



**CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE
MINAS GERAIS**



Dissertação de Mestrado

Lucélio de Oliveira Lemos

**Estudo do efeito do acúmulo de sujeira na eficiência de
módulos fotovoltaicos**

Belo Horizonte

Setembro de 2016



Lucélio de Oliveira Lemos

**Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de
módulos fotovoltaicos.**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais do CEFET-MG, na área de concentração de Ciência e Desenvolvimento de Materiais, na Linha de Pesquisa em Seleção, Processamento e Caracterização, como parte integrante dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Materiais.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Ângela de Mello Ferreira

Coorientadora: Prof.^a Dr.^a Patrícia Romeiro da Silva Jota

Belo Horizonte

Setembro de 2016

L555e Lemos, Lucélio de Oliveira
Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de
módulos fotovoltaicos / Lucélio de Oliveira Lemos. – 2016.
122f. :il.; tabs. ; grafs; fotos. –

Orientadora: Ângela de Mello Ferreira
Coorientadora: Patrícia Romeiro da Silva Jota
Dissertação (Mestrado) – Centro Federal de Educação
Tecnológica De Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Materiais, Belo Horizonte, 2016.
Bibliografia.

1. Energia solar. 2. Sujidade. 3. Células fotoelétricas. 4.
Caracterização de materiais. I. Ferreira, Ângela de Mello. II. Jota,
Patrícia Romeiro da Silva. III. Título.

CDD: 620.112



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

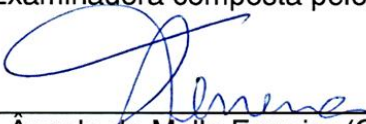
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE MATERIAIS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO
“ESTUDO DO EFEITO DO ACÚMULO DE SUJIDADE NA
EFICIÊNCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS”

Autor: Lucélio de Oliveira Lemos

Orientador: Prof^a. Dr^a. Ângela de Mello Ferreira

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof^a. Dr^a. Ângela de Mello Ferreira (ORIENTADORA)
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET/MG



Prof^a. Dr^a. Patrícia Romeiro da Silva Jota (CO-ORIENTADORA)
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET/MG



Prof^a. Dr^a. Ana Paula Batista
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET/MG



Prof. Dr. Sidney Nicodemos da Silva
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET/MG



Prof. Dr. Henrique José Avelar
Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET/MG

Belo Horizonte, 30 de Setembro de 2016.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me amparar nos momentos difíceis e me dar força interior para superar as dificuldades nas horas incertas.

Aos meus pais (*in memoriam*) por terem me transformado na pessoa que sou hoje, me ensinando os valores reais de uma vida digna.

A minha esposa pela tolerância, por entender os momentos de solidão e incentivar os meus sonhos.

As minhas orientadoras, Prof.^a Dr.^a Ângela Mello e Prof.^a Dr.^a Patrícia Jota por acreditarem em mim, me mostrarem o caminho da ciência e por serem profissionais exemplares.

Ao Prof.^a Dr.^a Fernanda Badotti pela ajuda nos ensaios de biologia e conhecimentos compartilhados

Ao CEFET-MG (Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais) pelo apoio de colegas, funcionários e professores e também pelos recursos disponibilizados para a realização deste trabalho.

RESUMO

O aproveitamento da energia gerada pelo Sol, tanto como fonte de calor quanto de luz, é hoje uma das alternativas energéticas mais promissoras. Dentre as diversas aplicações da energia solar, a geração direta de eletricidade através do efeito fotovoltaico, se apresenta como uma das formas mais ecologicamente corretas de gerar energia elétrica. Os módulos fotovoltaicos estão sujeitos a ação da poluição, empoeiramento e demais fatores naturais, que dificultam ou reduzem a incidência dos raios solares nas fotocélulas prejudicando sua eficiência, o que fica claro, quando comparamos as medidas elétricas entre módulos fotovoltaicos com sujidade e limpos. Neste trabalho, além da simulação de sujidade em diferentes módulos fotovoltaicos, estudou-se a influência do acúmulo de sujidade no desempenho de um módulo fotovoltaico instalado no CPEI - CEFET/MG - campus II, há mais de oito anos, gerando energia elétrica por conversão fotovoltaica, sem manutenção de limpeza. Importante ressaltar que neste caso, o módulo foi retirado do gerador fotovoltaico em condições normais de trabalho e caracterizado, quanto à eficiência, antes e após a limpeza de sua superfície. A sujidade acumulada foi caracterizada quanto a sua composição química, biológica e mineralógica. A composição da sujidade mostrou grande quantidade de matéria orgânica, formando biofilme, que provoca redução da transmitância na cobertura dos módulos fotovoltaicos e dificulta a manutenção de limpeza. A comparação entre a superfície do módulo, antes e depois de limpo, mostrou a importância de se estudar e identificar a diferença dos parâmetros elétricos afetados pela sujidade, como biofilmes, que resistem à limpeza natural gerando uma perda de mais de 10 % na potência elétrica durante a conversão fotovoltaica. Com o objetivo de facilitar a caracterização e comparação dos parâmetros elétricos, foi desenvolvido um sistema de teste e medição de forma a calcular e armazenar dados da curva de corrente e tensão (I-V). Os dados arquivados foram analisados e são apresentados no decorrer desta dissertação. Esta pesquisa visa avaliar o efeito da sujidade e identificar as características da sujidade existente no sitio analisado, contribuindo com a melhoria da eficiência na conversão da energia irradiada pelo sol em energia elétrica e a redução nos custos de manutenção dos painéis fotovoltaicos.

PALAVRAS-CHAVE: Energia Solar, Sujidade, Fotocélulas, Módulo fotovoltaico, Caracterização.

ABSTRACT

The utilization of the energy generated by the Sun, both as a source of heat and light, is today one of the most promising energy alternatives. Among the many applications of solar energy, the direct generation of electricity by photovoltaic effect presents itself as one of the eco-friendliest ways to generate electricity. The photovoltaic modules are subject to action of pollution, dust and other natural factors, which make difficult or reduce the incidence of solar rays in photocells harming its efficiency, what is clear when we compare the electrical measurement between PV modules with soiling and cleaned. In this work, besides the simulation of soiling in different photovoltaic modules, it was studied the influence of dirt accumulation on the performance of a photovoltaic module installed at CPEI-CEFET/MG-campus II that is generating electricity by photovoltaic conversion, without cleaning maintenance for more than eight years. Important to note that in this case, the module was removed from the photovoltaic generator in normal working conditions and it has been characterized regarding its efficiency, before and after cleaning. The accumulated dirt was characterized regarding its chemical composition, biological and mineralogy. the dirt is composed by great amount of organic matter due to biofilm, which causes reduction in the transmittance photovoltaic modules cover and hinders the maintenance of cleanliness. The comparison between the module surface, before and after the cleaning process showed the importance of studying and identification of the differences between the electrical parameters that are affected by dirt, as biofilms that resist to the natural cleaning generating a loss of more than 10% of the electric power during on photovoltaic conversion. With the objective of facilitating the characterization and comparison between the electrical parameters, it was developed a test instrument and measurement system in order to calculate and store the data of the current and voltage curve (I-V). The obtained data were analyzed and are presented in this dissertation. This research aims to assess the effect of dirt and to identify the characteristics of the existing dirt, contributing to the improvement of efficiency of the energy radiated conversion by the sun into electrical energy as well as the reduction of maintenance costs of photovoltaic panels.

Keywords: Solar Energy, Soiling, Photocells, PV Module, Characterization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Métodos de limpeza para remover a sujeira dos coletores solares.....	15
Figura 2 - Módulos fotovoltaicos PV instalados na “University of Bahrain”.	16
Figura 3 - Capacidade fotovoltaica acumulada global.....	20
Figura 4 - Preço médio para sistemas fotovoltaicos (telhado) na Alemanha.....	21
Figura 5 - Eficiência - Células fotovoltaicas.....	24
Figura 6 - Célula solar	25
Figura 7 - Célula Solar - Modelo simplificado.....	26
Figura 8 - Módulos fotovoltaicos PV (a) e com lentes concentradoras CPV (b).....	27
Figura 9 - Componentes de um módulo fotovoltaico.....	28
Figura 10 - Componentes de módulo CPV com lente FRESNEL.....	29
Figura 11 - Comportamento da carga capacitiva.....	31
Figura 12 - Curva Corrente (I) x Tensão (V).....	33
Figura 13 - Variação da irradiância solar na curva característica I-V	34
Figura 14 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V	35
Figura 15 - Associação série de módulos fotovoltaicos.....	35
Figura 16 - Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos.....	36
Figura 17 - Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos ligados em série.....	37
Figura 18 - Diagramas simplificados de um sistema fotovoltaico.....	38
Figura 19 - Componentes da Radiação solar na superfície terrestre	39
Figura 20 - Orientação da face dos módulos fotovoltaicos.....	40
Figura 21 - Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² .dia) de Belo Horizonte ...	41
Figura 22 - Eficiência energética - Edição 05/2015	43
Figura 23 - Fluxograma de ensaios dos módulos.....	44
Figura 24 - Microscópio Hirox: imagens de baixa potência da superfície de PVs	47
Figura 25 - Fatores que influenciam a fixação da poeira.....	48
Figura 26 - Redução da intensidade Solar em resposta a deposição de poeira	49
Figura 27 - Comparação do desempenho de módulo PV	51
Figura 28 - Efeito de uma partícula de poeira em uma lente.....	52
Figura 29 - Superfície (a) hidrofílica e (b) hidrofóbica.	55
Figura 30 - Diagrama – Metodologia.....	58
Figura 31 - Diagrama funcional – Traçador Curva I-V	60
Figura 32 - Diagrama elétrico usando carga capacitiva.	61

Figura 33 - Foto do circuito eletrônico desenvolvido.	62
Figura 34 - Dispositivo de controle e aquisição de dados	64
Figura 35 - Telas do software de controle e captura de dados (LabView)	65
Figura 36 - Módulos fotovoltaicos p-Si utilizado nos ensaios..	66
Figura 37 - Módulo de m-Si utilizado nos ensaios Modelo STP005S/12Db.	66
Figura 38 - Módulos fotovoltaicos instalados no CPEI do CEFET-MG campus II	70
Figura 39 - Localização dos módulos fotovoltaicos	71
Figura 40 - Laboratório de Caracterização DEMAT CEFET/MG Campus I.....	73
Figura 41 - Difrátômetro de raios-X - XRD 7000	74
Figura 42 - Coleta de sujidade com swab	75
Figura 43 - Curva I-V do módulo limpo STP005S/12Db.....	78
Figura 44 - Gráfico de 5 dias de medições Pm X Rad. Solar (KC80-01).....	79
Figura 45 - Montagem dos módulos PV-5Wp.....	81
Figura 46 - Simulação de Sujidade em módulos fotovoltaicos - Talco.	82
Figura 47 - Simulação de Sujidade em módulos fotovoltaicos - Pó de carvão	83
Figura 48 - Razão entre as potências máximas e a Radiação solar	84
Figura 49 - Simulação de Sujidade em módulo fotovoltaico KC80-01(80W).....	86
Figura 50 - Interferência de sujidade ou sombreamento forte no módulo KC80-01 ..	87
Figura 51 - Gráfico Pm X Radiação solar - Módulo com sujidade.	89
Figura 52 - Gráfico Pm X Radiação Solar - Módulo Limpo.....	90
Figura 53 - Gráfico Pm (W) X Radiação Solar (W/m ²) – Módulo sujo X Limpo	91
Figura 54 - Gráfico: η (%) módulo com sujidade e limpo	93
Figura 55 - Comparação entre I _{sc} (A) e I _m (A) do módulo PV com sujidade.....	94
Figura 56 - Comparação entre Voc (V) e V _m (V) do módulo PV com sujidade	96
Figura 57 - Variação da tensão (Voc) com a temperatura e radiação Solar.....	97
Figura 58 - Fotos da superfície do módulo PV KC60 sujo.....	99
Figura 59 - Foto micrografias obtidas por Microscopia Eletrônica de Varredura	101
Figura 60 - Análise 1 - (a) MEV e a composição elementar (b) Espectro de EDS ..	102
Figura 61 - Análise 2 – (a) MEV e a composição elementar (b) Espectro de EDS..	102
Figura 62 - Difratograma de raios X da amostra de sujidade	104
Figura 63 - Cultivo líquido obtido logo após a coleta da amostra de poeira	105
Figura 64 - Cultivo líquido após período de incubação	105
Figura 65 - Placas de Petri contendo ágar Sabouraud e ágar BHI	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Trabalhos anteriores sobre sujidade - módulos fotovoltaicos planos	52
Tabela 2: Características óticas de cada sistema	53
Tabela 3: Resultado mar. 2008	53
Tabela 4: Comparação entre dados do fabricante e medidos sob luz artificial	78
Tabela 5: Potência máxima x Radiação solar - KC80-01 Limpo	80
Tabela 6: Resultados simulação - talco.....	82
Tabela 7: Resultados simulação - pó de carvão.....	84
Tabela 8: Comparação da relação entre potências dos módulos limpo e com talco.	85
Tabela 9: Comparação da relação entre potências dos módulos limpo e carvão	85
Tabela 10: Comparação da relação entre potências dos módulos limpos e talco.....	86
Tabela 11: Temperaturas - parte inferior do módulo PV com sujidade	88
Tabela 12: Temperaturas - parte inferior do módulo PV limpo	89
Tabela 13: Perda percentual devido à sujidade	90
Tabela 14: Comparação da eficiência do módulo com sujidade e limpo.....	92
Tabela 15: Fator de Forma.....	98
Tabela 16: Reflexões do material cristalino.....	103
Tabela 17: Resultados de Perda ao Fogo.....	107
Tabela 18: Exemplo da tabela de coleta de dados - 2 módulos (5Wp)	117
Tabela 19: Parâmetros principais do módulo PV policristalino KC80-01.....	118
Tabela 20: Parâmetros principais do módulo PV policristalino KC60.....	119
Tabela 21: Parâmetros principais do módulo de silício monocristalino STP005S ...	120

