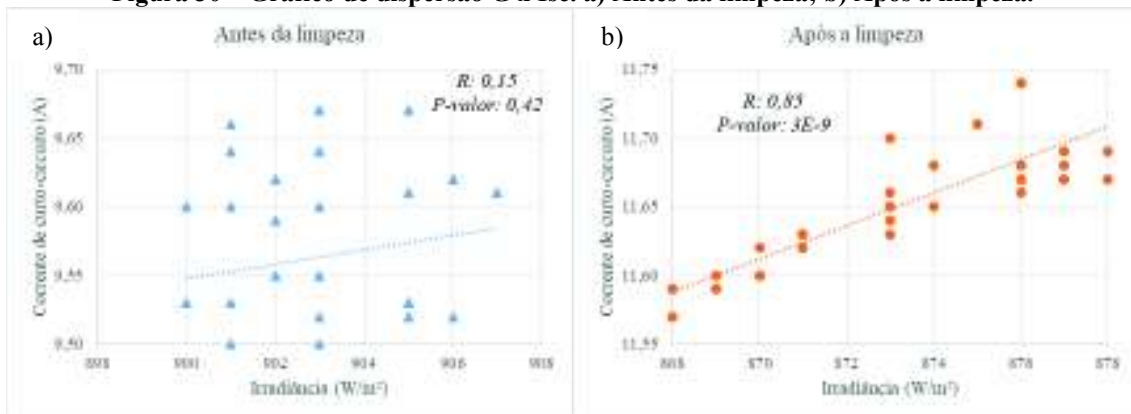
Figura 29 – Gráfico de dispersão G x Isc (antes da limpeza e após a limpeza).



Fonte: Autor, 2017.

A corrente de curto-circuito de um módulo fotovoltaico é diretamente proporcional à irradiância (correlação positiva), e isso pode ser observado nos gráficos de dispersão dessas duas variáveis exibidos na Figura 30 (mesmos dados da Figura 29).

Figura 30 – Gráfico de dispersão G x Isc. a) Antes da limpeza; b) Após a limpeza.



Fonte: Autor, 2017.

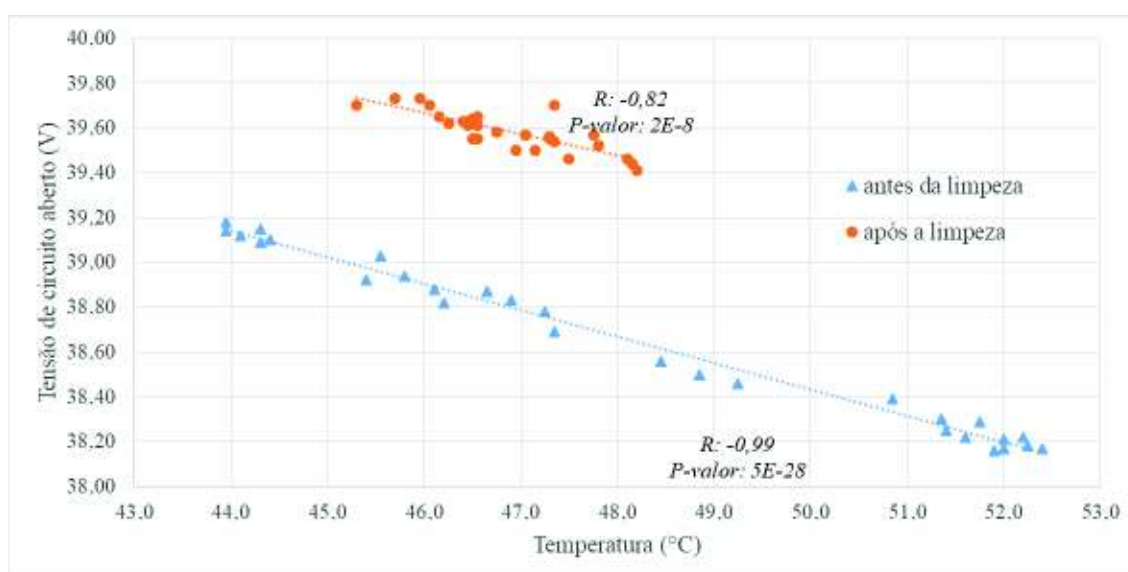
Na Figura 30a, antes da limpeza, é possível perceber que embora haja uma correlação entre as variáveis G e Isc, elas são bastante dispersas. A matriz de correlação de Pearson indicou uma correlação $R = 0,15$ e $P\text{-valor} = 0,42$ para as variáveis G e Isc, o que configura, conforme Portal Action (2017), como se houvesse uma correlação fraca entre

as variáveis. Isso se dá devido ao fato da sujeidade acumulada na superfície do módulo impedir parcialmente a passagem da radiação solar, por meio de absorção, difusão e reflexão.

Já na Figura 30b, o gráfico de dispersão com os dados obtidos após limpeza dos módulos demonstra maior correlação entre as variáveis, e evidencia o quão a sujeidade interfere na eficiência dos módulos. A matriz de correlação de Pearson indicou uma correlação $R = 0,85$ e $P\text{-valor} = 3.10^{-9}$ para as variáveis G e I_{sc} , o que configura, conforme *Portal Action* (2017), forte correlação positiva entre as variáveis. Os resultados corroboram com os demonstrados por Vivar *et al.* (2010) e Gostein *et al.* (2014).

A conversão da energia solar em energia elétrica em uma célula fotovoltaica sofre influência da temperatura da sua superfície. Com o aumento da temperatura superficial do módulo, tem-se como consequência a diminuição da tensão. As variáveis T e V_{oc} são inversamente proporcionais (correlação negativa), e isso pode ser observado no gráfico de dispersão dessas duas variáveis exibido na Figura 31.

Figura 31 – Gráfico de dispersão $T \times V_{oc}$ (antes da limpeza e após a limpeza).



Fonte: Autor, 2017.

Na Figura 31 é possível verificar que, com o aumento da temperatura, a tensão de circuito aberto apresenta uma redução significativa. Como potência é um produto entre tensão e corrente, um fator que contribui para a diminuição da eficiência em um módulo fotovoltaico (em razão ao aumento de temperatura) é, sobretudo, devido à diminuição da tensão. A temperatura pode afetar a eficiência do módulo em até 6% (SINHA *et al.*, 2014).

Matrizes de correlação de Pearson foram calculadas para as variáveis T e Voc e indicaram correlação $R = -0,99$ e $P\text{-valor} = 5.10^{-28}$ no cenário sujo (triângulos), e $R = -0,82$ e $P\text{-valor} = 2.10^{-8}$ no cenário limpo (círculos), o que configuram em ambos cenários, conforme *Portal Action* (2017), forte correlação negativa (inversamente proporcional) entre as variáveis. Os resultados se equiparam com os obtidos por Barbosa (2010) e Alonso (2016).

Conforme pode ser visto na Tabela 3, a corrente de curto-circuito média do módulo sujo foi de 9,56 A. Após a limpeza dos módulos aumentou para 11,65 A. Com isso, pode-se estimar que a sujidade presente na superfície dos módulos diminuiu a eficiência dos mesmos em 17,91% (desvio padrão 0,80%). Este valor está de acordo com os resultados encontrados pelos diversos autores citados no Quadro 3, presente no referencial teórico deste trabalho.

Tabela 3 – Perda de eficiência: Comparativo Isc.

Módulos FV	Data do ensaio	Última limpeza	Cenário	Isc Média	Perda estimada de eficiência
<i>Siemens SP75</i> instalados em mai. 2008	21 jun. 2017	Nov. 2013 (3 anos e 7 meses)	Módulos sujos	9,56 A	17,91% (σ 0,80%)
			Módulos limpos	11,65 A	

Fonte: Autor, 2017.

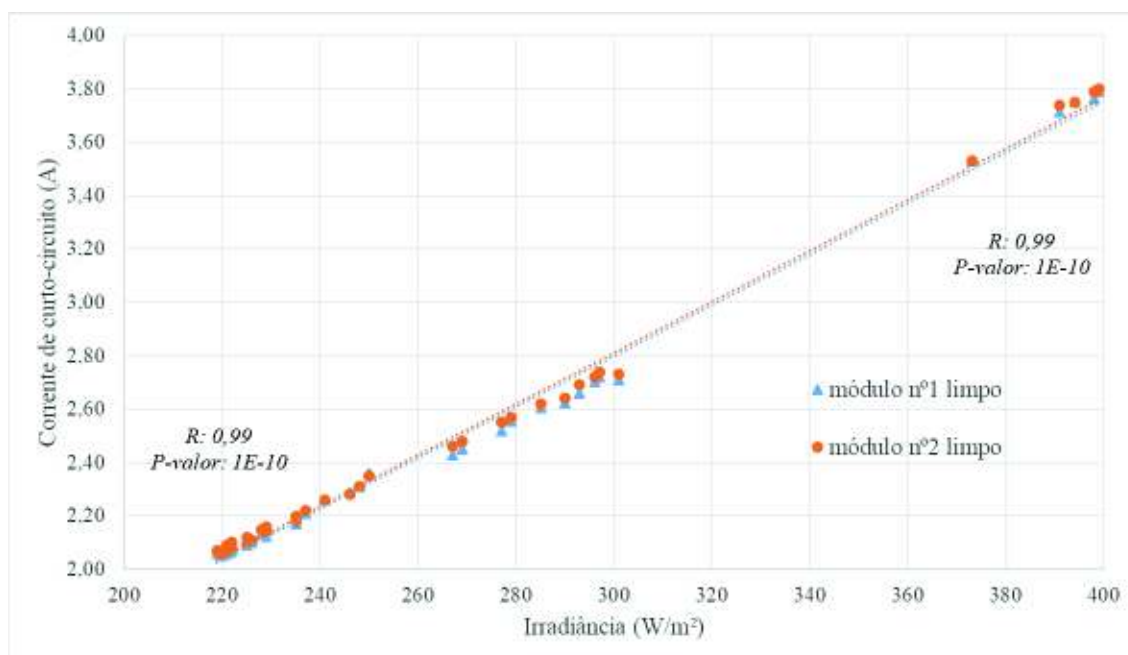
Importante frisar que as medidas são relativas, isto é, as medições com os módulos sujos e limpos foram realizadas com os mesmos equipamentos, em condições similares e sofreram as mesmas correções. Assim, as incertezas nos resultados das avaliações, provenientes das medições em si, são reduzidas, ou até mesmo anuladas (HICKEL *et al.*, 2016).