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A – Ampère

AM – *Air Mass*

a-Si – Silício amorfo

CPV – *Concentrating PhotoVoltaic*

c-Si – Silício cristalino

CSP – *Concentrated Solar Power*

DAQ – *Data Aquisition*

DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*

e⁻ – Elétron

Eg – *Energy Gap*

eV – Elétron-volt

EVA – *Ethylene-vinyl acetate*

FF – *Fill Factor*

G – Irradiância solar

GaAs – Gálio Arsênio

Ge – Germânio

IEC - International Electrotechnical Commission

Im – Corrente de máxima potência

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

Isc – Corrente de curto-circuito

MEV – Microscopia Eletrônica de Varredura

MJ – Multijunção

MPP – *Maximum Power Point*

m-Si – Silício monocristalino

NOCT – *Nominal operating cell temperature*

OPV – *Organic Photovoltaics*

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

P_m – Potência máxima

p-Si – Silício policristalino

PV – Painel fotovoltaico plano convencional

Rad.S. – Radiação Solar

R_p – Resistência paralelo

R_s – Resistência série

SAB – Sub-aerial biofilm

Si – Silício

STC – *Standard Test Conditions*

T – Temperatura

V – Volt

V_m – Tensão de máxima potência

V_{oc} – *Voltage Open Circuit*

W – Watt

Wh – Watt hora

Wp – Watt pico

W/m² – Watts por metro quadrado

α – Coeficiente de variação da corrente de curto circuito (I_{sc}) com a temperatura

β – Coeficiente de variação da tensão em aberto (V_{oc}) com a temperatura

γ – Coeficiente de variação da potência (P_m) com a temperatura

η – Eficiência ou Rendimento

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA	15
2 OBJETIVOS	18
2.1 Objetivo geral.....	18
2.2 Objetivos específicos	18
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
3.1 Histórico.....	19
3.2 Energia fotovoltaica	19
3.2.1 Crescimento do mercado de produção de módulos fotovoltaicos.	20
3.2.2 A Célula Fotovoltaica	22
3.2.3 O efeito fotovoltaico.....	25
3.2.4 Modelo simplificado de uma célula solar.....	26
3.2.5 Módulos fotovoltaicos.....	26
3.3 Curva Característica I-V.....	29
3.3.1 Método da carga capacitiva	30
3.3.2 Principais parâmetros da curva I-V	32
3.3.3 Influência da irradiância solar na curva I-V	33
3.3.4 Influência da temperatura na curva I-V	34
3.3.5 Associação das células em um módulo ou painéis.	35
3.4 Exemplos de configurações de sistemas geradores fotovoltaicos.....	37
3.5 Radiação Solar	38
3.6 Posicionamento dos módulos fotovoltaicos	39
3.7 Normatização.....	41
3.7.1 Condição padrão (STC) - IEC 61215	42
3.7.2 Normas - INMETRO	42
3.8 Efeito Soiling – Sujidade	45
3.8.1 Características da sujidade relacionadas a módulos fotovoltaicos	46

3.8.2 Fatores de Influência relativos a sujidade	48
3.8.3 Influência do clima e localização.....	51
3.8.4 Efeito Soiling - PV e CPV	52
3.8.5 Tratamento de superfície – Efeito autolimpantes.....	54
4 METODOLOGIA.....	56
4.1 Protótipo desenvolvido para caracterização dos módulos.....	59
4.1.1 Características do protótipo	59
4.1.2 Princípio de Funcionamento:.....	60
4.1.3 Circuito de potência e cálculo dos bancos de capacitores	62
4.1.4 Interface de controle e software	63
4.2 Ensaio com os módulos PV - avaliação dos parâmetros elétricos.....	66
4.2.1 Ensaio com módulos fotovoltaicos limpos	67
4.2.2 Simulação de sujidade em módulos fotovoltaicos.....	68
4.2.3 Caracterização do módulo instalado no CPEI CEFET-MG campus II.....	69
4.3 Caracterização da sujidade.	73
4.3.1 Microscopia Eletrônica de varredura (MEV) e Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS).....	73
4.3.2 Difração de raios X (DRX).....	74
4.3.3 Verificação da presença de microrganismos na superfície do módulo fotovoltaico	75
4.3.4 Perda ao Fogo	76
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	77
5.1 Módulos fotovoltaicos –parâmetros elétricos.....	77
5.1.1 Módulos fotovoltaicos limpos	77
5.1.2 Simulação e caracterização de módulos fotovoltaicos com sujidade	80
5.1.3 Simulação de sombreamento em módulo PV - Modelo KC80-01	87
5.2 Módulo fotovoltaico do Gerador CPEI - CEFET/MG.....	88
5.2.1 Caracterização da Potência elétrica máxima (Pm) do módulo PV.	88

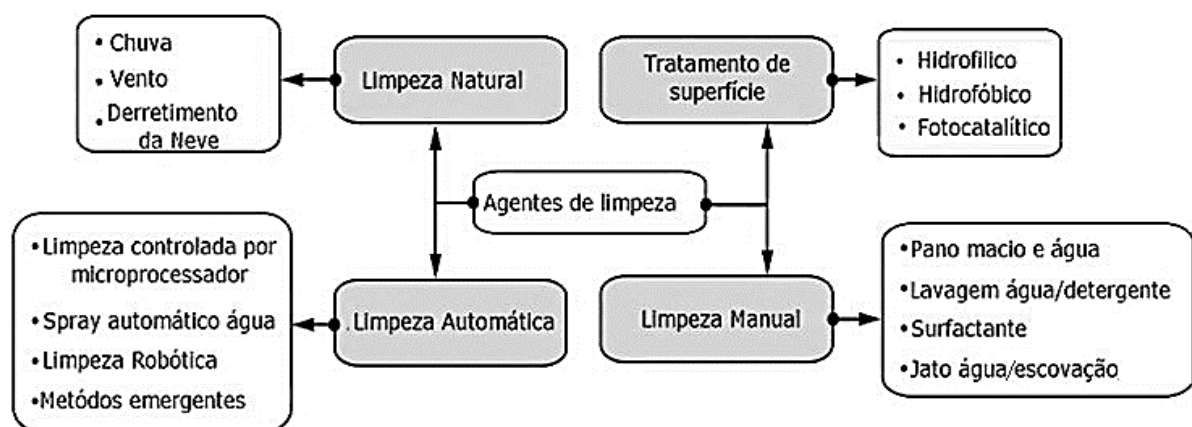
5.2.2 Eficiência ou Rendimento (%).....	92
5.2.3 Corrente de curto circuito (Isc) e corrente na potência máxima (Im).....	93
5.2.4 Tensão em aberto (Voc) e Tensão na potência máxima (Vm).....	95
5.2.5 Variação da Tensão com a temperatura.....	96
5.2.6 Fator de Forma (Preenchimento) (FF – Fill Factor).....	98
5.2.7 Comparação de resultados com a literatura.....	98
5.3 Caracterização da sujidade na cobertura dos módulos PV.	99
5.3.1 Microscopia Eletrônica de varredura (MEV) e Espectroscopia de Energia Dispersiva (MEV/EDS).....	100
5.3.2 Difração de raios X (DRX).....	103
5.3.3 Avaliação de biofilme na superfície de módulos fotovoltaicos.....	104
5.3.4 Perda ao Fogo.....	107
6 CONCLUSÕES.....	108
7 RELEVÂNCIA DOS RESULTADOS.....	111
8 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	112
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113
APÊNDICE A – Exemplo da tabela de coleta de dados.....	117
ANEXO A – Módulo PV modelo KC80-01.....	118
ANEXO B – Módulo PV modelo KC60.....	119
ANEXO C – Módulo PV modelo STP005S/12Db.....	120
ANEXO D – Principais características dos instrumentos e sensores utilizados.....	121

1 INTRODUÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

O estudo da eficiência das células fotovoltaicas é fator determinante para se obter uma boa relação custo/benefício na implantação de um sistema fotovoltaico. Um dos fatores, apesar de desprezado por muitos autores, que pode ser bastante significativo, principalmente em áreas poluídas ou com uma concentração elevada de partículas, é a sujeira na superfície da célula fotovoltaica. Geralmente a superfície é recoberta por algum tipo de material de alta transmitância como vidro temperado. A sujeira acumulada nestas superfícies pode ocasionar a diminuição significativa do rendimento das células fotovoltaicas (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013). Nestes casos, a solução habitual consiste na limpeza dos módulos com água. Em sistemas fotovoltaicos em larga escala, esta tarefa é complexa devido ao difícil acesso e, muitas vezes, cara, especialmente em áreas com escassez de água, aumentando o custo do projeto. (SILVA NETO, 2013). A Figura 1 mostra exemplos de métodos e agentes de limpeza.

A diferença de geração de energia entre painéis sujos e limpos, principalmente em instalações de grande porte, pode se tornar um sério problema. Vários fatores afetam a eficiência dos painéis solares: pó, detritos de pássaros, biofilmes e poluição podem diminuir a capacidade geradora de energia dos painéis solares.

Figura 1 - Métodos de limpeza para remover a sujeira dos coletores solares



Fonte: Mani; Pillai (2010) (adaptado pelo autor).

A necessidade de se limpar painéis fotovoltaicos se relaciona diretamente com o aumento dos custos de manutenção, como por exemplo, gastos com equipamento de limpeza, água, homem-hora e perda de produção de energia elétrica na parada para manutenção. A Figura 2 ilustra a utilização de água pressurizada em grande quantidade, demonstrando a dificuldade de limpeza manual de painéis fotovoltaicos na Universidade de *Bahrain* onde a matriz é composta por 2.088 painéis fotovoltaicos em uma área total de 3.400 m² (ALNASER et al., 2015).

Figura 2 - Módulos fotovoltaicos PV instalados na “*University of Bahrain*”.



Fonte: Alnaser et al. (2015).

Os recobrimentos funcionais de células PV, de maneira geral possuem propriedades que podem ser antiaderentes, autolimpantes, antireflexiva, antiestáticas ou outras, cuja função é proteger ou melhorar a eficiência de um módulo fotovoltaico através da modificação de seu recobrimento superficial. Acredita-se que estes recobrimentos funcionais, podem contribuir significativamente para o aumento da eficiência energética das células fotovoltaicas, evitando o acúmulo de sujidades, tais como: poeira e matéria orgânica (DEUBENER et al., 2009 apud SILVA NETO, 2013).

É importante ressaltar que este trabalho está no contexto dos objetivos previstos no projeto de pesquisa aprovado (*European Commission, Call: FP7-PEOPLE-2011-IRSES, International Research Staff Exchange Scheme - MARIE CURIE ACTIONS*, período: 2012-2015) entre CEFET-MG, RSE-Itália e também pesquisadores da Espanha (TECNALIA) e Rússia. Dentre outros objetivos, estava previsto neste projeto

o estudo do efeito das sujidades em módulos fotovoltaicos, bem como a correlação do tipo de sujidades.

O efeito do acúmulo de sujidade é denominado na literatura como sendo “efeito soiling” (*soiling effect*). O efeito da sujidade tem despertado grande interesse na comunidade científica mundial e são ainda poucos os trabalhos sobre este tema. Na literatura muito pouco foi encontrado sobre estudos do *soiling* nas condições ambientais do Brasil. Assim sendo, a presente proposta irá contribuir de forma inédita, nas condições definidas neste trabalho, para avaliação do efeito *soiling* nas condições ambientais brasileiras, mais especificamente de um meio urbano de uma grande cidade como Belo Horizonte.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Verificar, através de medições de parâmetros específicos, a influência da sujeidade no aproveitamento da radiação solar pelas fotocélulas, verificando sua eficiência e o percentual comprometido, em função das características de sujeidade, assim como as condições ambientais nas quais as fotocélulas ou conjunto delas ficam submetidas.

2.2 Objetivos específicos

- Desenvolvimento de equipamentos de medição visando caracterizar os módulos fotovoltaicos nas diversas condições de sujeidade.
- Caracterização de parâmetros elétricos e físicos (tensão em aberto - V_{oc} , corrente de curto circuito - I_{sc} , corrente em máxima potência - I_m , tensão em máxima potência - V_m , potência máxima - P_m , radiação solar e temperatura) relativos ao módulo fotovoltaico em teste com o objetivo de calcular a eficiência na conversão da radiação solar absorvida e a energia elétrica gerada.
- Simulação da sujeidade por meios artificiais comparando o comportamento de módulos fotovoltaicos limpos com módulos sob a influência da sujeidade, simulada por materiais, tais como carvão e talco.
- O estudo de módulos fotovoltaicos contaminados pela sujeidade do ambiente, na região do Campus II do CEFET/MG em Belo Horizonte (mais especificamente no CPEI - Centro de Pesquisa em Energia Inteligente), caracterizados e comparados antes e após limpeza.
- Realizar a caracterização, física, química, mineralógica e biológica da sujeidade acumulada recolhida na cobertura de um módulo fotovoltaico, escolhido aleatoriamente, instalado no Gerador Fotovoltaico do CPEI – CEFET/MG - região estudada.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 Histórico

A energia solar fotovoltaica, obtida através da conversão direta da luz em energia elétrica, é comumente denominada efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico, relatado por Edmond Becquerel, em 1839, é o aparecimento de uma diferença de potencial elétrico nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A célula fotovoltaica é a unidade fundamental do processo de conversão (PINHO; GALDINO, 2014).

Em 1954, nos laboratórios *Bell*, foi fabricada uma célula de silício com uma eficiência da ordem de 6%. Com o programa espacial americano, as tecnologias de fabricação de células fotovoltaicas tiveram um grande avanço e a partir de 1958 muitos satélites lançados ao espaço já possuíam módulos fotovoltaicos para suprimento de energia elétrica (RAMOS, 2006).

3.2 Energia fotovoltaica

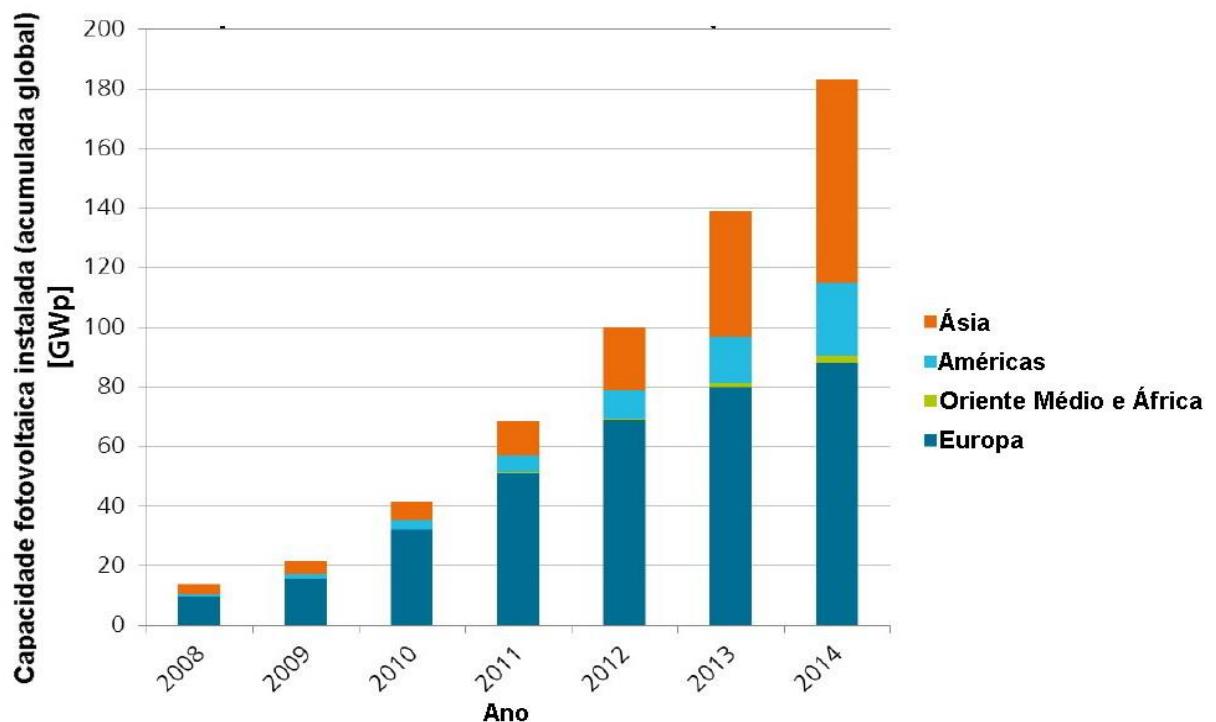
Um dos grandes desafios no mundo atual é reduzir a poluição provocada por fontes de energia que liberam, durante seu processo de produção ou consumo, resíduos ou gases poluentes geradores do efeito estufa e do aquecimento global. As fontes de energia que liberam quantidades muito baixas destes gases ou resíduos são consideradas fontes de energia limpa. Uma das alternativas energéticas mais promissoras para prover a energia necessária ao desenvolvimento humano, é hoje, a energia fornecida pelo Sol.

O Sol fornece anualmente, para a atmosfera terrestre, aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia. Trata-se de um valor considerável, correspondendo a 10000 vezes o consumo mundial de energia neste período. Este fato vem indicar que, além de ser responsável pela manutenção da vida na Terra, a radiação solar constitui-se numa inesgotável fonte energética, havendo um enorme potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia (CRESESB, 2006).

3.2.1 Crescimento do mercado de produção de módulos fotovoltaicos.

A energia fotovoltaica faz parte de um mercado em rápido crescimento, como mostra a Figura 3 (Fraunhofer Institute, 2015). Com respeito à produção de módulos fotovoltaicos em 2014, os países China / Taiwan tiveram a liderança com uma quota de 69%. Em 2014, a contribuição da Europa para o total de instalações fotovoltaicas acumuladas representaram 48% da capacidade acumulada global, sendo que em 2013 representavam 58%. Em contraste, as instalações na China / Taiwan representaram 39% da produção acumulada em 2014, em comparação com 27% em 2013. Tecnologia PV baseada no Si foram responsáveis por cerca de 92% da produção total em 2014. A quota da tecnologia policristalina é atualmente cerca de 56% da produção total.

Figura 3 - Capacidade fotovoltaica acumulada global



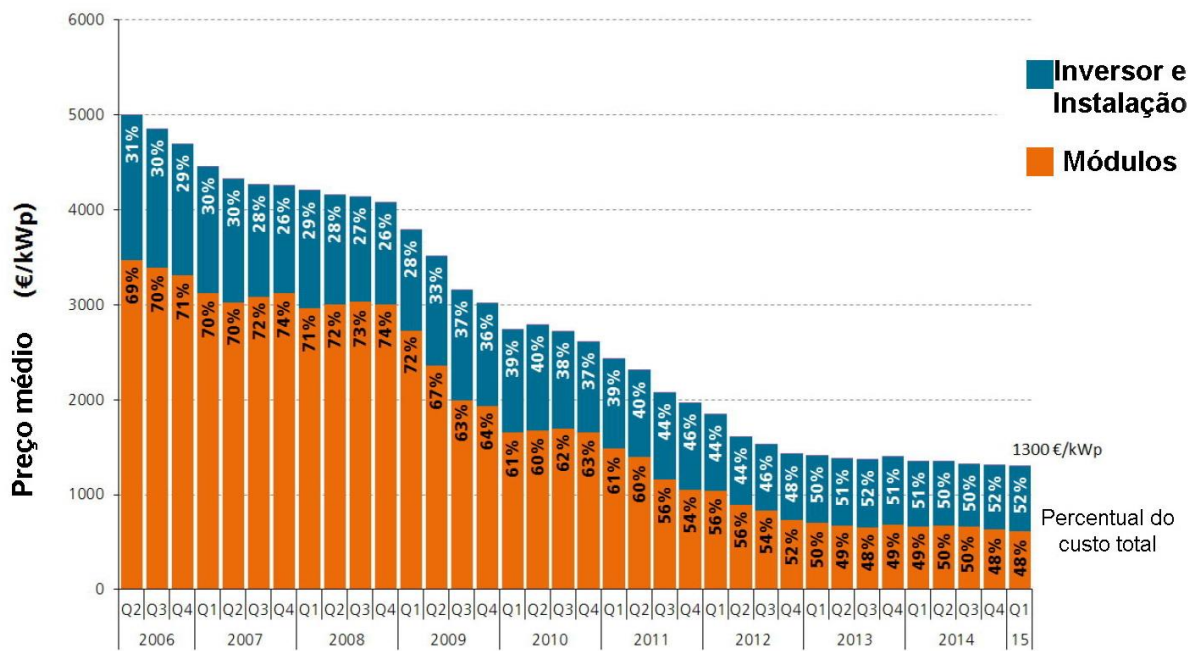
Fonte: Fraunhofer Institute (2015) (traduzido pelo autor).

O custo das células fotovoltaicas é, ainda hoje, um grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala. No entanto, a tecnologia fotovoltaica está se tornando cada vez mais competitiva em razão tanto dos seus custos decrescentes, como mostra a Figura 4, quanto dos custos crescentes das demais formas de produção de energia, inclusive em função da

internalização de fatores que eram anteriormente ignorados, como a questão dos impactos ambientais. No final de 2013, para venda em maior escala, o preço do módulo fotovoltaico de silício cristalino encontrava-se em cerca de 0,60 €/Wp na Europa, de 0,65 U\$/Wp nos EUA e menos de 3 R\$/Wp no Brasil (PINHO; GALDINO, 2014).

Na Figura 4, é interessante notar que em 2006 o preço dos módulos fotovoltaicos representava 70% do valor do sistema instalado, chegando em 74% em 2008. No final do ano de 2014 o custo dos módulos, além de diminuir de valor, passam a representar algo em torno de 48% do custo total do sistema.

Figura 4 - Preço médio para sistemas fotovoltaicos (telhado) na Alemanha (10kWp - 100kWp)



Fonte: Fraunhofer Institute (2015) (traduzido pelo autor).

No Brasil, devido à falta de políticas públicas de incentivo, estima-se que o mercado fotovoltaico brasileiro irá crescer timidamente alguns megawatts ao ano. Segundo a ABINEE (Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica), em seu relatório publicado em 2012 (ABINEE, 2012 apud PINHO; GALDINO, 2014), esse ritmo de crescimento da demanda nacional continuará lento, devido a vários fatores: o custo de geração do sistema fotovoltaico ainda não é competitivo; o investimento para instalações residenciais é elevado; as distribuidoras mostram restrições à micro e mini

geração por receio de perda de mercado; há falta de políticas específicas de financiamentos e de modelos de comercialização e, finalmente, os consumidores têm pouco conhecimento sobre a fonte fotovoltaica como opção de geração de energia elétrica.

3.2.2 A Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica, fabricada com material semicondutor é a unidade fundamental no processo de conversão de energia luminosa em energia elétrica. As principais tecnologias aplicadas na produção de células são classificadas em três gerações (PINHO; GALDINO, 2014):

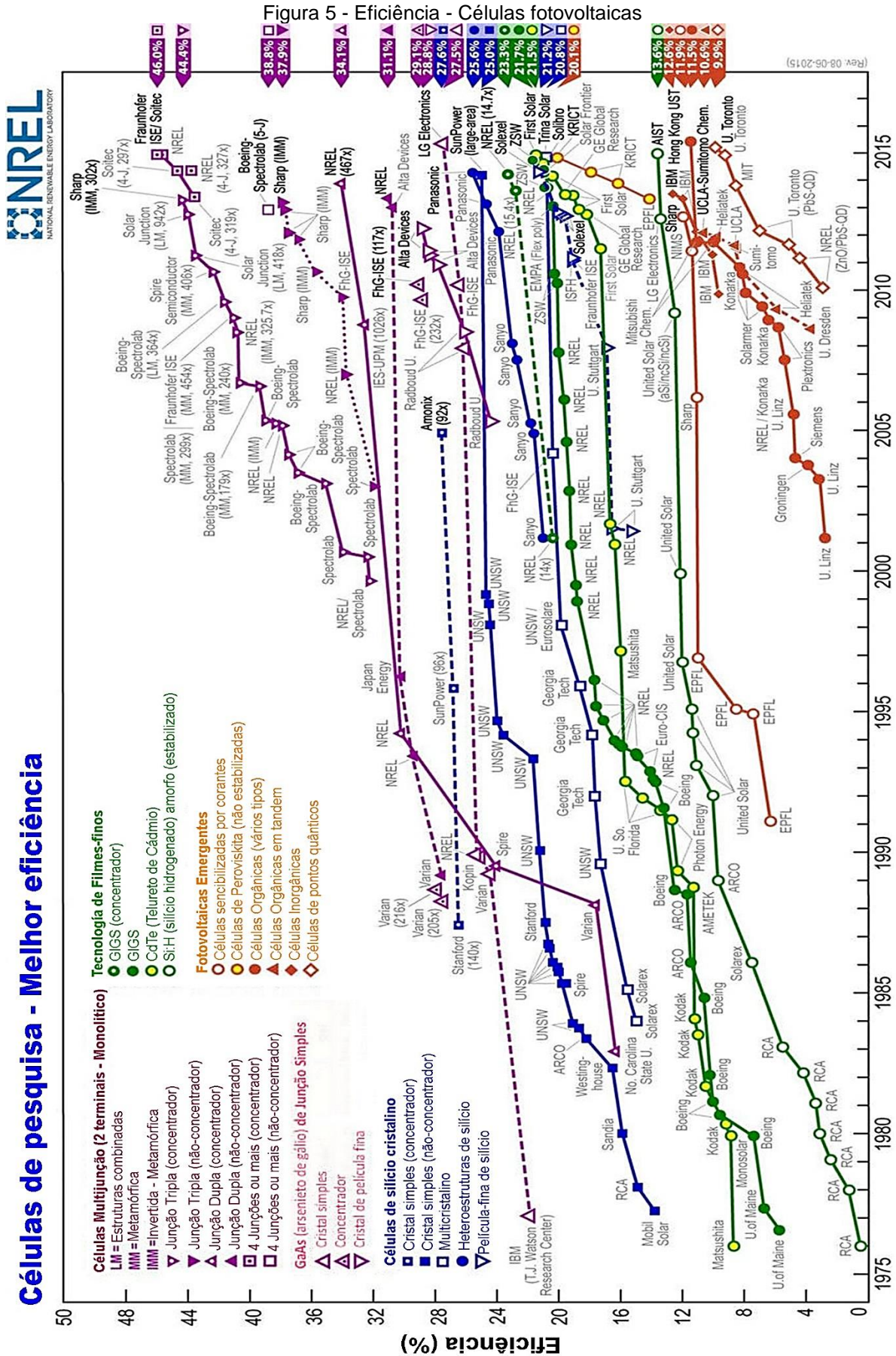
- A primeira geração é dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), que representam mais de 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível. Sendo sua eficiência entre 21 a 27% em laboratório – Figura 5.
- A segunda geração, comercialmente denominada de filmes finos, é dividida em três cadeias produtivas: silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe). Esta geração apresenta menor eficiência do que a primeira e tem uma modesta participação do mercado, competindo com a tecnologia c-Si. Problemas associados à disponibilidade dos materiais, vida útil, eficiência das células e sua toxicidade retardaram a sua utilização em maior escala. Sendo sua eficiência entre 13 a 23% em laboratório – Figura 5.
- A terceira geração, ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, é dividida em três cadeias produtivas: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica com concentradores (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). A tecnologia CPV, por exemplo, demonstrou ter um potencial para produção de módulos com alto rendimento, embora o seu custo ainda não seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado. Sendo sua eficiência entre 27 a 46% em laboratório – Figura 5.