Este estudo comprovou o explicado por Vivar *et al.* (2010) e Gostein *et al.* (2014) que indicam que a potência é proporcional à corrente de curto-circuito e serve como referência para análises de perda de eficiência.

4.1.2 COMPARAÇÃO POR MEIO DE CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO – GERADOR NOVO

Este estudo foi realizado com dois módulos fotovoltaicos novos, do mesmo fabricante, modelo e lote de fabricação, de características muito semelhantes (similaridade acima de 99%). A Figura 32 mostra o gráfico de dispersão G x I_{sc}.

Figura 32 – Gráfico de dispersão G x I_{sc} (similaridade).



Fonte: Autor, 2017.

O gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ da Figura 32, plotado com dados coletados nos mesmos instantes, com os módulos nº1 e nº2 limpos e recém instalados, mostra que os valores obtidos foram muito próximos, praticamente sobrepostos.

Os valores de V_{oc} foram, em média, 99,8% similares (desvio padrão 0,05%), e os valores de I_{sc} ficaram, em média, 99,5% similares (desvio padrão 0,39%). Com isso, validou-se a similaridade entre os módulos nº1 e nº2. Ver Apêndice B.

Ademais, a correlação linear positiva entre irradiância e corrente foi mais uma vez comprovada neste ensaio, o que corrobora com a afirmativa de que a corrente é diretamente proporcional à potência solar, e conseqüentemente à potência do módulo.

Em 24 jan. 2018, 45 dias após a instalação dos módulos, havia uma pequena camada de sujidades ambientais depositadas na superfície do módulo nº2 (à direita na Figura 33).

Figura 33 – Módulo nº1 limpo (esquerda) e módulo nº2 sujo (direita).

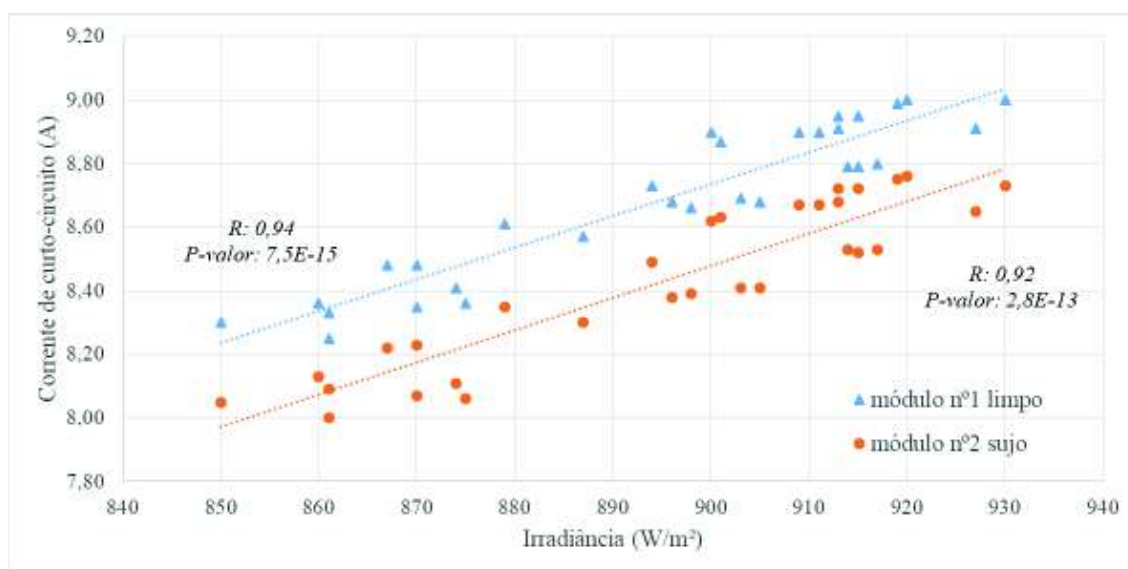


Fonte: Autor, 2018.

Neste ensaio, os módulos nº1 e nº2 são similares (mesmo fabricante, modelo e lote de fabricação), foram instalados com a mesma posição e inclinação, e estão expostos às mesmas condições ambientais (temperatura e irradiância). A única diferença identificada entre os módulos é a presença de sujeiras na superfície do módulo nº2, enquanto que o módulo nº1 foi limpo instantes antes da coleta de dados.

No instante das coletas, a irradiância solar variou entre 850 e 930 W/m². No gráfico da Figura 34, mais uma vez comprova-se que a sujeira depositada na superfície dos módulos reduz a eficiência do gerador. As correntes medidas no módulo limpo foram maiores que as correntes medidas no módulo sujo. Os pontos do módulo nº2 sujo (círculos) ficaram abaixo dos pontos do módulo nº1 limpo (triângulos).

Figura 34 – Gráfico de dispersão G x I_{sc} (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 1.



Fonte: Autor, 2018.

Conforme pode ser visto na Tabela 4, a corrente de curto-circuito média do módulo nº1 limpo foi de 8,69 A, enquanto que a do módulo nº2 sujo foi de 8,43 A. Com isso, pode-se estimar que a sujeira presente na superfície do módulo nº2 sujo diminuiu a eficiência do mesmo em 2,97% (desvio padrão 0,29%). Ver Apêndice C.

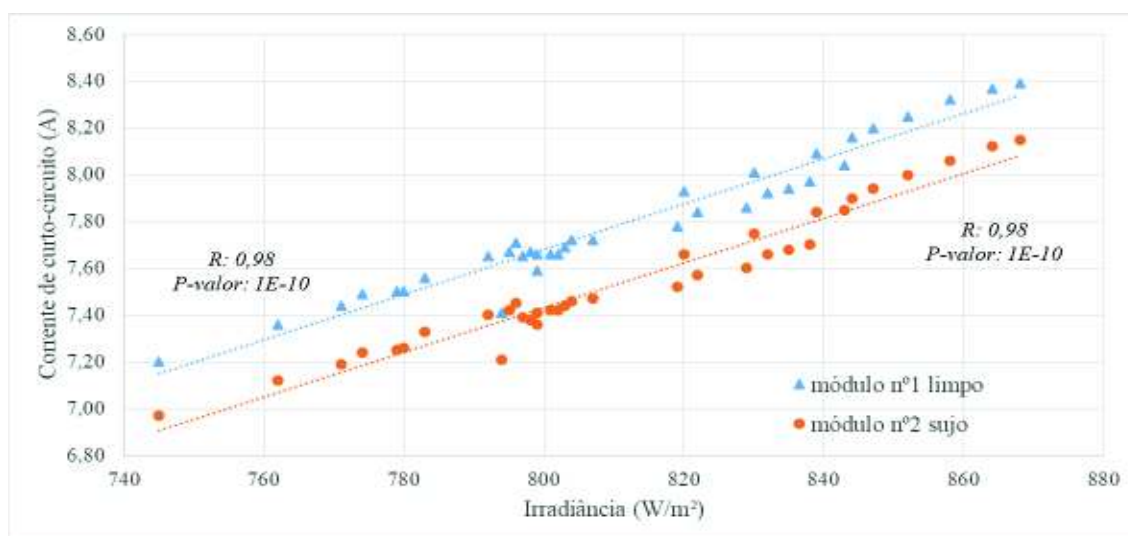
Tabela 4 – Perda de eficiência: Comparativo Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 1.

Módulos FV	Data do ensaio	Última limpeza	Cenário	Isc Média	Perda estimada de eficiência
Jinko JKM260P instalados em 9 dez. 2017	24 jan. 2018	9 dez. 2017 (45 dias)	Módulo nº1 limpo	8,69A	2,97% (σ 0,29%)
			Módulo nº2 sujo	8,43 A	

Fonte: Autor, 2018.

Passados 30 minutos, uma nova bateria de coleta de dados foi realizada, com irradiância solar variando entre 740 e 870 W/m². O gráfico da Figura 35 demonstra novamente que as correntes medidas no módulo limpo foram maiores que as correntes medidas no módulo sujo. Os pontos do módulo nº2 sujo (círculos) ficaram abaixo dos pontos do módulo nº1 limpo (triângulos).

Figura 35 – Gráfico de dispersão G x Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 2.



Fonte: Autor, 2018.

Conforme pode ser visto na Tabela 5, a corrente de curto-circuito média do módulo nº1 limpo foi de 7,79 A, enquanto que a do módulo nº2 sujo foi de 7,54 A. Com isso, pode-se estimar que a sujidade presente na superfície do módulo nº2 sujo diminuiu a eficiência do mesmo em 3,21% (desvio padrão 0,23%). Ver Apêndice D.

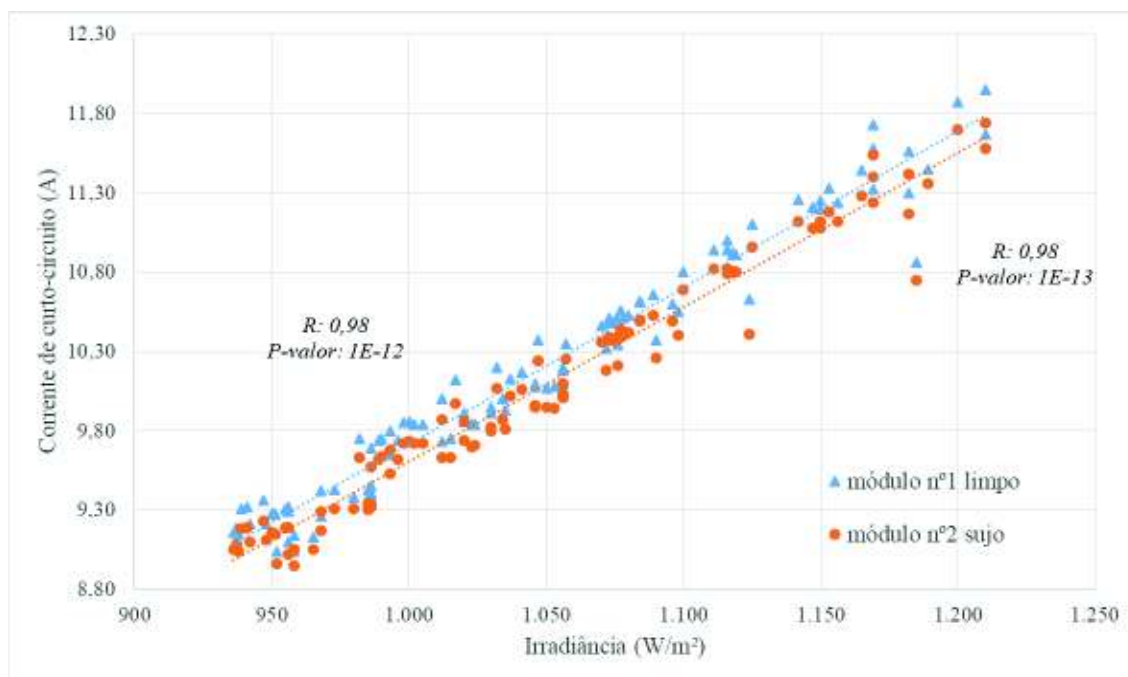
Tabela 5 – Perda de eficiência: Comparativo Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 2.