Os dados nas especificações de um painel solar normalmente informam a "eficiência da célula fotovoltaica". A eficiência da célula não deve ser confundida com a eficiência do módulo. A eficiência da célula se refere à eficiência de uma célula sozinha, levantada em laboratório sem o resto do módulo solar (vidro, *back sheet*, encapsulante, caixa de junção etc.). A eficiência do módulo solar fotovoltaico como um todo será sempre ligeiramente inferior à eficiência da célula fotovoltaica devido a diversos fatores, como por exemplo, o vidro que recobre a fotocélula e possui propriedades como transmitância e refletância afetando a luz incidente sobre a célula solar.

A Figura 5 apresenta várias tecnologias de células fotovoltaicas pesquisadas em laboratório e sua evolução quanto à eficiência no período de 1976 a 2015. É preciso enfatizar que os rendimentos mostrados neste gráfico são testes em condições laboratoriais, sendo que a eficiência no uso industrial e comercial fica abaixo dos apresentados.

Ao longo dos últimos anos muita pesquisa tem sido feita com o objetivo de melhorar os rendimentos das células multijunção. Não só são as únicas células que ultrapassam os 30% de eficiência, mas o resultado obtido nas pesquisas foi uma grande evolução tecnológica, tanto nas células de uma junção como nas de duas, três junções e mais recentemente nas de quatro junções, sendo superior a todos os outros tipos de células. Atualmente os laboratórios Fraunhofer (ISE) / Soitec já atingiram uma eficiência de 46 %, conseguida a um fator de concentração de 297, como mostra a Figura 5.

As células de silício policristalino e monocristalino, apesar de serem as mais comercializadas (PINHO; GALDINO, 2014), mantiveram sua eficiência entre 20% e 25% respectivamente desde o ano 2000 sem grandes alterações na eficiência (Figura 5). O uso de concentradores nesta tecnologia, mostra-se pouco eficiente conforme os dados apresentados elevando sua eficiência para 27% com um fator de concentração de 92.

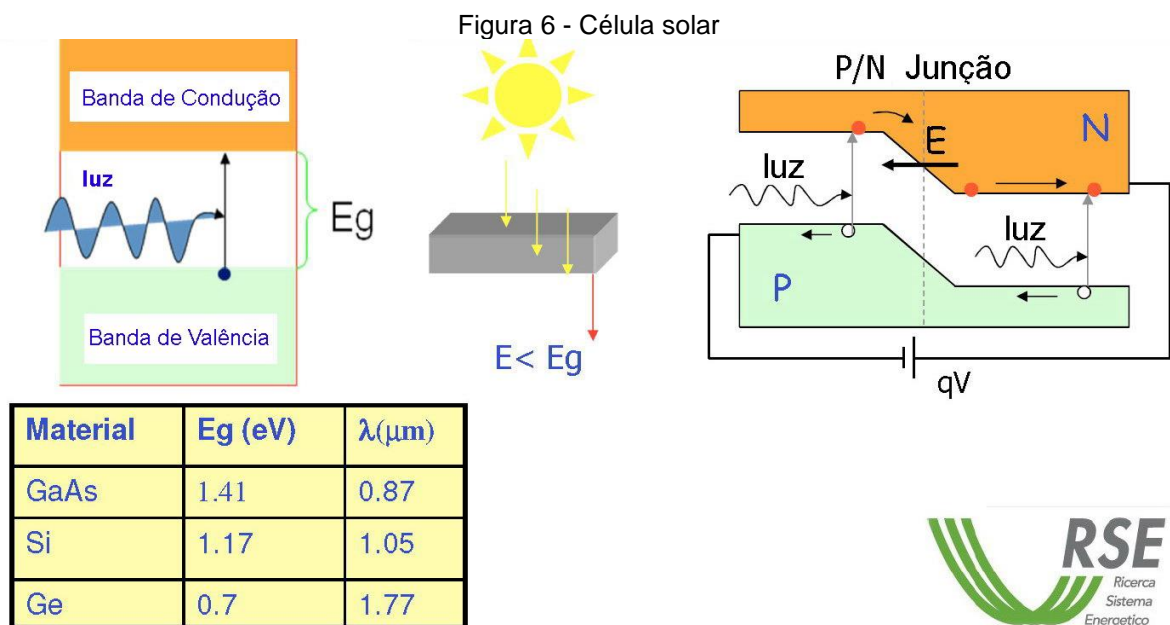


Fonte: NREL (2015) (traduzido e formatado pelo autor).

3.2.3 O efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico explica a conversão de energia luminosa incidente numa junção p-n (célula fotovoltaica) em energia elétrica. O efeito fotovoltaico ocorre em materiais da natureza denominados semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia. No caso de semicondutores (temperatura de 0°K) temos a banda de valência totalmente preenchida por elétrons e a banda de condução totalmente vazia com todos os estados desocupados. De forma simplificada e particular interesse, é a existência de semicondutores a temperaturas moderadas, tais como temperatura ambiente. A energia necessária para que o elétron passe da banda de valência para a banda condutora é denominada E_g (Energy Gap) que depende do material empregado na construção da fotocélula. A luz solar incidente (fótons) sobre as células fotovoltaicas fornece energia para gerar uma corrente de elétrons capaz de produzir potência elétrica (KITAI, 2011).

Segundo Timó (2012) cada material semicondutor tem um limiar abaixo do qual a energia da radiação não pode ser absorvida (Energy gap, E_g). A Figura 6, mostra exemplos de materiais semicondutores e sua respectiva energia – E_g (eV) para passar da banda de valência para a banda de condução. O Si, por exemplo tem um E_g de 1,17eV.

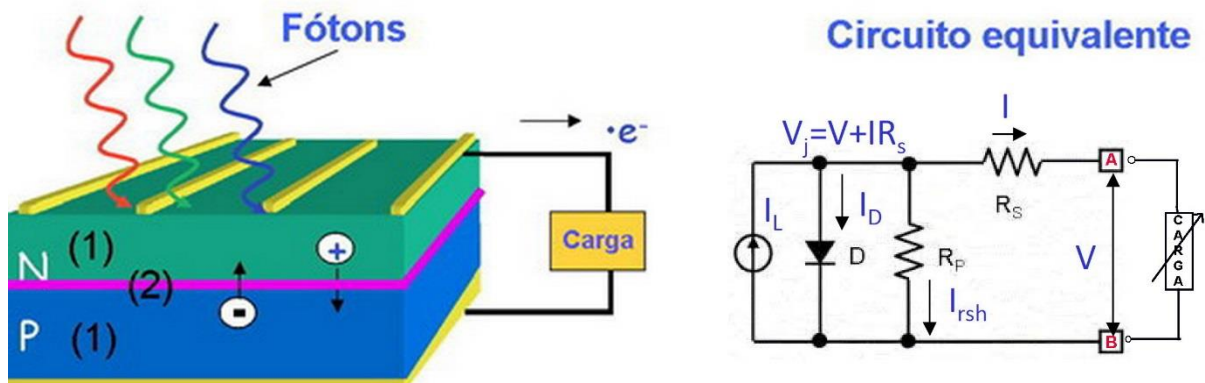


Fonte: Timó (2012) (adaptado pelo autor).

3.2.4 Modelo simplificado de uma célula solar

Na célula solar, as cargas opostas podem ser geradas pela luz com energia suficiente, nas regiões quase neutras (1) e na região de depleção (2), Figura 7. No primeiro caso, as “cargas minoritárias” (elétrons na região tipo P e “buracos” na região tipo N) podem difundir até a junção.

Figura 7 - Célula Solar - Modelo simplificado



Fonte: Timó (2012) (adaptado pelo autor).

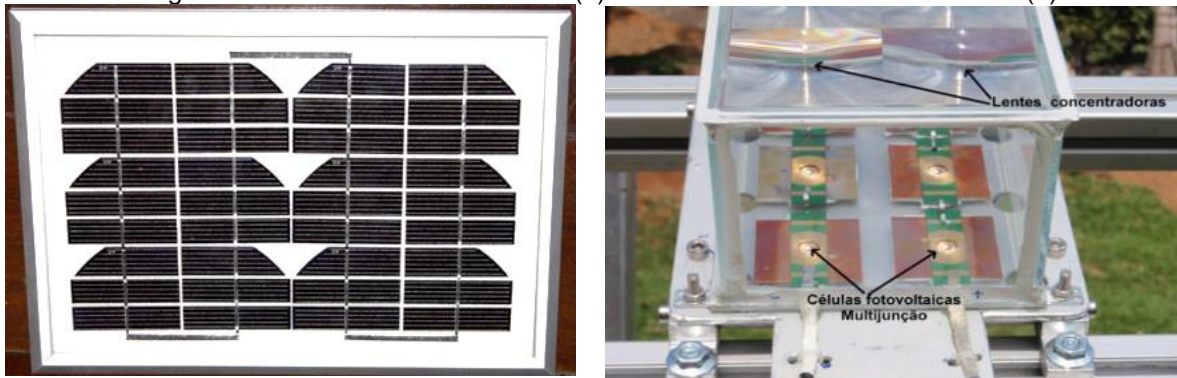
Portanto, as cargas geradas por partes diferentes do dispositivo podem ser separadas pelo campo elétrico interno e coletadas por contatos metálicos adequados. Uma tensão é gerada nos contatos da célula solar e uma corrente é produzida quando o dispositivo for conectado a um circuito externo, como mostrado na Figura 7 (KITAI, 2011).

3.2.5 Módulos fotovoltaicos

A Figura 8 mostra os módulos fotovoltaicos formados pelas respectivas células solares ou fotocélulas – PV (a) (comumente denominados planos) células de silício monocristalino e os módulos fotovoltaicos com lentes concentradoras – CPV (b) (*Concentrating Photo Voltaic*), formado por elementos III-V da tabela periódica (TIMÓ, 2013).

Observação: Módulo CPV, Figura 8 (b), é resultado do projeto SUN ON CLEAN, coordenado pela RSE (Itália) e CEFET-MG (Timó, 2013). O Módulo CPV foi fotografado no CEFET-MG Campus II em maio de 2014.

Figura 8 - Módulos fotovoltaicos PV (a) e com lentes concentradoras CPV (b).



(a) PV (m-Si)

(b) CPV (MJ)

Fonte: Fotografado pelo autor.

A definição simplificada de eficiência ou rendimento, é a relação entre a potência da radiação solar que entra no sistema e a potência elétrica útil, convertida, disponível na saída do sistema.

De modo geral os painéis fotovoltaicos planos ou simplesmente PV são compostos de Células de Silício monocristalino ou policristalino com eficiência aproximada de até 25%. Os painéis fotovoltaicos com lentes concentradoras CPV são compostos por células Multijunção como GaAs, Si e Ge (Gálio Arsênio, Silício e Germânio), e geralmente tem maior eficiência apesar do custo mais elevado. A eficiência destas células pode chegar a 46% (NREL, 2015).

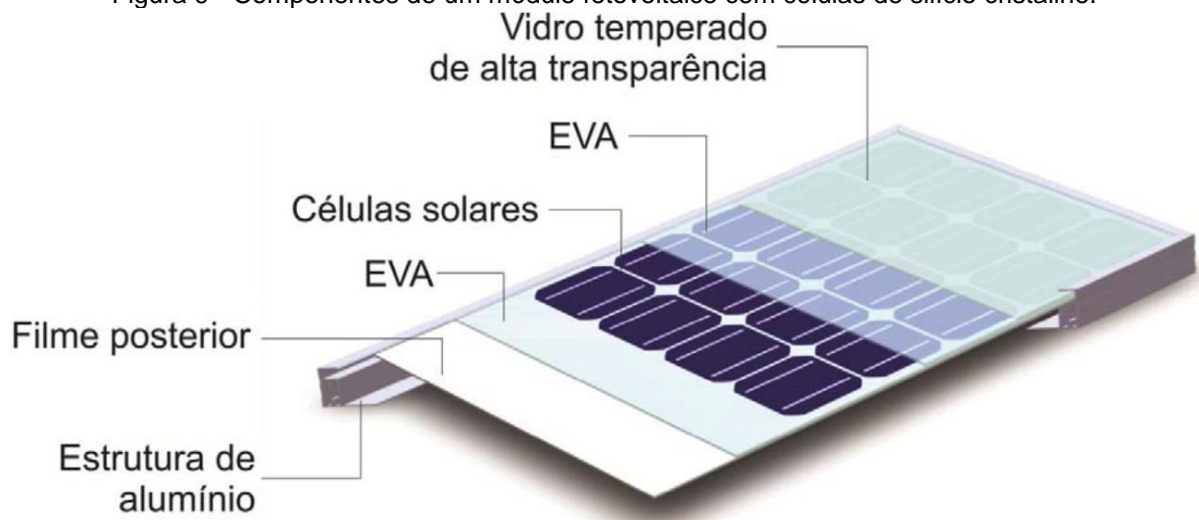
3.2.5.1 COMPONENTES DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO DE SILÍCIO

As células fotovoltaicas planas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Um módulo geralmente é constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, dependendo dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) adequados à aplicação do módulo. Estas células são soldadas por iluminação com lâmpadas halógenas ou radiação laser. Depois de soldadas, as células são encapsuladas, a fim de protegê-las das intempéries e proporcionar resistência mecânica ao módulo fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

O encapsulamento é constituído de um sanduíche de vidro temperado de alta transparência, acetato de etil vinila (EVA, do inglês *Ethylene-vinyl acetate*) estabilizado para a radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, EVA estabilizado, e um

filme posterior isolante. Este filme é uma combinação de polímeros tais como: fluoreto de polivinila (PVF ou Tedlar®), tereftalato de polietileno (PET), dentre outros. O processo de laminação é realizado a temperaturas de 120°C a 150°C, quando o EVA se torna líquido e as eventuais bolhas de ar geradas são eliminadas. No processo seguinte, é realizada a cura do EVA, que proporciona uma maior durabilidade ao módulo fotovoltaico. Após este processo, coloca-se uma moldura de alumínio anodizado e a caixa de conexões elétricas e o módulo fotovoltaico está finalizado. A Figura 9 mostra um esquema dos componentes de um módulo fotovoltaico com células de c-Si (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 9 - Componentes de um módulo fotovoltaico com células de silício cristalino.