Módulos FV	Data do ensaio	Última limpeza	Cenário	Isc Média	Perda estimada de eficiência
Jinko JKM260P instalados em 9 dez. 2017	24 jan. 2018	9 dez. 2017 (45 dias)	Módulo nº1 limpo	7,79 A	3,21% (σ 0,23%)
			Módulo nº2 sujo	7,54 A	

Fonte: Autor, 2018.

Em 10 mar. 2018, 45 dias após a última coleta de dados e limpeza dos módulos, era praticamente imperceptível a camada de sujidades ambientais na superfície do módulo nº2 (sujo), haja vista que nesse período ocorreram chuvas quase que diariamente, o que colaborou com a limpeza natural do módulo. Ainda assim, o gráfico da Figura 36, elaborado com uma amostra maior de dados (856 dados) demonstra que as correntes medidas no módulo limpo foram ligeiramente maiores que as correntes medidas no módulo sujo. Os pontos do módulo nº2 sujo (círculos) ficaram pouco abaixo dos pontos do módulo nº1 limpo (triângulos).

Figura 36 – Gráfico de dispersão G x Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 3.



Fonte: Autor, 2018.

Conforme pode ser visto na Tabela 6, a corrente de curto-circuito média do módulo nº1 limpo foi de 10,18 A, enquanto que a do módulo nº2 sujo foi de 10,06 A. Com isso, pode-se estimar que a sujidade presente na superfície do módulo nº2 sujo diminuiu a eficiência do mesmo em 1,18% (desvio padrão 0,23%). Ver Apêndice E.

Tabela 6 – Perda de eficiência: Comparativo Isc (módulo nº1 limpo e módulo nº2 sujo) – 3.

Módulos FV	Data do ensaio	Última limpeza	Cenário	Isc Média	Perda estimada de eficiência
<i>Jinko JKM260P</i> instalados em 9 dez. 2017	10 mar. 2018	24 jan. 2018 (45 dias)	Módulo nº1 limpo	10,18 A	1,18% (σ 0,23%)
			Módulo nº2 sujo	10,06 A	

Fonte: Autor, 2018.

A Tabela 7 mostra resumidamente as perdas de eficiência dos módulos devido às sujidades, encontradas nesta pesquisa. Os valores estão de acordo com os resultados encontrados pelos diversos autores citados no Quadro 3, presente no referencial teórico deste trabalho.

Tabela 7 – Perda de eficiência devido às sujidades.

Módulos FV	Período sem limpeza	Perda estimada de eficiência
<i>Siemens SP75</i> instalados em mai. 2008	3 anos e 7 meses	17,91% (σ 0,80%)
	45 dias	2,97% (σ 0,29%)
<i>Jinko JKM260P</i> instalados em dez. 2017	45 dias	3,21% (σ 0,23%)
	45 dias	1,18% (σ 0,23%)

Fonte: Autor, 2018.

De forma subjetiva, define-se como presença de sujeira “leve” quando o intervalo entre limpezas é inferior ou igual a 90 dias. Já a presença de sujeira “pesada” ocorre quando o intervalo entre limpezas é maior que 90 dias. Como visto no referencial teórico, essa classificação é relativa e varia conforme a região estudada.

Para o procedimento de limpeza dos módulos com sujeira “leve” impregnada na superfície, foram utilizados apenas dois panos de algodão limpos (0,25 m² cada) juntamente com água potável na razão de 200 mililitros por metro quadrado de área a ser limpa.

Para o procedimento de limpeza dos módulos com sujeira “pesada” impregnada na superfície, foram utilizados até quatro panos de algodão limpos (0,25 m² cada) juntamente com água potável na razão de 400 mililitros por metro quadrado de área a ser limpa.

O horário ideal para a limpeza é no início da manhã ou ao final da tarde, aproveitando que os módulos estão frios e com geração não significativa de energia.

Com base na bibliografia e nos ensaios realizados, estima-se que a periodicidade de higienização não deveria exceder 60 dias, assim, viabilizaria o custo com a limpeza (tempo, mão de obra e insumos) sem prejudicar significativamente a eficiência dos módulos. Com essa periodicidade, os efeitos da sujidade são reduzidos significativamente.

Embora diversos autores busquem determinar uma periodicidade eficiente, não há um intervalo padrão que se adeque a todas as características locais das diversas regiões em que há geradores fotovoltaicos instalados.

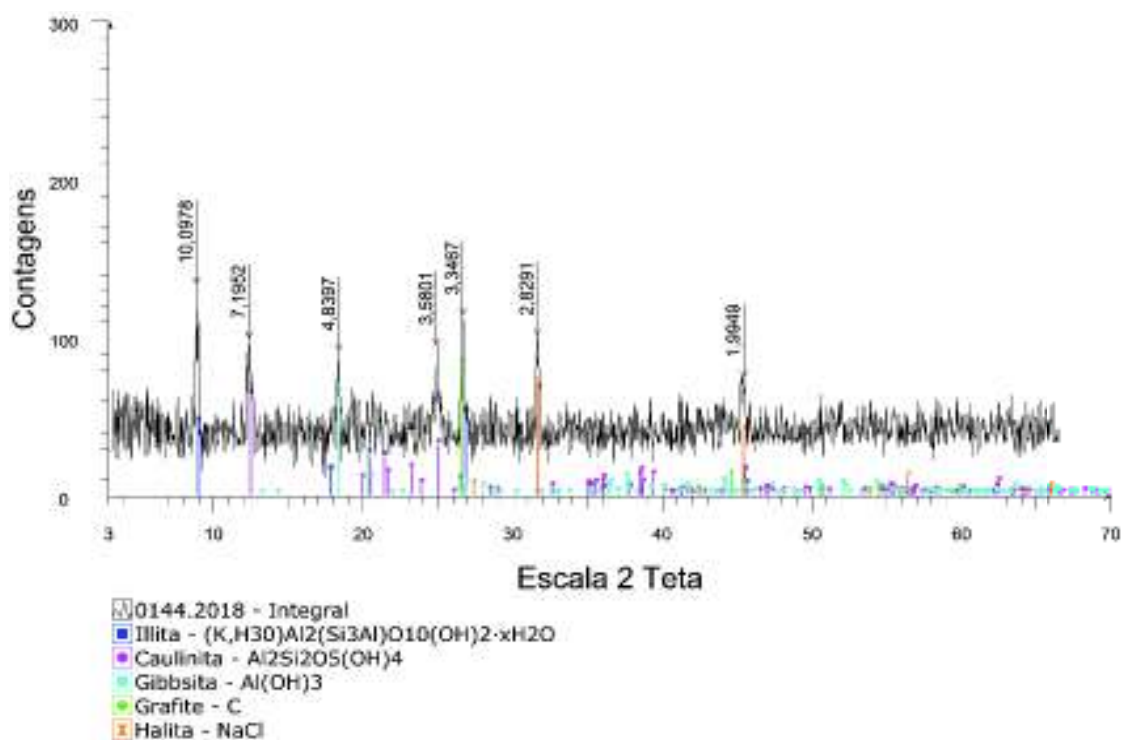
4.2 CARACTERIZAÇÃO DA SUJIDADE

Para um melhor entendimento da tipologia da sujeira é necessário realizar os ensaios de caracterização mineralógica e microbiológica da sujeira retirada da superfície dos módulos.

4.2.1 ANÁLISE MINERALÓGICA

A caracterização mineralógica por DRX foi realizada para identificar as fases minerais presentes na amostra de sujeira. A Figura 37 mostra o difratograma obtido.

Figura 37 – Difratograma.



Fonte: Autor, 2018.

Ao analisar o difratograma não se identifica uma quantidade considerável de material amorfo. A presença de material amorfo poderia indicar a presença de matéria orgânica. É possível identificar reflexões características de material cristalino. As reflexões características identificadas são das fases Illita, Caulinita, Gibbsita, Grafite e Halita.

Buscando as possíveis origens destas fases cristalinas tem-se que Ilita e Caulinita são argilas e a Gibsita é um hidróxido de alumínio, podendo conter ferro que estão presentes no solo. O Grafite é possivelmente carbono proveniente de poluição do ar. A Halita é a fase mineral do sal, cloreto de sódio, presente na água e de alguma forma na sujeira.

Na caracterização feita por Javed *et al.* (2016), no Catar, também foi identificado a presença de Gibsita e Halita. A composição mineralógica obtida nesta caracterização é compatível com os resultados encontrados por Lemos (2016). Estas fases minerais são comuns no nosso solo.

4.2.2 ANÁLISE MICROBIOLÓGICA

O objetivo principal da análise microbiológica foi avaliar se havia camada de microrganismos em desenvolvimento na superfície dos módulos fotovoltaicos, criando biofilme de difícil remoção pelos métodos naturais (chuvas e ventos).

Embora a caracterização mineralógica (DRX) não tenha sido conclusiva a respeito da presença de matéria orgânica, visto que não se identificou quantidade significativa de material amorfo, o ensaio de análise microbiológica, realizado em laboratório, constatou a presença de bolores, leveduras e mesófilos na amostra de sujeira coletada (ver Apêndice F), o que certifica a presença de microrganismos na superfície dos painéis solares.

Isso explica o motivo de haver partículas sobre os módulos ainda que após as chuvas, pois a camada de biofilme presente na superfície tende a fixar demais poeiras, criando uma barreira que necessita de lavagem com esforço mecânico (manual) para ser completamente removida.

5 CONCLUSÕES

Conforme levantado nas referências bibliográficas, o acúmulo de sujeira nas superfícies de módulos fotovoltaicos, juntamente com irradiância, temperatura e sombreamento, são as principais causas da perda de eficiência desses sistemas. Neste sentido, o presente trabalho buscou verificar os efeitos da sujidade na eficiência dos módulos fotovoltaicos, por meio de coletas de dados, medições de parâmetros específicos, análise estatística, comparações de cenários de módulos sujos e limpos, e análises laboratoriais.

A radiação solar e a temperatura são dois importantes fatores ambientais que atuam em módulos fotovoltaicos. Este trabalho mostrou que a intensidade da radiação solar tem maior influência sobre a corrente do módulo, que se correlacionam positivamente, enquanto que a temperatura afeta diretamente a tensão, correlacionando-se de forma negativa. Essas conclusões condizem e validam as literaturas pesquisadas.

No Estudo 3.1.1, embora sabido que a irradiância seja diretamente proporcional com a I_{sc} de um módulo fotovoltaico (correlação positiva), ao analisar o gráfico de dispersão $G \times I_{sc}$ com dados do cenário em que os módulos estavam sujos, não foi possível correlacionar as duas variáveis, devido aos dados estarem muito dispersos. A matriz de correlação de Pearson indica correlação fraca entre as variáveis, com valores de R baixos e de P -Valores altos. Esse descompasso se dá devido ao fato da sujidade acumulada na superfície do módulo impedir parcialmente a passagem da irradiação solar, por meio de absorção, difusão e reflexão. O mesmo gráfico elaborado com dados do cenário em que os módulos estavam limpos indicam claramente a correlação direta entre G e I_{sc} , sem distorções.

No Estudo 3.1.2 foi possível identificar a similaridade entre dois módulos do mesmo fabricante e modelo, instalados na mesma orientação e inclinação e sob as mesmas

influências ambientais (temperatura e irradiância), com medições de seus parâmetros elétricos. Os resultados apontaram similaridade acima de 99,5%.

A interferência da sujidade na eficiência dos módulos fotovoltaicos foi constatada mediante medições de diversos parâmetros em cenário de módulos sujos e limpos, que indicam a perda da eficiência. Este trabalho comprovou, por meio da comparação de correntes de curto-circuito, que a sujidade diminuiu a eficiência dos módulos em até 3,2% para sujeira acumulada em períodos de 45 dias, e em até 18% para sujidades acumuladas por um período mais longo, de 3,5 anos. Os resultados obtidos são compatíveis com a bibliografia consultada.

Durante os ensaios, notou-se que as características físicas e elétricas dos módulos fotovoltaicos estavam condizentes com os dados fornecidos pelos fabricantes.

Os resultados da caracterização da sujidade demonstraram que além de partículas minerais, como Ilita, Caulinita, Gibsita, Grafite e Halita, há também matéria orgânica derivada de biofilmes. Esta última dificulta a limpeza dos módulos pelos métodos naturais (chuvas e ventos). Ademais, o biofilme reduz a transmitância da superfície dos módulos fotovoltaicos.

O horário ideal para realizar a limpeza dos módulos fotovoltaicos é no início da manhã ou ao final da tarde, aproveitando enquanto os módulos estão frios e com geração de energia pouco significativa. Embora não haja um intervalo padrão que se adeque a todas as características locais das diversas regiões em que há geradores fotovoltaicos instalados, com base na bibliografia e nos ensaios realizados, estima-se que a periodicidade de higienização não deveria exceder 60 dias. Com essa periodicidade, os efeitos da sujidade são reduzidos significativamente.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Desenvolver um protótipo de Traçador de Curvas I-V, de baixo custo, para realizar a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos instalados em campo e/ou em locais remotos e de difícil acesso (projeto em andamento por pesquisadores da Escola de Engenharia da PUC GOIÁS);

- Realizar ensaios com sistemas conectados à rede, e avaliar os efeitos da sujidade concomitantemente com perdas provenientes de cabos de ligação, instalação, inversores e demais componentes;

- Caracterizar a sujidade por meio de Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS), a fim de avaliar a morfologia e composição química elementar da sujeira;

- Desenvolver uma disciplina voltada exclusivamente às energias renováveis / energia solar / energia fotovoltaica, com aulas teóricas e práticas (em laboratório e em campo), e incluir na grade curricular dos alunos de graduação em Engenharia da PUC GOIÁS;

- Realizar estudo de viabilidade econômica em relação às limpezas periódicas relacionando os custos com manutenção, a energia produzida e a variação da energia gerada quando se tem cenários de módulos limpos e sujos;

- Realizar estudo de sobre diferentes modos de instalação de painéis fotovoltaicos e de diferentes modos de limpeza, a fim de identificar uma sistemática que vise mitigar os efeitos da sujidade;

- Realizar ensaios em laboratório, com sujeira artificial (pó de carvão, talco, areia, etc.) e verificar seus comportamentos e efeitos.

REFERÊNCIAS

- ALONSO, R. H. **Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano**. Tese de Doutorado, p. 217, Universidade de São Paulo, 2016.
- APPELS, R.; LEFEVRE, B.; HERTELEER, B.; GOVERDE, H.; BEERTEN, A.; PAESEN, R.; MEDTS, K.; DRIESEN, J.; POORTMANS, J. *Effect of soiling on photovoltaic modules*. **Solar Energy**. V. 96, p. 283-291, 2013.
- BARBOSA, L. A. M. **Estudo da Eficiência de Sistemas Fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, p. 141, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2010.
- BEATTIE, N. S.; MOIR, R. S.; CHACKO, C.; BUFFONI, G.; ROBERTS, S. H.; PEARSALL, N. M. *Understanding the effects of sand and dust accumulation on photovoltaic modules*. **Renewable Energy**. V. 48, p. 448-452, 2012.
- BRITO, P.; DINIZ, A. S. A. C.; HANRIOT, S. M.; KAZMERSKI, L. L. Desenvolvimento de novos materiais para mitigação de sujidade em sistemas fotovoltaicos por design inverso. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. 2016.
- CASANOVA, J. Z.; PILIOUGINE, M.; CARRETERO, J.; GALVÁN, P. B.; CARPENA, P.; LÓPEZ, L. M.; CARDONA, M. S. *Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules*. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**. V. 21, p. 790-796, 2013.
- CASSINI, D. A.; CARDOSO, A. S. A.; VIANA, M. M.; COSTA, S. C. S.; SILVÉRIO, T. A.; SOUZA, F. H. A. F.; KAZMERSKI, L. L. Avaliação do desempenho de módulos fotovoltaicos com mais de 10 anos de exposição em campo. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. 2016.
- CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Energia solar fotovoltaica no Brasil: subsídios para tomada de decisão**. Brasília, CGEE, p. 42, 2010.
- CLIFFORD, K. H.; CHRISTIAN, J. M.; ROMANO, D.; YELLOWHAIR, J.; SIEGEL, N.; SAVOLDI, L. ZANINO, R. *Characterization of Particle Flow in a Free-Falling Solar Particle Receiver*. **Journal of Solar Energy Engineering**. V.139, p. 9, 2017.
- COSTA, S. C. S.; ABREU, A. M. F. V.; VIANA, M. M.; BRITO, P. V.; ASSIS, M. V.; MAIA, C. B.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Caracterização físico-química da sujidade depositada sobre módulos fotovoltaicos instalados em zonas climáticas de Minas Gerais. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. 2016a.
- COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. *Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: Literature review update for 2012–2015*. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. V. 63, p. 33-61, 2016b.
- DUMBA, D. E. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de produção de energia elétrica em Angola**. Dissertação de Mestrado, p. 167, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2015.
- FERREIRA, A. J.; SOUZA, L. M.; SILVA, M. S.; JESUS, V. H.; MORAIS, W. R. **Projeto e supervisão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Trabalho de conclusão de curso. p. 149, Pontifícia Universidade Católica de Goiás, 2013.
- FILHO, W. P. B.; FERREIRA, W. R.; AZEVEDO, A. C. S.; COSTA, A. L.; PINHEIRO, R. B. Expansão da energia solar fotovoltaica no Brasil: impactos ambientais e políticas públicas. **Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental**. V. esp, p. 628-642, 2015.
- GARCIA, M.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; PÉREZ, M. *Soiling and other optical losses in solar-tracking PV plants in Navarra*. **Progress in Photovoltaics Research and Applications**. V. 19, p. 211-217, 2011.

GOSTEIN, M.; CARON, J. R.; LITTMANN, B. *Measuring Soiling Losses at Utility-scale PV Power Plants. IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2014.

GREGORY, C. *Solar Energy for Beginners: The Complete Guide to Solar Power Systems, Panels and Cells*. 1ª Ed., Create Space, p. 38, 2015.

HASSEM, M. A. **Projeto de carga eletrônica para caracterização de painéis fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, p. 144, Universidade de São Paulo, 2015.

HICKEL, B. M.; DESCHAMPS, E. M.; NASCIMENTO, L. R.; RÜTHER, R.; SIMÕES, G. C. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos FV: Revisão e medições de campo. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. 2016.

HICKEL, B. M. **O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos FV – Metodologia e avaliação através de curvas IxV em campo**. Dissertação de Mestrado, p. 110, UFSC Universidade Federal de Santa Catarina, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Market Report Series: Renewables*. 2017 Ed., p. 189, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy*. 2014 Ed., IEA, p.56, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Statistics 2016*. 2016 Ed., IEA, p.789, 2016.

JAVED, W.; WUBULIKASIMU, Y.; FIGGIS, B.; GUO, B. *Characterization of dust accumulated on photovoltaic panels in Doha, Qatar. Solar Energy*. V. 142, p. 123-135, 2017.

JINKO. **Figura: Módulo JKM260P**. Disponível em: <<https://www.jinkosolar.com/>> Acesso em 1 ago. 2017.

KALOGIROU, S. *Solar Energy Engineering – Processes and Systems*. 1ª Ed., ELSEVIER, p. 760, 2009.