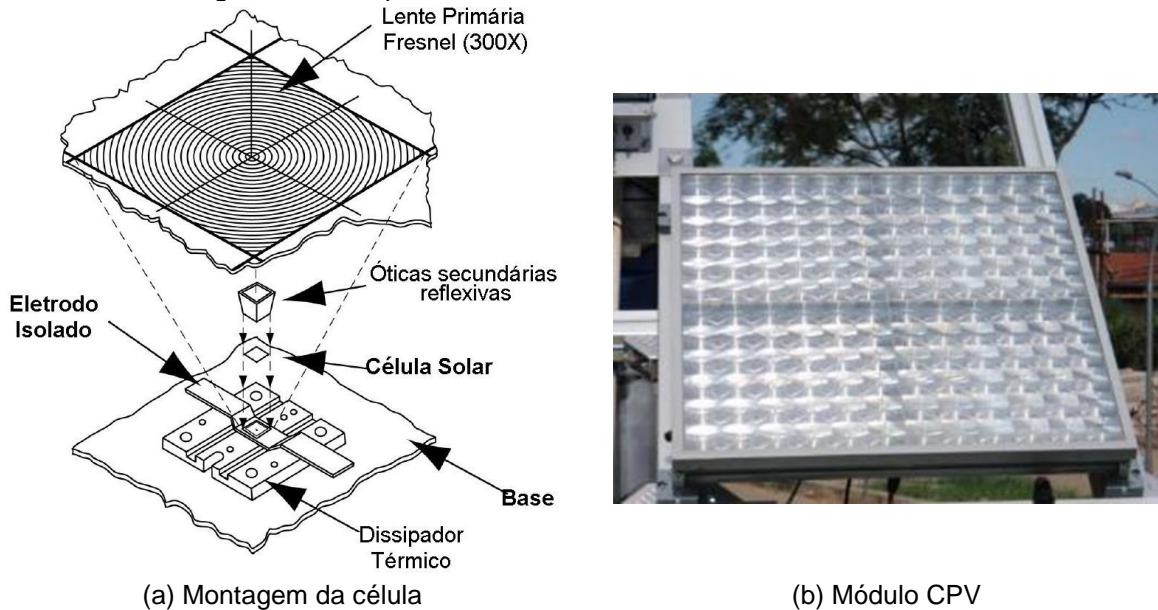
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

3.2.5.2 COMPONENTES DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO COM CONCENTRADOR CPV

O sistema óptico, mostrado na Figura 10, é um elemento fundamental nos tipos de sistema CPV. Estão em desenvolvimento diferentes concentrações ópticas e deve-se compreender os elementos de refração e reflexão. Uma ótica ideal para ter altos ganhos nos módulos CPV deve ter as seguintes características:

- Alta concentração
- Baixo custo
- Alta eficiência óptica em toda a gama de comprimentos de onda
- Permitir a passagem da luz no comprimento de onda adequado à célula multijunção (MJ).
- Durabilidade de longo prazo

Figura 10 - Componentes de módulo CPV com lente FRESNEL.



Fonte: (a) Timó (2012) (daptado pelo autor); (b) Foto do autor.

3.3 Curva Característica I-V

Para a análise do desempenho elétrico de um módulo fotovoltaico, é imprescindível a determinação da curva ($I-V$) de corrente por tensão denominada curva característica. Através desta curva, é possível obter importantes informações sobre as características elétricas do gerador fotovoltaico como a corrente de curto circuito (I_{sc}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e o ponto de máxima potência (P_m). A determinação desta curva, deve ser realizada dentro de condições específicas de temperatura e irradiância solar denominada Condição Padrão de Ensaio ($G = 1000W/m^2$, Massa de ar (AM) = 1,5 e $T = 25^\circ C$). Fora da condição padrão, que muitas vezes é difícil de ser obtida, a curva precisa ser corrigida e aí se faz necessário o conhecimento dos coeficientes térmicos (α) e (β), que correspondem à variação da corrente de curto circuito e da tensão de circuito aberto com a temperatura, respectivamente. Além destes coeficientes, também existem parâmetros que fornecem importantes informações sobre o desempenho elétrico e a qualidade do gerador elétrico fotovoltaico. Dentre esses parâmetros citam-se a resistência série (R_s), resistência paralela (R_p), fator de idealidade do diodo (m), e corrente de saturação reversa do diodo (I_0) (BÜHLER, 2007).

Assim, diversos métodos de caracterização têm sido tema de muita discussão nos fóruns pertinentes (RAMOS, 2006). Os autores se dividem propondo soluções baseadas em:

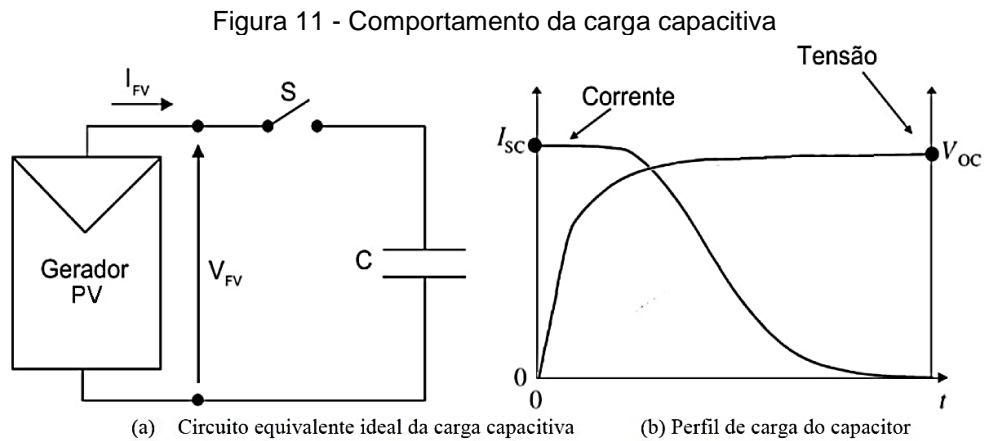
- Extrapolação da Curva I-V para determinadas condições de irradiância e temperatura;
- Realização de testes operacionais em determinadas condições de irradiância;
- Medidas *outdoor* de módulos utilizando-se:
 1. Cargas resistivas (ABETE; FERRARO, 1990 apud RAMOS, 2006).
 2. Cargas eletrônicas (ZILLES; LORENZO, 1991 apud RAMOS, 2006).
 3. Cargas capacitivas (BLASSER et al., 1988 apud RAMOS, 2006).

3.3.1 Método da carga capacitiva

A escolha do método de carga capacitiva se deve principalmente a velocidade em que são feitas as medições (a carga varia em milissegundos) e também ao baixo custo dos componentes de controle e medição. O uso de capacitores para simular uma carga variável para o módulo fotovoltaico é comumente utilizado para traçar a curva I-V dos dispositivos fotovoltaicos e é recomendado por normas internacionais IEC (BLAESSER e ZAAIMAN, 1991 apud VASCONCELO et al., 2010). Idealmente, a carga capacitiva tem seu circuito equivalente ao mostrado na Figura 11 (a). Se o capacitor C estiver descarregado e a chave S for fechada, o gerador fotovoltaico (PV) começa a carregar o capacitor fornecendo, inicialmente, um valor de corrente igual à corrente de curto circuito. O valor dessa corrente depende das condições ambientais sobre o gerador PV (temperatura e irradiância) e a carga do capacitor deve ser rápida o suficiente para que essas condições não variem. Como mostrado na Figura 11 (b), a tensão nos terminais do capacitor tende a aumentar seu valor com o carregamento, fazendo o ponto de operação da curva I-V se deslocar desde a condição de curto (I_{sc} e $V = 0$) até a condição de circuito aberto (V_{oc} e $I = 0$), ponto no qual o capacitor está carregado. Com os dados de tensão e corrente do processo de carregamento do capacitor, é possível traçar a curva I-V do gerador PV nas condições ambientais da medida, e extrapolar essa curva para as *STC - Standard Test Conditions*.

Basicamente, existem dois tipos de testes: os testes com a irradiação solar natural, denominados de testes “*outdoor*” e os testes que utilizam simuladores solares,

denominados “indoor” (ORIEL, 2009 apud SILVA, 2013). No teste “indoor” fontes de luz são desenvolvidas e usadas para simular o sol. Nos testes “outdoor” (dependente do sol) são necessários, basicamente, circuitos eletrônicos confiáveis para medição de tensão e corrente e um registro de dados confiável (SILVA, 2013).



Fonte: Vasconcelo et al. (2010).

O tempo de carga do capacitor é de fundamental importância para a aquisição dos parâmetros elétricos, principalmente no período transitório de carga ou descarga. Assumindo que o painel fotovoltaico tenha características ideais, com a corrente de curto circuito (I_{sc}) e a tensão em circuito aberto (V_{oc}) aparecendo no mesmo instante (curva I-V com o fator de forma $FF=1$), o tempo de carga do capacitor (t_c) depende da sua capacitância, C , e dos valores instantâneos de I_{sc} e V_{oc} , como mostrados na equação (1) (MUÑOZ; LORENZO, 2006).

$$t_c = \frac{V_{oc} \times C}{I_{sc}} \quad (1)$$

Onde: t_c – Tempo de carga do capacitor

I_{sc} - Corrente de curto circuito (A)

V_{oc} - Tensão de circuito Aberto (V)

C – Capacitância (F)

Na curva I-V, com características reais, como a corrente diminui à medida que a tensão aumenta o tempo de carga é ligeiramente maior do que o calculado usando a equação anterior. No entanto, essa aproximação é mais do que suficiente para o traçado da curva I-V. Como regra geral, os tempos de carga são geralmente

escolhidos no intervalo entre 20 e 100ms (BLAESSER; MUNRO, 1995 apud MUÑOZ; LORENZO, 2006). Este intervalo de tempo relativamente curto reduz o superaquecimento e o tamanho dos componentes, tais como resistores e capacitores, e permitem supor que as condições de funcionamento dos módulos PV (irradiância e temperatura das fotocélulas) não mudem durante a varredura das medições (Curva I-V). Na prática, nem sempre é possível combinar a capacitância para a ampla gama de condições de funcionamento e as características dos geradores fotovoltaicos. Como resultado, os tempos de carregamento podem chegar a várias centenas de milissegundos, que ainda são razoáveis e não devem ser perigosos para a carga.

3.3.2 Principais parâmetros da curva I-V

Apesar da eficiência (equação 2), ser o fator que resume a maioria das características do módulo ou célula PV, é interessante estudar separadamente as características isoladas das células solares em função da sujidade. O gráfico I-V, como mostrado na Figura 12, resume as principais características das células fotovoltaicas, sejam elas do tipo PV como do tipo CPV.

$$\eta = \frac{V_m I_m}{Rad.S. \text{ Área}} \cdot 100 \quad (2)$$

Onde: η - Eficiência ou rendimento percentual

V_m - Tensão para máxima potência (V)

I_m - Corrente para máxima potência (A)

$Rad. S.$ - Radiação do Sol (W/m^2)

Área - Área da superfície das células fotovoltaicas (m^2)

O fator de forma ou fator de preenchimento - ou *fill factor* em Inglês FF (equação 3) - é uma medida de qualidade das células solares fotovoltaicas. Ele informa o quanto a curva característica I-V se aproxima de um retângulo (Figura 12).

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{sc}} \quad (3)$$

Onde: FF - Fator de forma ou Fator de preenchimento

I_{sc} - Corrente de curto circuito (A)

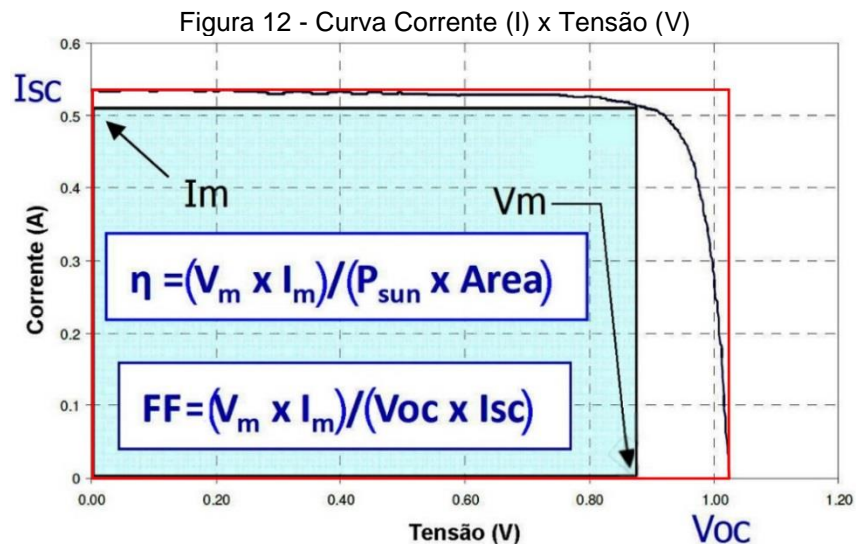
V_{oc} - Tensão de circuito Aberto (V)

A máxima potência elétrica de saída (P_m) de uma fotocélula pode ser calculada através da equação 4.

$$P_m = V_m I_m = V_{oc} I_{sc} FF \quad (4)$$

Onde: P_m : - Potência máxima (W)

Estes parâmetros deverão ser analisados objetivando comparar o módulo fotovoltaico limpo em relação às características da sujidade acrescentada.