KALOGIROU, S.; AGATHOKLEOUS, R.; PANAYIOTOU, G. *On-site PV characterization and the effect of soiling on their performance. Energy*. V. 51, p. 439-446, 2013.

KAZMERSKI, L. L.; DINIZ, A. S. A. C.; MAIA, C. B.; VIANA, M. M.; COSTA, S. C. S. BRITO, P. P.; CAMPOS, C. D.; NETO, L. V. M.; HANRIOT, S. M.; CRUZ, L. R. O. *Fundamental Studies of Adhesion of Dust to PV Module Surfaces: Chemical and Physical Relationships at the Microscale. IEEE Journal of Photovoltaics*. V. 6, N. 3, p. 719-729, 2016a.

KAZMERSKI, L. L.; DINIZ, A. S. A. C.; MAIA, C. B.; VIANA, M. M.; COSTA, S. C. S. BRITO, P. P.; CAMPOS, C. D.; HANRIOT, S. M.; CRUZ, L. R. O. *Soiling Particle Interactions on PV Modules: Surface and Inter-Particle Adhesion and Chemistry Effects. IEEE Journal of Photovoltaics*. V. 6, N. 3, 2016b.

LEMOS, L. O. **Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, p. 123, CEFET MG - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2016.

MAGHAMI, M. R.; HIZAM, H.; GOMES, C.; RADZI, M. A.; REZADAD, M. I.; HAJIGHORBANI, S. *Power loss due to soiling on solar panel: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. V. 59, p. 1307-1316, 2016.

MANI, F.; PULIPAKA, S.; KUMAR, R. *Characterization of power losses of a soiled PV panel in Shekhawati region of India. Solar Energy*. V. 131, p. 96-106, 2016.

MANI, M.; PILLAI, R. *Impact of dust on solar photovoltaic performance: Research status, challenges and recommendations. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. V. 14, p. 3124-3131, 2010.

MEJIA, F.; KLEISSL, J. *Soiling losses for solar photovoltaic systems in California*. **Solar Energy**. V. 95, p. 357-363, 2013.

NEVES, G. M. **Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos**. Dissertação de Mestrado, p. 198, INPE - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos – SP, 2016.

NREL. Figura: Best Research - Cell Efficiencies. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/images/efficiency-chart.png>> Acesso em: 05 mai. 2018.

PAUDYAL, B. R.; SHAKYA, S. R. *Dust accumulation effects on efficiency of solar PV modules for off grid purpose - A case study of Kathmandu*. **Solar Energy**. V. 135, p. 103-110, 2016.

PAVAN, A. M.; MELLIT, A.; PIERI, D. *The effect of soiling on energy production for large-scale photovoltaic plants*. **Solar Energy**. V. 85, p. 1128-1136, 2011.

PEDERSEN, H.; STRAUSS, J.; SELJ, J. *Effect of soiling on photovoltaic modules in Norway*. **Energy Procedia**. V. 92, p. 585-589, 2016.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, CEPTEL / CRESESEB, p. 529, 2014.

PORTAL ACTION. **Análise de Regressão**. Disponível em: <<http://www.portalaction.com.br/analise-de-regressao>> Acesso em 15 jul. 2017.

PORTAL SOLAR. **Placa solar preço**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/placa-solar-preco.html>> Acesso em 05 mai. 2018.

PRADO, R. T. A.; ARRUDA, L. B.; FILHO, A. M. B.; TABORIANSKI, V. M.; KAWAKITA, C. Y.; ARANTES, L. O. **Levantamento do estado da arte: Energia solar**. São Paulo, FINEP, p. 60, 2007.

RIBEIRO, I.; ANGELIM, R. R.; GUIMARÃES, R. C. *Análise Granulométrica de Solos Tropicais com Granulômetro a Laser*. **COBRAMSEG - Congresso Brasileiro de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica**. Anais. 2014.

SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L.L. *A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature, and mitigation approaches*. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 689-744, 2013.

SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. *Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels*. **Solar Energy**. V. 107, p. 576-604, 2014.

SCHILL, C.; BRACHMANN, S.; KOEHL, M. *Impact of soiling on IV-curves and efficiency of PV-modules*. **Solar Energy**. V. 112, p. 259-262, 2015.

SHIRAKAWA, M. A.; ZILLES, R.; MOCELIN, A.; GAYLARDE, C. C.; GORBUSHINA, A.; HEIDRICH, G.; GIUDICE, M. C.; DEL NEGRO, G. M. B.; JOHN, V. M. *Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment*. **Journal of Environmental Management**. V. 157, p. 160-167, 2015.

SINHA, P.; HAYES, W.; LITTMANN, B.; NGAN, L. *Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in Morocco*. **Renewable and Sustainable Energy Conference**. 2014.

SMETS, A. H. M.; JAGER, K.; ISABELLA, O.; VAN SWAAIJ, R.; ZEMAN, M. **Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems**. 1ª Ed., UIT Cambridge, p. 488, 2016.

TANESAB, J.; PARLEVLIET, D.; WHALE, J.; URMEE, T.; PRYOR, T. *The contribution of dust to performance degradation of PV modules in a temperate climate zone*. **Solar Energy**. V. 120, p. 147-157, 2015.

URREJOLA, E.; ANTONANZAS, J.; AYALA, P.; SALGADO, M.; SAGNER, G. R.; CORTÉS, C.; PINO, A.; ESCOBAR, R. *Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. Energy Conversion and Management.* V. 114, p. 338-347, 2016.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações.** 2ª Ed., São Paulo, Érica / Saraiva, p. 224, 2015

VIVACQUA, D. N. **Considerações sobre a fabricação nacional de módulos fotovoltaicos.** Dissertação de Mestrado, p. 92, Universidade de São Paulo, 2016.

VIVAR, M.; HERRERO, R.; ANTÓN, I.; MORENO, F. M.; MORETÓN, R.; SALA, G.; BLAKERS, A. W.; SMELTINK, J. *Effect of soiling in CPV systems. Solar Energy.* V. 84, p. 1327-1335, 2010.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo, Oficina de Textos, p. 208, 2012.

APÊNDICE A – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador com nove anos de uso.

21 jun. 2017 - antes da limpeza						21 jun. 2017 - após a limpeza						Perda Eficiência (%)
Nº	HORA (hh:mm)	T (°C)	G (W/m²)	Voc (V)	Isc (A)	Nº	HORA (hh:mm)	T (°C)	G (W/m²)	Voc (V)	Isc (A)	
1	11:52	52,4	902	38,17	9,45	1	12:40	47,0	876	39,64	11,74	19,51%
2	11:53	51,8	900	38,29	9,45	2	12:41	47,5	876	39,52	11,74	19,51%
3	11:54	50,9	902	38,39	9,46	3	12:42	48,2	873	39,34	11,70	19,15%
4	11:55	51,4	904	38,30	9,49	4	12:43	48,2	875	39,29	11,71	18,96%
5	11:56	51,4	903	38,25	9,50	5	12:44	47,8	874	39,27	11,68	18,66%
6	11:57	51,9	902	38,16	9,48	6	12:45	48,6	873	39,16	11,66	18,70%
7	11:58	52,0	901	38,17	9,50	7	12:46	47,8	878	39,21	11,67	18,59%
8	11:59	52,2	905	38,22	9,52	8	12:47	47,5	878	39,22	11,69	18,56%
9	12:00	51,6	906	38,22	9,52	9	12:48	47,5	873	39,19	11,65	18,28%
10	12:01	52,3	905	38,18	9,53	10	12:49	47,1	877	39,20	11,69	18,48%
11	12:02	52,0	903	38,21	9,52	11	12:50	47,1	876	39,21	11,68	18,49%
12	12:03	48,5	905	38,56	9,53	12	12:51	47,2	871	39,25	11,63	18,06%
13	12:04	48,9	900	38,50	9,53	13	12:52	46,8	870	39,29	11,62	17,99%
14	12:05	49,3	901	38,46	9,53	14	12:53	46,3	871	39,30	11,62	17,99%
15	12:06	47,4	903	38,69	9,55	15	12:54	46,1	871	39,33	11,63	17,88%
16	12:07	46,2	902	38,82	9,55	16	12:55	46,1	874	39,43	11,65	18,03%
17	12:08	45,4	907	38,92	9,61	17	12:56	45,6	873	39,49	11,63	17,37%
18	12:09	44,4	906	39,10	9,62	18	12:57	45,6	870	39,45	11,60	17,07%
19	12:10	44,3	902	39,09	9,62	19	12:58	46,0	868	39,45	11,59	17,00%
20	12:11	44,0	901	39,14	9,60	20	12:59	45,9	869	39,43	11,59	17,17%
21	12:12	44,0	905	39,18	9,61	21	13:00	47,0	870	39,31	11,60	17,16%
22	12:13	44,1	903	39,12	9,60	22	13:01	47,7	869	39,23	11,60	17,24%
23	12:14	44,3	902	39,15	9,59	23	13:02	47,5	868	39,22	11,57	17,11%
24	12:15	45,6	900	39,03	9,60	24	13:03	46,7	877	39,25	11,68	17,81%
25	12:16	45,8	903	38,94	9,64	25	13:04	46,7	877	39,28	11,67	17,40%
26	12:17	46,7	905	38,87	9,67	26	13:05	47,0	876	39,30	11,66	17,07%
27	12:18	46,7	903	38,87	9,67	27	13:06	46,9	876	39,32	11,67	17,14%
28	12:19	46,1	903	38,88	9,64	28	13:07	47,7	873	39,24	11,64	17,18%
29	12:20	47,3	901	38,78	9,66	29	13:08	49,1	873	39,09	11,65	17,08%
30	12:21	46,9	901	38,83	9,64	30	13:09	49,4	869	39,01	11,59	16,82%
	média	48,2	902,9	38,65	9,56		média	47,2	873,1	39,30	11,65	17,91%
	amplitude	8,5	7,0	1,02	0,22		amplitude	3,8	10,0	0,63	0,17	2,68%
	desvio padrão	3,1	1,9	0,37	0,07		desvio padrão	1,0	3,1	0,13	0,04	0,80%
	coeficiente de variação	0,065	0,002	0,010	0,007		coeficiente de variação	0,020	0,004	0,003	0,004	4,48%