Fonte: Timó (2012) (adaptado pelo autor).

3.3.3 Influência da irradiância solar na curva I-V

Mantida a mesma temperatura, a corrente elétrica de uma célula solar aumenta linearmente com a incidência da irradiância solar. A tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta de forma logarítmica. As equações abaixo relacionam a corrente de curto circuito (I_{sc}) e a tensão (V_{oc}) à variação da irradiação solar, a Figura 13 mostra esta condição (PINHO; GALDINO, 2014):

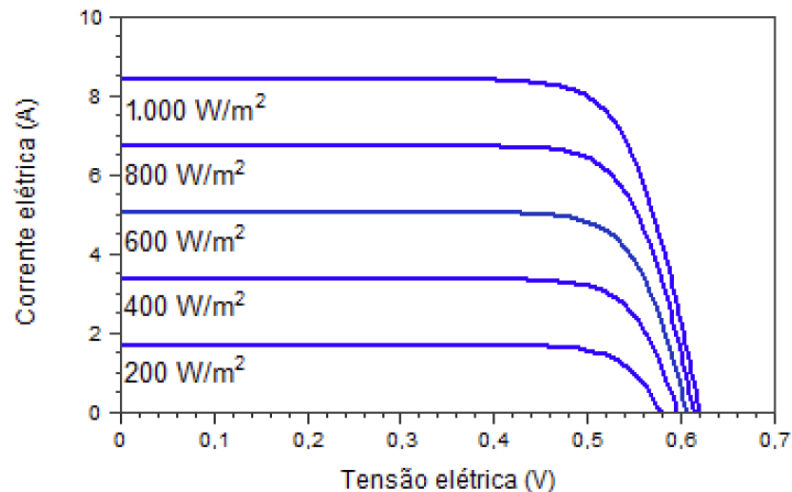
$$I_{sc} = I_{sc, stc} \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (5)$$

$$V_{oc} = \frac{k T}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (6)$$

Onde:

- I_{sc} (A) – corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e uma temperatura de 25°C ;
- $I_{sc, stc}$ (A) – corrente de curto circuito do módulo nas STC;
- STC - *Standard Test Conditions*;
- G (W/m^2) – irradiância incidente sobre o módulo;
- V_{oc} – Tensão em circuito aberto;
- I_0 – corrente de saturação;
- I_L – Corrente elétrica fotogerada;
- q – Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);
- k – Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);
- T – Temperatura absoluta (K).

Figura 13 - Variação da irradiância solar na curva característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na $T=25^{\circ}\text{C}$



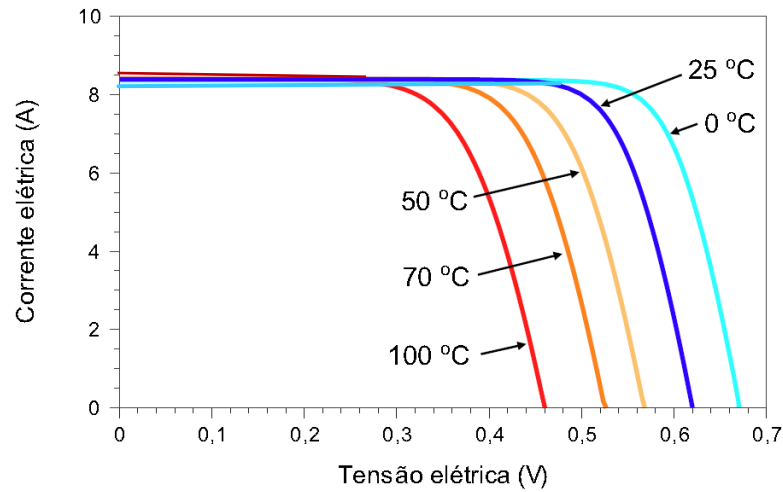
Fonte: Pinho; Galdino (2014).

3.3.4 Influência da temperatura na curva I-V

Mantendo constante a irradiância solar $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ (STC), a tensão da fotocélula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que sua corrente sofre uma elevação muito pequena. O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento da temperatura da fotocélula.

A Figura 14 mostra a variação da tensão em circuito aberto, V_{oc} de uma fotocélula, devido a variação de temperatura e conseqüentemente o deslocamento do ponto de máxima potência. Com o aumento da temperatura, V_{oc} diminui, reduzindo a eficiência da fotocélula.

Figura 14 - Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V (para irradiância de 1.000 W/m², espectro AM1,5).



Fonte: Pinho; Galdino (2014).

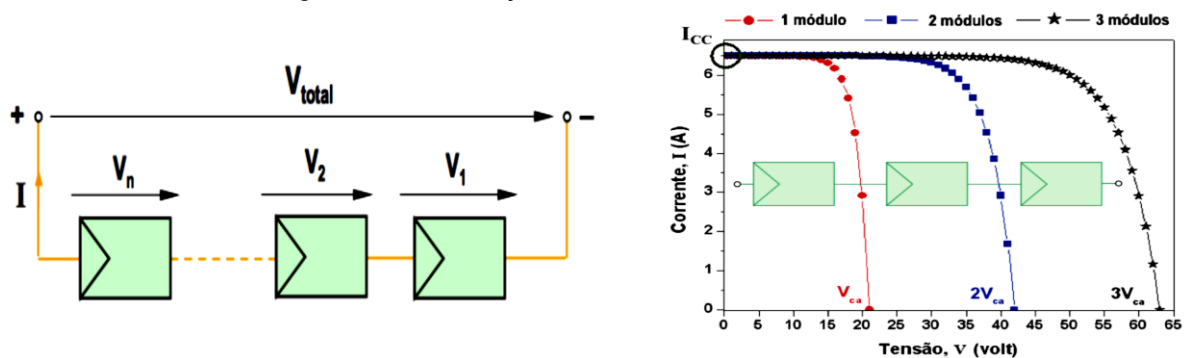
3.3.5 Associação das células em um módulo ou painéis.

As fotocélulas podem ser associadas em série, paralelo ou ainda em uma associação mista (série e paralelo) em um módulo. Os módulos fotovoltaicos devem ser interligados a fim de se conseguir aumentar a potência máxima, P_m de um painel fotovoltaico (CARNEIRO, 2010).

a) Associação série:

Na associação série, a corrente que passa pelos módulos fotovoltaicos é a mesma, mas a tensão é o somatório das tensões de cada módulo individualmente, como apresentado na Figura 15 (a) e a curva I-V correspondente (b).

Figura 15 - Associação série de módulos fotovoltaicos



a) Representação esquemática da associação em série de n módulos: $V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n$

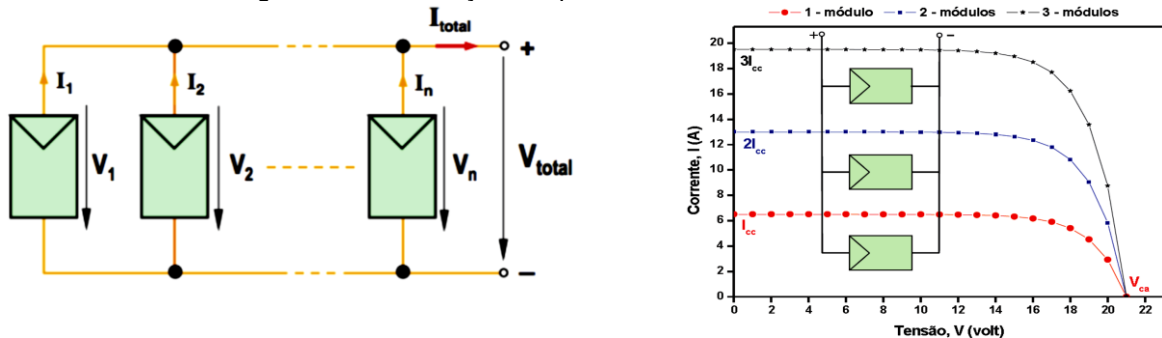
b) Representação das curvas I-V relativas à associação em série de três módulos.

Fonte: Carneiro (2010) (adaptado pelo autor).

b) Associação paralelo:

Na associação em paralelo dos módulos, a tensão final da associação é a mesma de cada módulo individualmente, mas a corrente é o somatório das correntes fornecidas por cada módulo, como mostra a Figura 16 (a) e a curva I-V correspondente (b).

Figura 16 - Associação em paralelo de módulos fotovoltaicos



a) Representação esquemática da associação em paralelo de n módulos: $I_{total}=I_1+I_2+\dots+I_n$

b) Representação das curvas I-V referentes à associação em paralelo de três módulos.

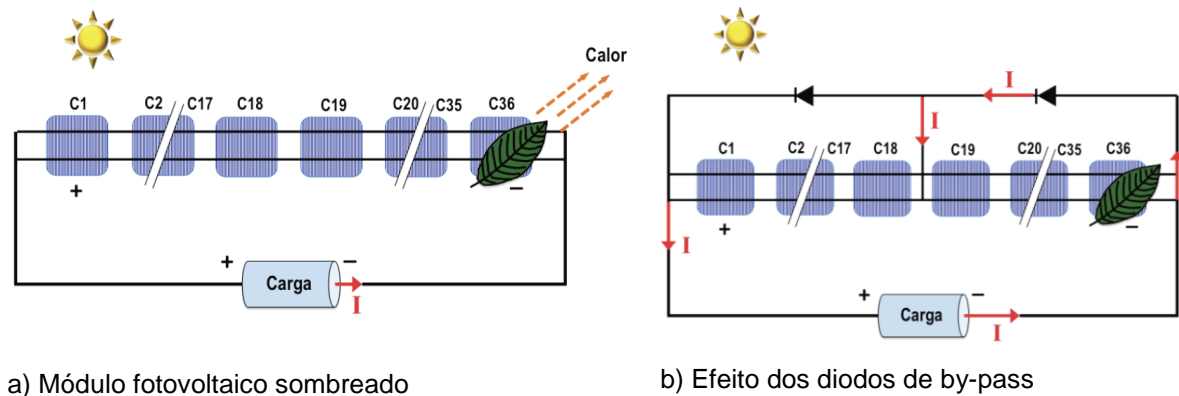
Fonte: Carneiro (2010) (adaptado pelo autor).

c) Sombreamento ou sujidade na ligação série das células fotovoltaicas.

Quando uma ou mais destas células fotovoltaicas (conectadas em série) recebe menos radiação solar do que as outras da mesma associação, sua corrente vai limitar a corrente de todo o conjunto série. Esta redução de radiação incidente pode ocorrer por um sombreamento parcial do módulo, depósito de sujeira sobre o vidro, ou algo que tenha caído sobre o módulo, dentre outras possibilidades. O efeito de redução de corrente no conjunto de células do módulo acaba sendo propagado para todos os módulos conectados em série (PINHO; GALDINO, 2014).

Para prevenir a ocorrência de pontos quentes, quando um depósito de sujeira bloqueia a incidência de luz em uma fotocélula, a corrente deve ser desviada da célula sombreada através da utilização de diodos de *by-pass*. A inclusão destes diodos impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células fotovoltaicas obscurecidas, permitindo assim que a fileira se mantenha em produção, embora com menor potência fornecida, como mostrado na Figura 17.

Figura 17 - Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos ligados em série.



a) Módulo fotovoltaico sombreado

b) Efeito dos diodos de by-pass

Fonte: Carneiro (2010) (adaptado pelo autor).

3.4 Exemplos de configurações de sistemas geradores fotovoltaicos

A Figura 18, mostra diagramas simplificados de sistemas fotovoltaicos:

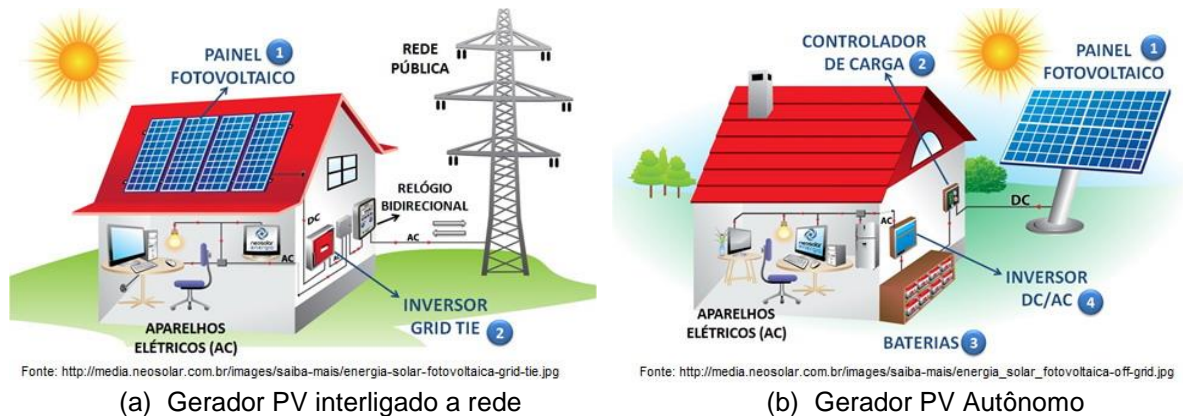
a) Interligado à rede elétrica - *Grid-tie*:

Os sistemas fotovoltaicos de conexão à rede são caracterizados por estarem integrados à rede elétrica que abastece a população. Diferente dos sistemas isolados, que atendem a um propósito específico e local, estes sistemas também são capazes de abastecer a rede elétrica com energia que pode ser utilizada por qualquer consumidor da rede.

b) Com funcionamento autônomo – *Off-grid*:

Os sistemas isolados ou autônomos para geração de energia solar fotovoltaica são caracterizados por não se conectar à rede elétrica. O sistema abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia e são geralmente construídos com um propósito local e específico. Esta solução é bastante utilizada em locais remotos, já que muitas vezes é o modo mais econômico e prático de se obter energia elétrica nestes lugares. Exemplos de uso são sistemas de bombeamento de água, eletrificação de cercas, geladeiras para armazenar vacinas, postes de luz, estações replicadoras de sinal, etc.