**APÊNDICE B – Dados coletados no estudo de similaridade entre os módulos novos
nº1 e nº2.**

9 dez. 2017 - módulo nº1 (limpo)						9 dez. 2017 - módulo nº2 (limpo)						Similaridade	
Nº	HORA	T	G	Voc	Isc	Nº	HORA	T	G	Voc	Isc	Voc (%)	Isc (%)
	(hh:mm)	(°C)	(W/m²)	(V)	(A)		(hh:mm)	(°C)	(W/m²)	(V)	(A)		
1	11:05	48,1	267	32,28	2,43	1	11:05	48,3	267	32,37	2,46	99,72%	98,78%
2	11:06	48,1	269	32,40	2,45	2	11:06	47,0	269	32,47	2,48	99,78%	98,79%
3	11:07	47,0	277	32,54	2,52	3	11:07	46,4	277	32,60	2,55	99,82%	98,82%
4	11:08	46,6	293	32,67	2,66	4	11:08	47,0	293	32,72	2,69	99,85%	98,88%
5	11:09	47,1	297	32,71	2,72	5	11:09	46,5	297	32,78	2,74	99,79%	99,27%
6	11:10	47,6	391	32,30	3,71	6	11:10	48,3	391	32,35	3,74	99,85%	99,30%
7	11:11	47,6	398	32,29	3,76	7	11:11	48,2	398	32,36	3,79	99,78%	99,31%
8	11:12	48,2	399	32,30	3,79	8	11:12	48,4	399	32,37	3,80	99,78%	99,74%
9	11:13	48,3	394	32,26	3,75	9	11:13	48,0	394	32,33	3,75	99,78%	100,00%
10	11:14	46,3	373	32,17	3,53	10	11:14	47,8	373	32,23	3,53	99,81%	100,00%
11	11:15	45,4	301	32,73	2,71	11	11:15	46,0	301	32,79	2,73	99,82%	99,27%
12	11:16	43,9	296	32,73	2,70	12	11:16	44,8	296	32,82	2,72	99,73%	99,41%
13	11:17	44,0	290	32,74	2,62	13	11:17	44,0	290	32,82	2,64	99,76%	99,39%
14	11:18	43,2	285	32,74	2,60	14	11:18	43,8	285	32,84	2,62	99,70%	99,39%
15	11:19	43,5	279	32,76	2,55	15	11:19	42,8	279	32,82	2,57	99,82%	99,38%
16	11:20	42,8	250	32,80	2,36	16	11:20	43,0	250	32,84	2,35	99,88%	100,43%
17	11:21	41,7	248	32,81	2,31	17	11:21	42,2	248	32,85	2,31	99,88%	100,00%
18	11:22	42,0	246	32,80	2,29	18	11:22	42,4	246	32,85	2,28	99,85%	100,44%
19	11:23	43,0	241	32,80	2,26	19	11:23	43,0	241	32,85	2,26	99,85%	100,00%
20	11:24	42,1	237	32,79	2,21	20	11:24	41,6	237	32,84	2,22	99,85%	99,55%
21	11:25	41,8	235	32,79	2,19	21	11:25	42,5	235	32,83	2,20	99,88%	99,55%
22	11:26	42,3	235	32,78	2,17	22	11:26	42,5	235	32,83	2,18	99,85%	99,54%
23	11:27	41,3	229	32,76	2,12	23	11:27	42,0	229	32,80	2,14	99,88%	99,25%
24	11:28	41,5	226	32,74	2,10	24	11:28	42,6	226	32,78	2,11	99,88%	99,53%
25	11:29	42,0	225	32,73	2,09	25	11:29	43,0	225	32,77	2,10	99,88%	99,52%
26	11:30	41,5	222	32,73	2,06	26	11:30	41,8	222	32,78	2,08	99,85%	99,23%
27	11:31	42,6	221	32,73	2,06	27	11:31	42,0	221	32,78	2,07	99,85%	99,52%
28	11:32	42,5	220	32,74	2,05	28	11:32	42,1	220	32,79	2,06	99,85%	99,51%
29	11:33	41,2	219	32,75	2,06	29	11:33	41,9	219	32,81	2,07	99,82%	99,52%
30	11:34	41,3	219	32,76	2,06	30	11:34	41,6	219	32,83	2,07	99,79%	99,52%
31	11:35	42,0	221	32,78	2,08	31	11:35	42,0	221	32,85	2,09	99,79%	99,52%
32	11:36	41,5	222	32,79	2,09	32	11:36	41,7	222	32,86	2,10	99,79%	99,52%
33	11:37	42,2	225	32,81	2,11	33	11:37	42,0	225	32,87	2,12	99,82%	99,53%
34	11:38	42,6	228	32,83	2,13	34	11:38	42,1	228	32,89	2,15	99,82%	99,26%
35	11:39	41,1	229	32,84	2,15	35	11:39	42,2	229	32,90	2,16	99,82%	99,54%
	média	43,83	268,77	32,66	2,50		média	44,04	268,77	32,72	2,51	99,82%	99,49%
	amplitude	7,20	180,00	0,67	1,74		amplitude	6,80	180,00	0,67	1,74	0,18%	1,66%
	desvio padrão	2,53	57,22	0,20	0,55		desvio padrão	2,47	57,22	0,20	0,55	0,05%	0,39%
	coeficiente de variação	0,058	0,213	0,006	0,219		coeficiente de variação	0,056	0,213	0,006	0,219	0,05%	0,39%

APÊNDICE C – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 1.

24 jan. 2018 - módulo n°1 (limpo)						24 jan. 2018 - módulo n°2 (sujo)						Perda Eficiência (%)
Nº	HORA (hh:mm)	T (°C)	G (W/m²)	Voc (V)	Isc (A)	Nº	HORA (hh:mm)	T (°C)	G (W/m²)	Voc (V)	Isc (A)	
1	15:05	47,6	930	35,18	9,00	1	15:05	50,8	930	34,73	8,73	3,00%
2	15:06	50,0	913	34,79	8,91	2	15:06	55,0	913	34,46	8,68	2,58%
3	15:07	50,3	911	34,63	8,90	3	15:07	53,6	911	34,32	8,67	2,58%
4	15:08	51,0	909	34,48	8,90	4	15:08	54,8	909	34,18	8,67	2,58%
5	15:09	51,8	913	34,37	8,95	5	15:09	55,5	913	34,10	8,72	2,57%
6	15:10	55,7	915	34,28	8,95	6	15:10	56,4	915	34,02	8,72	2,57%
7	15:11	53,2	920	34,19	9,00	7	15:11	57,4	920	33,94	8,76	2,67%
8	15:12	54,0	919	34,03	8,99	8	15:12	59,8	919	33,78	8,75	2,67%
9	15:13	54,9	900	33,92	8,90	9	15:13	59,3	900	33,70	8,62	3,15%
10	15:14	58,5	901	33,84	8,87	10	15:14	61,2	901	33,71	8,63	2,71%
11	15:15	58,8	894	33,58	8,73	11	15:15	62,8	894	33,35	8,49	2,75%
12	15:16	60,8	879	33,33	8,61	12	15:16	63,5	879	33,12	8,35	3,02%
13	15:17	62,2	870	33,17	8,48	13	15:17	64,0	870	32,98	8,23	2,95%
14	15:18	62,5	867	33,01	8,48	14	15:18	63,7	867	32,84	8,22	3,07%
15	15:19	64,5	850	32,94	8,30	15	15:19	63,4	850	32,76	8,05	3,01%
16	15:20	63,6	860	32,92	8,36	16	15:20	65,0	860	32,74	8,13	2,75%
17	15:21	63,3	861	32,84	8,33	17	15:21	65,2	861	32,64	8,09	2,88%
18	15:22	64,9	903	32,90	8,69	18	15:22	64,9	903	32,71	8,41	3,22%
19	15:23	65,4	927	32,97	8,91	19	15:23	65,5	927	32,79	8,65	2,92%
20	15:24	64,5	914	32,98	8,79	20	15:24	65,0	914	32,84	8,53	2,96%
21	15:25	64,3	917	33,07	8,80	21	15:25	63,0	917	32,96	8,53	3,07%
22	15:26	65,1	898	32,92	8,66	22	15:26	63,9	898	32,80	8,39	3,12%
23	15:27	65,3	887	32,82	8,57	23	15:27	64,5	887	32,71	8,30	3,15%
24	15:28	65,3	915	32,85	8,79	24	15:28	65,7	915	32,77	8,52	3,07%
25	15:29	64,9	896	32,79	8,68	25	15:29	66,0	896	32,71	8,38	3,46%
26	15:30	65,1	905	32,65	8,68	26	15:30	65,3	905	32,62	8,41	3,11%
27	15:31	62,7	874	32,87	8,41	27	15:31	65,4	874	32,77	8,11	3,57%
28	15:32	62,3	870	32,98	8,35	28	15:32	62,8	870	32,82	8,07	3,35%
29	15:33	61,2	875	32,99	8,36	29	15:33	62,2	875	32,92	8,06	3,59%
30	15:34	56,7	861	32,73	8,25	30	15:34	58,9	861	32,86	8,00	3,03%
	média	59,66	895,13	33,43	8,69		média	61,47	895,13	33,26	8,43	2,97%
	amplitude	17,75	80,00	2,53	0,75		amplitude	15,15	80,00	2,11	0,76	1,02%
	desvio padrão	5,64	22,88	0,73	0,24		desvio padrão	4,27	22,88	0,65	0,25	0,29%
	coeficiente de variação	0,095	0,026	0,022	0,028		coeficiente de variação	0,069	0,026	0,019	0,030	9,80%

APÊNDICE D – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 2.