Figura 18 - Diagramas simplificados de um sistema fotovoltaico.



Fonte: Neosolar Energia (2015).

3.5 Radiação Solar

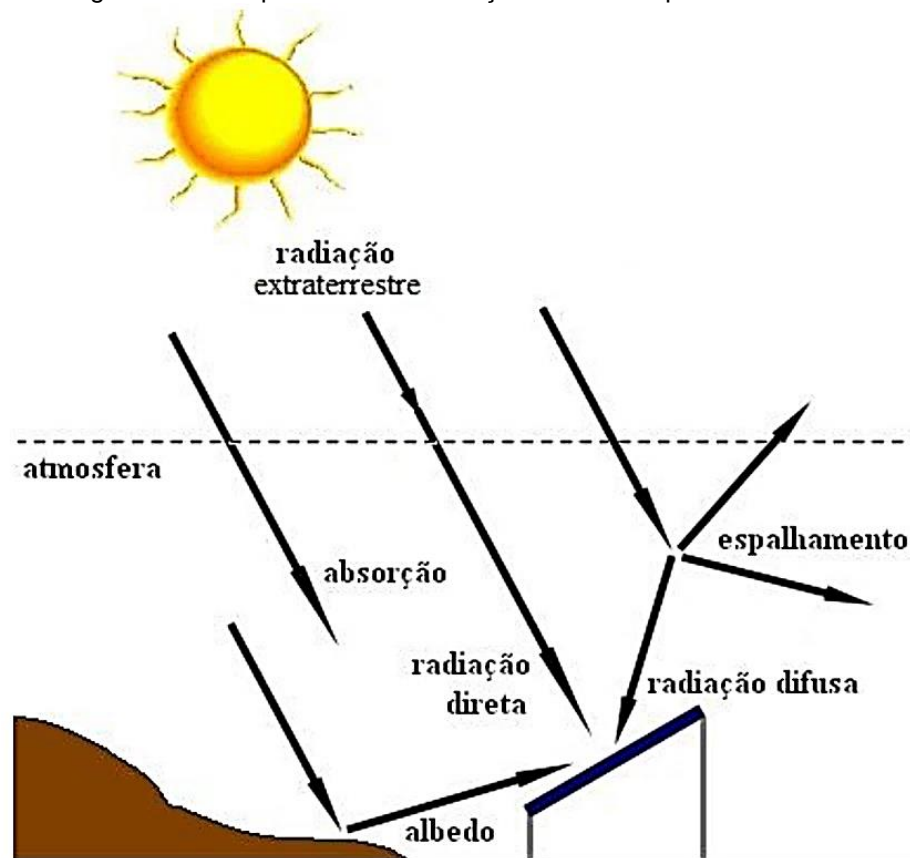
O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência, quando é especificamente denominado de irradiância solar (W/m^2), ou em termos de energia por unidade de área, denominado, então, de irradiação solar (Wh/m^2) (PINHO; GALDINO, 2014).

A radiação solar que atinge a superfície terrestre encontra-se dividida em duas componentes: difusa e direta. A radiação difusa é decorrente dos processos de espalhamento da radiação solar na atmosfera e, portanto, é oriunda de todas as direções do céu. A radiação direta é a componente que atinge a superfície e não sofre interações com a atmosfera. A soma das duas componentes resulta na radiação global (THAIS, 2009).

Antes de atingir o solo, as características da radiação solar (intensidade, distribuição espectral e angular) são afetadas por interações com a atmosfera, devidas aos efeitos de absorção e espalhamento como mostra a Figura 19. Estas alterações são dependentes da espessura da camada atmosférica, também identificada por AM, e portanto, do ângulo zenital do sol (inclinação do módulo), da distância Terra-Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas. A superfície do módulo solar deve estar limpa o suficiente para não comprometer ainda mais a absorção dos raios solares.

As perdas do fluxo de potência entre o espectro da irradiância incidente no topo da atmosfera e o espectro da irradiância global que atinge a superfície inclinada citada são de aproximadamente 27%, resultando em cerca de 1.000W/m^2 incidentes sobre a referida superfície, cabendo ressaltar que este nível de irradiância é considerado como valor padrão para a especificação da potência nominal incidente (potência de entrada) em uma célula ou de um módulo fotovoltaico.

Figura 19 - Componentes da Radiação solar na superfície terrestre

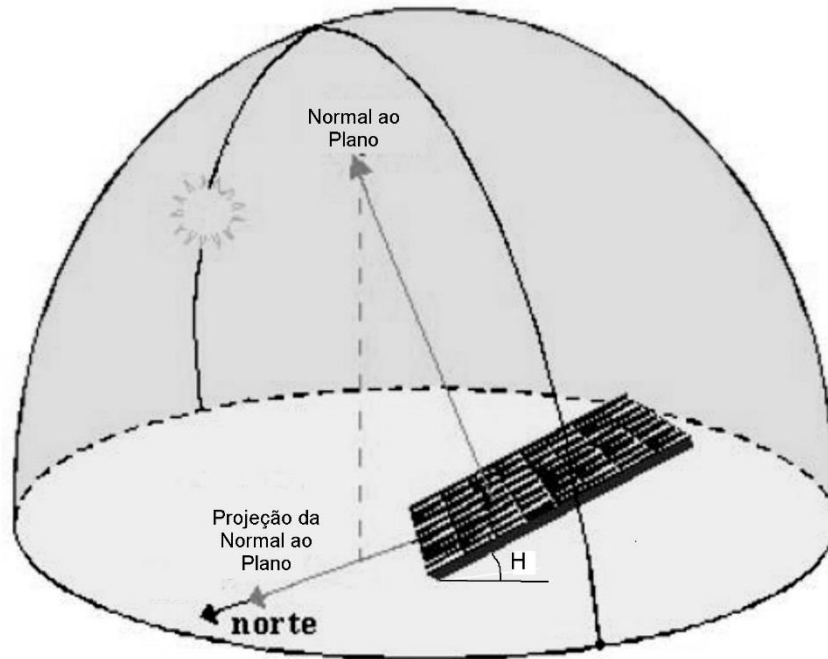


Fonte: Pinho et al., 2008 apud Pinho; Galdino (2014).

3.6 Posicionamento dos módulos fotovoltaicos

Em geral, para uma operação adequada e eficiente, os módulos devem estar orientados em direção à linha do equador. Nas instalações localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve estar orientada em direção ao Norte geográfico e o ângulo H , ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal como indicado na Figura 20. (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 20 - Orientação da face dos módulos fotovoltaicos e o ângulo de inclinação H.



Fonte: Pinho; Galdino (2014) (adaptado pelo autor).

Os dados da Figura 21 mostram a irradiação solar diária média mensal ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$) para todos os meses do ano, da cidade de Belo Horizonte, MG, Brasil. Adicionalmente são mostrados o valor da menor irradiação diária média mensal (**Mínimo**), da maior irradiação diária média mensal (**Máximo**), da irradiação diária média anual (**Média**) e da diferença entre a máxima e a mínima (**Delta**). A inclinação fornece o ângulo H mais adequado.

Os valores de irradiação solar são apenas orientações para auxiliar no dimensionamento do sistema fotovoltaico, pois são valores consolidados de um histórico de medições que varia ao longo dos anos. O valor de irradiação solar depende da localidade onde se deseja instalar o sistema. Os três conjuntos de valores mostram as irradiações diárias médias mensais para as três inclinações: Latitude, Maior Média e Maior Mínimo, sendo que se aplicam as seguintes observações:

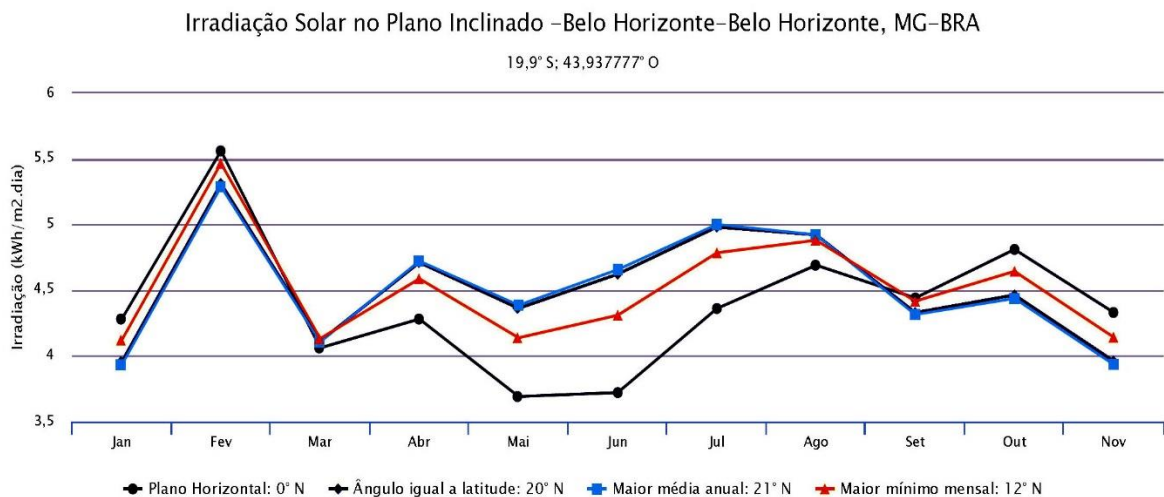
- Os ângulos de inclinações são arredondados para valores inteiros de graus, em função da precisão dos instrumentos de medição da inclinação usados para instalação de sistemas fotovoltaicos em campo, chamados de goniômetro, que costumam apresentar erros da ordem de alguns graus;

- O valor mínimo de inclinação admitido é de 10°, pois o CEPEL não recomenda a instalação de painéis fotovoltaicos com inclinação inferior a esta para evitar o acúmulo de água e sujeira;
- O ângulo de inclinação H, buscado por cada um dos critérios de Latitude, Maior Média e Maior Mínimo, é calculado no intervalo de: $Latitude - 20^\circ \leq H \leq Latitude + 20^\circ$, com passos de 1 grau (ângulo H na Figura 20);
- As orientações dos módulos fotovoltaicos são também dadas, sendo admitidas somente orientação na direção Norte (indicado por N) ou na direção Sul (indicado por S).

Figura 21 - Irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia) para todos os meses do ano, da cidade de Belo Horizonte

Estação: Belo Horizonte
Município: Belo Horizonte, MG - BRA
Latitude: 19,9° S
Longitude: 43,937777° O
Distância do ponto de ref. (19,920833° S; 43,937778° O): 2,3 km

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Plano Horizontal	0° N	4,28	5,56	4,06	4,28	3,69	3,72	3,97	4,36	4,69	4,44	4,81	4,33	4,35	1,87
Ângulo igual a latitude	20° N	3,96	5,31	4,11	4,71	4,36	4,62	4,86	4,98	4,92	4,33	4,46	3,96	4,55	1,36
Maior média anual	21° N	3,93	5,29	4,10	4,72	4,38	4,66	4,90	5,00	4,92	4,31	4,44	3,93	4,55	1,36
Maior mínimo mensal	12° N	4,12	5,47	4,13	4,59	4,14	4,31	4,56	4,78	4,88	4,42	4,64	4,14	4,51	1,35



Fonte: CRESESB (2006).

3.7 Normatização

Numa economia onde a competitividade é acirrada e onde as exigências são cada vez maiores, a normatização é utilizada cada vez mais como um meio para se obter um produto final com características semelhantes, comprovando sua qualidade através de ensaios padronizados.

3.7.1 Condição padrão (STC) - IEC 61215

A condição padrão (STC - definida pela norma IEC 61215) para se obter as curvas características dos módulos é definida para radiação solar de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C na célula e com uma distribuição espectral conhecida como massa de ar 1,5 (AM 1,5). Os parâmetros a serem especificados são os seguintes: potência máxima (Pm), corrente na potência máxima (Im), tensão na potência máxima (Vm), corrente de curto circuito (Isc), Tensão em circuito aberto (Voc) e eficiência do módulo (η).