24 jan. 2018 - módulo nº1 (limpo)						24 jan. 2018 - módulo nº2 (sujo)						Perda Eficiência (%)
Nº	HORA (hh:mm)	T (°C)	G (W/m²)	Voc (V)	Isc (A)	Nº	HORA (hh:mm)	T (°C)	G (W/m²)	Voc (V)	Isc (A)	
1	16:01	49,2	843	34,68	8,04	1	16:01	50,5	843	34,68	7,85	2,36%
2	16:02	52,9	868	34,24	8,39	2	16:02	54,4	868	34,21	8,15	2,86%
3	16:03	54,0	864	34,08	8,37	3	16:03	55,6	864	34,03	8,12	2,99%
4	16:04	55,6	858	33,92	8,32	4	16:04	56,8	858	33,85	8,06	3,13%
5	16:05	57,7	852	33,77	8,25	5	16:05	60,1	852	33,70	8,00	3,03%
6	16:06	60,3	847	33,58	8,20	6	16:06	60,2	847	33,51	7,94	3,17%
7	16:07	60,0	844	33,40	8,16	7	16:07	61,4	844	33,33	7,90	3,19%
8	16:08	60,1	839	33,23	8,09	8	16:08	64,6	839	33,16	7,84	3,09%
9	16:09	59,6	830	33,12	8,01	9	16:09	62,2	830	33,05	7,75	3,25%
10	16:10	60,0	820	33,07	7,93	10	16:10	61,7	820	33,01	7,66	3,40%
11	16:11	60,8	796	33,03	7,71	11	16:11	61,2	796	32,97	7,45	3,37%
12	16:12	61,3	792	33,00	7,65	12	16:12	61,6	792	32,96	7,40	3,27%
13	16:13	61,4	795	32,96	7,67	13	16:13	62,4	795	32,92	7,42	3,26%
14	16:14	61,4	780	32,85	7,50	14	16:14	63,0	780	32,81	7,26	3,20%
15	16:15	61,3	783	32,82	7,56	15	16:15	62,5	783	32,78	7,33	3,04%
16	16:16	60,4	771	32,78	7,44	16	16:16	61,8	771	32,73	7,19	3,36%
17	16:17	60,1	774	32,86	7,49	17	16:17	62,4	774	32,81	7,24	3,34%
18	16:18	61,3	762	32,81	7,36	18	16:18	60,9	762	32,75	7,12	3,26%
19	16:19	60,7	745	32,80	7,20	19	16:19	62,1	745	32,74	6,97	3,19%
20	16:20	60,8	779	32,95	7,50	20	16:20	60,7	779	32,90	7,25	3,33%
21	16:21	61,3	799	32,96	7,59	21	16:21	61,6	799	32,89	7,36	3,03%
22	16:22	61,2	797	32,95	7,65	22	16:22	62,7	797	32,86	7,39	3,40%
23	16:23	61,0	801	32,89	7,66	23	16:23	61,8	801	32,81	7,42	3,13%
24	16:24	63,2	803	32,92	7,69	24	16:24	61,4	803	32,83	7,44	3,25%
25	16:25	64,2	799	32,89	7,66	25	16:25	61,5	799	32,78	7,41	3,26%
26	16:26	63,7	807	32,85	7,72	26	16:26	63,1	807	32,73	7,47	3,24%
27	16:27	62,9	804	32,81	7,72	27	16:27	63,5	804	32,68	7,46	3,37%
28	16:28	63,8	802	32,79	7,66	28	16:28	63,5	802	32,65	7,42	3,13%
29	16:29	63,2	822	32,79	7,84	29	16:29	62,9	822	32,67	7,57	3,44%
30	16:30	63,5	832	32,79	7,92	30	16:30	61,6	832	32,66	7,66	3,28%
31	16:31	61,6	838	32,90	7,97	31	16:31	61,1	838	32,79	7,70	3,39%
32	16:32	63,4	835	32,99	7,94	32	16:32	60,3	835	32,87	7,68	3,27%
33	16:33	61,5	829	33,06	7,86	33	16:33	59,7	829	32,94	7,60	3,31%
34	16:34	60,8	798	33,01	7,67	34	16:34	59,8	798	32,85	7,38	3,78%
35	16:35	60,9	819	33,16	7,78	35	16:35	58,1	819	33,04	7,52	3,34%
36	16:36	58,0	794	33,11	7,41	36	16:36	58,8	794	32,99	7,21	2,70%
	média	60,35	811,69	33,13	7,79		média	60,74	811,69	33,05	7,54	3,21%
	amplitude	15,05	123,00	1,90	1,19		amplitude	14,10	123,00	2,03	1,18	1,42%
	desvio padrão	3,15	29,96	0,46	0,30		desvio padrão	2,78	29,96	0,48	0,29	0,23%
	coeficiente de variação	0,052	0,037	0,014	0,038		coeficiente de variação	0,046	0,037	0,014	0,039	7,31%


APÊNDICE E – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 3.

10 mar. 2018 - módulo nº1 (limpo)						10 mar. 2018 - módulo nº2 (sujo)						Perda
Nº	HORA	T	G	Voc	Isc	Nº	HORA	T	G	Voc	Isc	Eficiência (%)
	(hh:mm)	(°C)	(W/m²)	(V)	(A)		(hh:mm)	(°C)	(W/m²)	(V)	(A)	
1	10:35	54,0	985	34,81	9,43	1	10:35	53,5	985	34,83	9,34	0,95%
2	10:36	56,0	980	34,70	9,38	2	10:36	53,0	980	34,73	9,31	0,75%
3	10:37	54,6	986	34,60	9,41	3	10:37	53,6	986	34,65	9,34	0,74%
4	10:38	54,0	986	34,36	9,40	4	10:38	54,3	986	34,42	9,32	0,85%
5	10:39	55,0	985	34,35	9,38	5	10:39	53,7	985	34,42	9,30	0,85%
6	10:40	55,2	968	34,26	9,26	6	10:40	53,4	968	34,35	9,17	0,97%
7	10:41	56,4	958	34,19	9,14	7	10:41	53,7	958	34,28	9,05	0,98%
8	10:42	53,6	956	34,18	9,10	8	10:42	53,6	956	34,30	9,02	0,88%
9	10:43	56,0	952	34,21	9,04	9	10:43	52,6	952	34,35	8,96	0,88%
10	10:44	53,6	958	34,30	9,04	10	10:44	52,4	958	34,44	8,95	1,00%
11	10:45	56,3	965	34,23	9,13	11	10:45	54,5	965	34,36	9,05	0,88%
12	10:46	49,9	1.056	35,19	10,10	12	10:46	48,0	1.056	35,32	10,01	0,89%
13	10:47	49,5	1.056	35,05	10,20	13	10:47	47,9	1.056	35,17	10,10	0,98%
14	10:48	50,6	1.046	34,99	10,10	14	10:48	48,5	1.046	35,12	9,96	1,39%
15	10:49	50,8	1.012	34,82	9,73	15	10:49	49,3	1.012	34,97	9,63	1,03%
16	10:50	53,0	1.015	34,74	9,75	16	10:50	51,0	1.015	34,89	9,63	1,23%
17	10:51	54,0	1.020	34,47	9,86	17	10:51	53,0	1.020	34,63	9,74	1,22%
18	10:52	54,0	1.030	34,33	9,95	18	10:52	53,0	1.030	34,48	9,82	1,31%
19	10:53	56,0	1.034	34,23	10,00	19	10:53	55,0	1.034	34,37	9,87	1,30%
20	10:54	57,2	1.030	34,04	9,91	20	10:54	56,3	1.030	34,18	9,80	1,11%
21	10:55	58,8	1.050	33,96	10,07	21	10:55	57,2	1.050	34,09	9,95	1,19%
22	10:56	59,4	1.072	33,86	10,32	22	10:56	57,3	1.072	33,97	10,18	1,36%
23	10:57	59,0	1.076	33,85	10,34	23	10:57	57,1	1.076	34,01	10,21	1,26%
24	10:58	59,0	1.056	33,84	10,18	24	10:58	57,0	1.056	34,00	10,03	1,47%
25	10:59	57,7	1.023	33,79	9,84	25	10:59	56,7	1.023	33,95	9,70	1,42%
26	11:00	59,6	1.024	33,75	9,84	26	11:00	58,5	1.024	33,92	9,71	1,32%
27	11:01	57,6	1.035	33,75	9,93	27	11:01	57,0	1.035	33,93	9,81	1,21%
28	11:02	59,0	1.053	33,91	10,08	28	11:02	58,0	1.053	34,08	9,94	1,39%
29	11:03	59,0	1.090	34,03	10,37	29	11:03	57,5	1.090	34,20	10,26	1,06%
30	11:04	52,0	1.124	34,66	10,63	30	11:04	51,0	1.124	34,85	10,41	2,07%
31	11:05	52,5	1.098	34,59	10,55	31	11:05	51,5	1.098	34,77	10,40	1,42%
32	11:06	54,2	1.046	34,33	10,08	32	11:06	53,8	1.046	34,51	9,95	1,29%
33	11:07	55,9	968	34,04	9,42	33	11:07	55,0	968	34,24	9,29	1,38%
34	11:08	56,0	956	33,94	9,32	34	11:08	54,7	956	34,14	9,19	1,39%
35	11:09	55,6	951	33,93	9,28	35	11:09	55,2	951	34,14	9,15	1,40%
36	11:10	56,3	951	33,89	9,27	36	11:10	57,1	951	34,10	9,15	1,29%
37	11:11	56,8	955	33,86	9,31	37	11:11	56,2	955	34,09	9,19	1,29%
38	11:12	55,7	956	33,82	9,29	38	11:12	55,0	956	34,05	9,19	1,08%
39	11:13	54,9	948	34,00	9,21	39	11:13	54,0	948	34,20	9,11	1,09%
40	11:14	55,0	938	34,12	9,15	40	11:14	53,0	938	34,28	9,04	1,20%
41	11:15	54,9	936	34,08	9,16	41	11:15	53,5	936	34,25	9,05	1,20%
42	11:16	57,0	937	34,02	9,19	42	11:16	55,0	937	34,19	9,08	1,20%
43	11:17	57,1	942	33,97	9,21	43	11:17	55,2	942	34,13	9,10	1,19%
44	11:18	57,3	950	33,94	9,28	44	11:18	55,5	950	34,07	9,16	1,29%
45	11:19	55,0	973	34,02	9,43	45	11:19	54,0	973	34,16	9,31	1,27%
46	11:20	55,0	993	34,12	9,65	46	11:20	54,3	993	34,26	9,53	1,24%
47	11:21	54,9	1.020	34,12	9,91	47	11:21	54,1	1.020	34,30	9,86	0,50%
48	11:22	45,3	939	35,18	9,31	48	11:22	45,0	939	35,32	9,18	1,40%
49	11:23	46,7	941	35,08	9,32	49	11:23	46,5	941	35,21	9,19	1,39%
50	11:24	48,4	947	34,97	9,36	50	11:24	47,9	947	35,10	9,23	1,39%
51	11:25	50,0	986	34,82	9,45	51	11:25	49,8	986	34,95	9,32	1,38%
52	11:26	53,0	986	34,57	9,69	52	11:26	52,3	986	34,70	9,57	1,24%
53	11:27	49,0	1.032	34,94	10,20	53	11:27	48,3	1.032	35,10	10,07	1,27%
54	11:28	49,5	1.012	34,88	10,00	54	11:28	48,8	1.012	35,04	9,87	1,30%
55	11:29	49,9	998	34,81	9,85	55	11:29	49,5	998	34,97	9,72	1,32%
56	11:30	51,0	1.002	34,71	9,84	56	11:30	50,6	1.002	34,87	9,72	1,22%
57	11:31	54,6	1.041	34,56	10,17	57	11:31	54,5	1.041	34,75	10,06	1,08%
58	11:32	50,5	1.047	34,55	10,37	58	11:32	49,7	1.047	34,83	10,24	1,25%
59	11:33	50,6	1.017	34,59	10,12	59	11:33	49,6	1.017	34,78	9,97	1,48%
60	11:34	50,8	1.000	34,60	9,86	60	11:34	50,1	1.000	34,79	9,73	1,32%

APÊNDICE E – Dados coletados no estudo comparativo por meio da corrente de curto-circuito – Gerador novo – 3. (Continuação)

10 mar. 2018 - módulo nº1 (limpo)						10 mar. 2018 - módulo nº2 (sujo)						Perda
Nº	HORA	T	G	Voc	Isc	Nº	HORA	T	G	Voc	Isc	Eficiência (%)
	(hh:mm)	(°C)	(W/m²)	(V)	(A)		(hh:mm)	(°C)	(W/m²)	(V)	(A)	
61	11:35	49,7	993	34,60	9,80	61	11:35	49,6	993	34,60	9,68	1,22%
62	11:36	50,5	990	34,66	9,75	62	11:36	50,0	990	34,82	9,64	1,13%
63	11:37	49,9	996	34,62	9,74	63	11:37	49,8	996	34,79	9,62	1,23%
64	11:38	50,5	989	34,66	9,74	64	11:38	50,0	989	34,82	9,62	1,23%
65	11:39	50,5	982	34,66	9,75	65	11:39	49,5	982	34,82	9,63	1,23%
66	11:40	51,6	1.005	34,62	9,84	66	11:40	50,7	1.005	34,78	9,72	1,22%
67	11:41	51,3	1.037	34,60	10,13	67	11:41	50,4	1.037	34,74	10,02	1,09%
68	11:42	52,0	1.057	34,66	10,35	68	11:42	51,0	1.057	34,81	10,25	0,97%
69	11:43	51,5	1.070	34,68	10,46	69	11:43	51,1	1.070	34,83	10,36	0,96%
70	11:44	52,0	1.084	34,58	10,62	70	11:44	51,2	1.084	34,73	10,50	1,13%
71	11:45	52,7	1.089	34,60	10,66	71	11:45	52,6	1.089	34,75	10,53	1,22%
72	11:46	54,4	1.084	34,53	10,61	72	11:46	53,9	1.084	34,67	10,49	1,13%
73	11:47	54,4	1.077	34,37	10,56	73	11:47	53,4	1.077	34,51	10,44	1,14%
74	11:48	56,2	1.073	34,33	10,51	74	11:48	55,1	1.073	34,44	10,39	1,14%
75	11:49	57,0	1.073	34,24	10,48	75	11:49	55,8	1.073	34,33	10,37	1,05%
76	11:50	56,5	1.074	34,21	10,48	76	11:50	54,7	1.074	34,30	10,37	1,05%
77	11:51	57,0	1.076	34,23	10,49	77	11:51	55,0	1.076	34,32	10,38	1,05%
78	11:52	56,9	1.075	34,18	10,49	78	11:52	55,0	1.075	34,27	10,38	1,05%
79	11:53	57,6	1.076	34,15	10,50	79	11:53	56,8	1.076	34,25	10,39	1,05%
80	11:54	58,4	1.078	34,09	10,51	80	11:54	57,6	1.078	34,18	10,40	1,05%
81	11:55	58,5	1.080	33,94	10,53	81	11:55	57,5	1.080	34,02	10,42	1,04%
82	11:56	59,2	1.096	33,93	10,60	82	11:56	58,2	1.096	34,03	10,49	1,04%
83	11:57	53,3	1.165	34,91	11,44	83	11:57	52,8	1.165	35,00	11,28	1,40%
84	11:58	55,6	1.153	34,58	11,33	84	11:58	55,0	1.153	34,67	11,18	1,32%
85	11:59	57,0	1.150	34,38	11,25	85	11:59	56,5	1.150	34,47	11,12	1,16%
86	12:00	57,3	1.147	34,24	11,21	86	12:00	57,2	1.147	34,34	11,08	1,16%
87	12:01	60,0	1.182	34,11	11,30	87	12:01	59,2	1.182	34,21	11,17	1,15%
88	12:02	53,2	1.169	34,69	11,58	88	12:02	52,1	1.169	34,77	11,40	1,55%
89	12:03	53,8	1.150	34,66	11,20	89	12:03	52,0	1.150	34,76	11,08	1,07%
90	12:04	53,6	1.156	34,65	11,24	90	12:04	53,1	1.156	34,75	11,12	1,07%
91	12:05	53,5	1.169	34,61	11,32	91	12:05	52,0	1.169	34,72	11,24	0,71%
92	12:06	53,8	1.189	34,62	11,45	92	12:06	52,4	1.189	34,73	11,36	0,79%
93	12:07	55,0	1.210	34,56	11,67	93	12:07	54,1	1.210	34,67	11,58	0,77%
94	12:08	57,0	1.200	34,43	11,87	94	12:08	56,8	1.200	34,52	11,70	1,43%
95	12:09	53,5	1.210	34,85	11,95	95	12:09	52,4	1.210	34,91	11,74	1,76%
96	12:10	53,2	1.182	34,69	11,56	96	12:10	51,6	1.182	34,75	11,42	1,21%
97	12:11	53,0	1.169	34,86	11,73	97	12:11	52,1	1.169	34,93	11,54	1,62%
98	12:12	52,9	1.142	34,78	11,26	98	12:12	52,2	1.142	34,85	11,12	1,24%
99	12:13	53,7	1.125	34,62	11,10	99	12:13	53,2	1.125	34,70	10,96	1,26%
100	12:14	54,3	1.116	34,50	11,00	100	12:14	53,8	1.116	34,59	10,79	1,91%
101	12:15	56,3	1.111	34,35	10,94	101	12:15	55,8	1.111	34,43	10,82	1,10%
102	12:16	56,3	1.119	34,27	10,91	102	12:16	52,4	1.119	34,36	10,80	1,01%
103	12:17	56,5	1.118	34,25	10,91	103	12:17	55,6	1.118	34,36	10,80	1,01%
104	12:18	56,4	1.116	34,22	10,94	104	12:18	56,4	1.116	34,31	10,82	1,10%
105	12:19	53,1	1.118	34,18	10,92	105	12:19	56,1	1.118	34,28	10,80	1,10%
106	12:20	56,0	1.185	34,19	10,86	106	12:20	55,0	1.185	34,31	10,75	1,01%
107	12:21	55,7	1.100	34,25	10,80	107	12:21	55,0	1.100	34,37	10,69	1,02%
	média	54,36	1047,21	34,39	10,18		média	53,37	1047,21	34,52	10,06	1,18%
	amplitude	14,70	274,00	1,44	2,91		amplitude	14,20	274,00	1,40	2,79	1,57%
	desvio padrão	3,02	75,41	0,35	0,76		desvio padrão	2,91	75,41	0,35	0,75	0,23%
	coeficiente de variação	0,056	0,072	0,010	0,074		coeficiente de variação	0,054	0,072	0,010	0,074	19,70%

APÊNDICE F – Relatório de ensaio – análise microbiológica.



RELATÓRIO DE ENSAIO NÚMERO 4302/2018 - 0 - A
AMOSTRA NÚMERO: 2649/2018
Dados do Cliente

Cliente: **FELIPE RABELO RODRIGUES ALVES**
Município: Goiânia-GO
Endereço:

Dados da Amostra

SIF: ---
Coletor da Amostra: Interessado

Data da Coleta: 31/01/18 10:45
Data entrada laboratório: 31/01/2018 11:06:00
Data da elaboração do relatório: 08/02/18 15:46
Plano de Amostragem: 383/2018

Parâmetros	Resultados	Unidade	LO	*Método	Data de Análise
Bactérias e leveduras	1,0 x 10 ⁷	UFC/colim ³	1,0	SMWW 9215	31/01/18
Coliformes termotolerantes	Ausente	NMP/colim ³	1,8	SMWW 8221E	31/01/18
Coliformes totais	Ausente	NMP/colim ³	1,8	SMWW 9221C	31/01/18
Escherichia coli	Ausente	UFC/colim ³	1,0	MAPA	31/01/18
Mesófilos	7,0	UFC/colim ³	1,0	MAPA	31/01/18

OBSERVAÇÕES

1 - Amostra coletada, transportada e enviada pelo interessado.

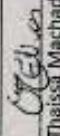
Declaração de Incerteza de Medição
Nas análises da Gerência de Qualidade constam a incerteza expandida (U), que é baseada na incerteza padrão combinada, com um nível de confiança de 95% (p=2), que será disponibilizada sempre que solicitado pelo cliente.

Método de Referência:
Slurry - Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater 22nd
EPA - US Environmental Protection Agency
CIP - Kit Microestruturas Bacter Analytical Soluções Inc

Legenda:
LO Limite de qualificação do método;
NA Não aplica
VA Virtualmente ausente

Responsabilidade Técnica: Os ensaios foram realizados sob a responsabilidade técnica do profissional Wanderlei Elias Perez, CREFGO nº 1250

Revisores:
Lee Anderson Gomes Viana
Rita Livia Fretas Santos


Thaissa Machado Elias
GOIÂNIA - GO 08/02/2018