Uma vez que as condições-padrão de ensaio (STC) não representam, na maioria dos casos, condições operacionais reais, as normas definem uma temperatura nominal para a operação das células nos módulos, na qual as características elétricas podem se aproximar mais das características efetivas verificadas em campo. Cada módulo tem uma temperatura nominal para suas células, que é obtida quando o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800W/m^2 em um ambiente com temperatura do ar a 20°C e sofrendo ação de vento incidindo com velocidade de 1 m/s . Esta temperatura também é muitas vezes encontrada nas folhas de dados técnicos dos módulos, normalmente identificada pela sigla NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) e geralmente está entre 40 e 50°C . A NOCT está ligada às propriedades térmicas e ópticas nos materiais empregados na construção do módulo. Supondo módulos de mesmos coeficientes de temperatura (α , β e γ), aquele que tiver a menor NOCT terá o melhor desempenho em campo, pois terá menos perdas relacionadas à temperatura (PINHO; GALDINO, 2014).

3.7.2 Normas - INMETRO

Foi criado em 2002 o Grupo de Trabalho de Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (GT-FOT) do Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) do Instituto Nacional de Metrologia, Normatização e Qualidade Industrial (INMETRO), conforme exemplo da Figura 22. O objetivo do grupo é o de estabelecer um sistema de aferição e medição/controlado dos equipamentos de um sistema fotovoltaico. O INMETRO verifica se as informações do fabricante condizem com testes e procedimentos realizados por laboratórios credenciados, baseados em Normas Brasileiras ou Internacionais pertinentes. A partir daí, informa, através da ENCE (Etiqueta Nacional

de Conservação de Energia) a eficiência energética e/ou desempenho daquele produto ao consumidor (RAMOS, 2006).

A Portaria nº 004 do INMETRO de 04 de janeiro de 2011 - MÓDULOS FOTOVOLTAICOS apresenta os procedimentos para os ensaios de módulos fotovoltaicos de silício cristalino (mono-Si ou multi-Si) e filmes finos dentro do escopo do Programa Brasileiro de Etiquetagem do Inmetro.

Figura 22 - Eficiência energética - Sistema de energia fotovoltaica - módulos - Edição 05/2015

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	CLASSES	ÍNDICE DE MÓDULO		SILÍCIO CRISTALINO		FILMES FINOS	
		SILÍCIO CRISTALINO	FILMES FINO	TOTAL	%	TOTAL	%
Mais eficiente	A	EE > 13,5	EE > 9,5	228	75,7	7	41,17647059
	B	13,5 >= EE > 13,0	9,5 >= EE > 7,5	24	8,0	3	17,6
	C	13,0 >= EE > 12,0	7,5 >= EE > 6,5	23	7,6	0	0
	D	12,0 >= EE > 11,0	6,5 >= EE > 5,5	7	2,3	3	17,64705882
Menos eficiente	E	EE < 11,0	EE < 5,5	19	6,3	4	23,5
				301	100	17	100

Fonte: INMETRO (2011).

As normas para ensaios dos módulos fotovoltaicos são indicadas a seguir (INMETRO, 2011):

- IEC 61215 - *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval*
- IEC 61646 - *Thin-film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval*

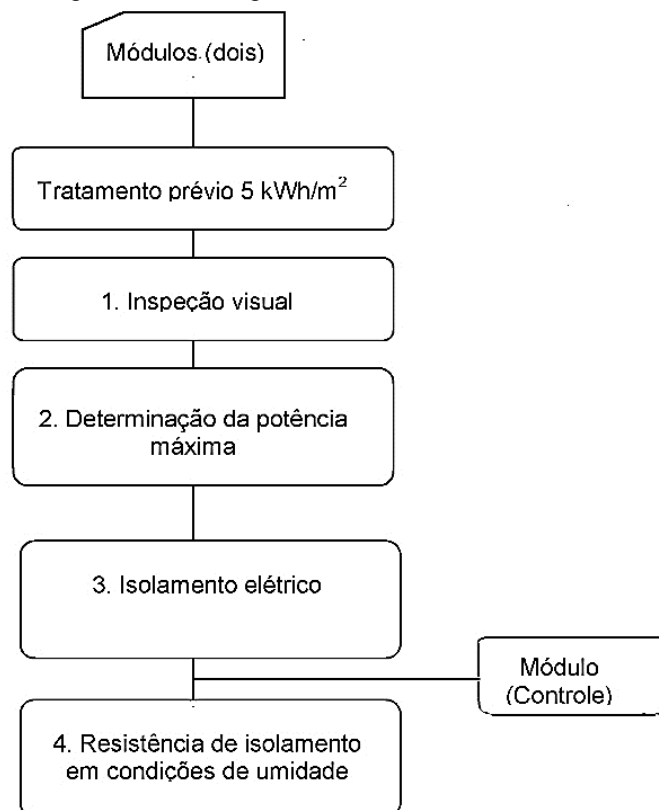
A Figura 23 apresenta o fluxograma do ensaio, baseado nas normas internacionais IEC 61215 (*International Electrotechnical Commission*) - *Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules - Design Qualification and Type Approval* e IEC 61646 - *Thin-film Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Design Qualification and Type Approval*.

O módulo fotovoltaico é considerado aprovado nos respectivos ensaios se não houver evidência visual de um defeito importante, e se a potência máxima estiver entre -5% e 10% da potência indicada na planilha de especificação técnica, PET, apresentada pelo fabricante/fornecedor (INMETRO, 2011).

Para a execução dos ensaios previstos é necessária uma amostra de 2 módulos fotovoltaicos (mesmo modelo e características). O fornecedor é responsável pelo envio das amostras ao laboratório acreditado e/ou designado que irá efetuar os ensaios (INMETRO, 2011).

Como mostrado no fluxograma da Figura 23, os dois módulos serão submetidos aos seguintes testes: tratamento prévio de 5kWh/m², inspeção visual (conforme item 10.1 da norma IEC 61215) e determinação da potência máxima (conforme item 10.2 da norma IEC 61215). Verifica-se o isolamento elétrico entre os terminais elétricos (positivo e negativo) do módulo e sua moldura metálica sendo efetuado exatamente conforme especificado no item 10.3 da norma IEC 61215. A partir da conclusão desses testes um módulo será submetido ao ensaio de isolamento em condições de umidade (conforme item 10.15 da norma IEC 61215) e o outro será mantido como unidade de controle (INMETRO, 2011).

Figura 23 - Fluxograma de ensaios dos módulos



Fonte: INMETRO (2011).

3.8 Efeito *Soiling* – Sujidade

A saída de potência fornecida a partir de um módulo fotovoltaico, depende fortemente da quantidade de irradiação que atinge as células solares. Muitos fatores determinam a saída ideal ou o rendimento ideal em um módulo fotovoltaico. No entanto, o meio ambiente é um dos parâmetros que afeta diretamente o desempenho das fotocélulas. A compreensão dos efeitos de desempenho e mitigação de perda de energia devido à sujidade em um painel solar se relacionam diretamente com as características elétricas do módulo PV (tensão e corrente) e como são afetadas pela sujidade (MAGHAMI et al., 2016).

Conforme citado por Shirakawa et al. (2015), módulos fotovoltaicos (PVs) cobertos por biofilme (SAB), mostraram reduções significativas de potência (P_m) ($6,96 \pm 0,77\%$) depois de 6 meses de exposição. Este percentual não mudou em 12 meses ($6,75 \pm 1,02\%$), mas após 18 meses, aumentou para ($11,12 \pm 1,03\%$). O estudo foi realizado, nas condições STC, na Universidade de São Paulo (USP) no *Institute of Energy and Environment* (IEE), na cidade de São Paulo – Brasil.

O fornecimento de energia tendo como origem um sistema de energia solar, seja ele plano (PV) ou utilizando sistemas óticos concentradores (CPV ou CSP) são geralmente associados com a irradiância disponível do sol e o espectro da luz emitida, bem como uma variedade de fatores ambientais, climáticos, sistemas inerentes e a performance de componentes. Para que o desempenho do sistema de energia solar atingisse sua atual posição de credibilidade, uma quantidade substancial de tempo e dinheiro foram investidos visando desta forma assegurar aos componentes do sistema razoável confiabilidade. No entanto, muito menos tempo e dinheiro foram disponibilizados para abordar fatores externos que podem ser um obstáculo para implantação da tecnologia. Um dos problemas externos não considerados na implantação e operação da maioria dos sistemas solares é o impacto da sedimentação, como partículas de poeira ou sujeira, em superfícies expostas ou intermediárias (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

Um dos principais desafios do bom funcionamento dos sistemas planos (PV) ou concentradores CPV é o efeito *soiling* que é a poluição, a poeira e outros efeitos de

particulados, que reduzem com o tempo, a transparência dos módulos fotovoltaicos e, conseqüentemente, seu desempenho. Como os módulos CPV utilizam sistemas ópticos (como lentes) para coletar a luz do sol direta, e o acúmulo de sujidades nos módulos de vidro aumenta a quantidade de luz espalhada, o efeito *soiling* é particularmente grave. Se comparado aos módulos PVs, a tecnologia que utiliza concentradores (CPV) é mais afetada pelo efeito *soiling* (VIVAR et al., 2008).

Usinas de energia solar de grande porte são geralmente localizadas em terras semiáridas e deserto, onde a luz do sol é abundante e está disponível para a conversão de energia solar. Estas plantas, no entanto, sofrem com fatores de degradação ambiental tais como temperatura ambiente elevada e alta concentração de poeira atmosférica. O comprometimento do desempenho dos coletores solares causado por sujidade resulta em uma perda considerável de eficiência de energia em todas as usinas de energia solar do mundo. A acumulação de poeira e outras partículas em coletores solares provoca perda de transmissão. Isto é verdade em relação a perdas de transmissão em sistemas de concentração fotovoltaicos (CPV) e sistemas fotovoltaicos planos (PV) e para perdas de reflexão em sistemas de energia solar concentrada (CSP) (SAYYAH; HORENSTEIN; MAZUMDER, 2014).

3.8.1 Características da sujidade relacionadas a módulos fotovoltaicos

A sujidade no contexto deste trabalho é resultante da deposição de partículas, bem como do crescimento microbiano (SHIRAKAWA et al., 2015).

De maneira geral, a sujeira é um residual de compostos inorgânicos presentes em poeira, pólen de plantas, carbono amorfo resultante de queima de combustíveis e vegetação, resíduos oleosos oriundos de processos produtivos e tráfego de veículos.

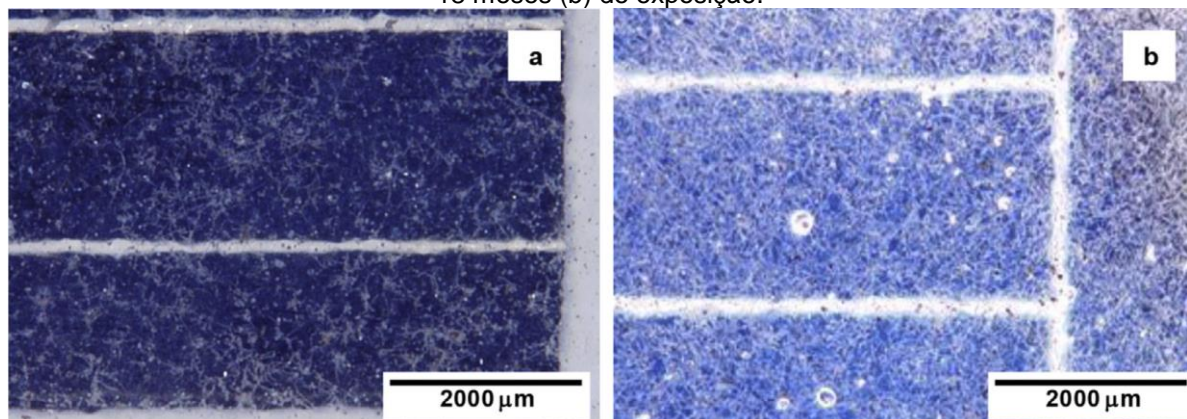
Poeira é um termo geral para qualquer partícula menor que 500 µm de diâmetro, que é 10 vezes o diâmetro de um cabelo humano. Pode incluir pequenas quantidades de pólen (vegetação, fungos, bactérias), dejetos humano/animal, células, fibras de cabelo, tapetes e têxteis (às vezes denominadas microfibras) e, mais comumente, minerais tais como areia, argila ou calcário (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

É reconhecido que os microrganismos são incluídos nesta "poeira", mas até agora eles não têm sido caracterizados. A deposição de partículas de 0,5 a 10 micrometro de tamanho tende a reduzir a intensidade da irradiação solar, atingindo as células mais rapidamente do que as partículas maiores (EL-SHOBOKSHY; HUSSEIN, 1993) e a precipitação tem pouco ou nenhum efeito de limpeza em pequenas partículas de 2 a 10 μm (APPELS et al., 2013). Como essas dimensões refletem exatamente os tamanhos de células microbianas, biofilmes subaéreos são susceptíveis de desempenhar um papel extremamente importante na redução da produtividade dos sistemas fotovoltaicos por espalhamento de luz ou efeitos de absorção (SHIRAKAWA et al., 2015).

Sujidade atmosférica (aerossóis) é atribuída a várias fontes, tais como elementos de solo levantados pelo vento (poeira eólica), erupções vulcânicas, movimento de veículo e poluição. O tamanho de partícula, constituintes e forma da sujidade variam de região para região em todo o mundo (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

Biofilmes formados em painéis solares, como mostra a Figura 24, podem impactar na eficiência tanto por absorvência como por difusão da luz (NOACK-SCHONMANN et al., 2014) e diretamente, acelerar o acúmulo de partículas em suspensão, agindo como uma matriz de absorção (GORBUSHINA, 2007 apud SHIRAKAWA et al., 2015). A cor mais pálida da superfície na Figura 24 (b) é devido ao aumento do biofilme na cobertura do módulo em relação a Figura 24 (a) (SHIRAKAWA et al., 2015).

Figura 24 - Microscópio Hirox: imagens de baixa potência da superfície de PVs após 12 meses (a) e 18 meses (b) de exposição.



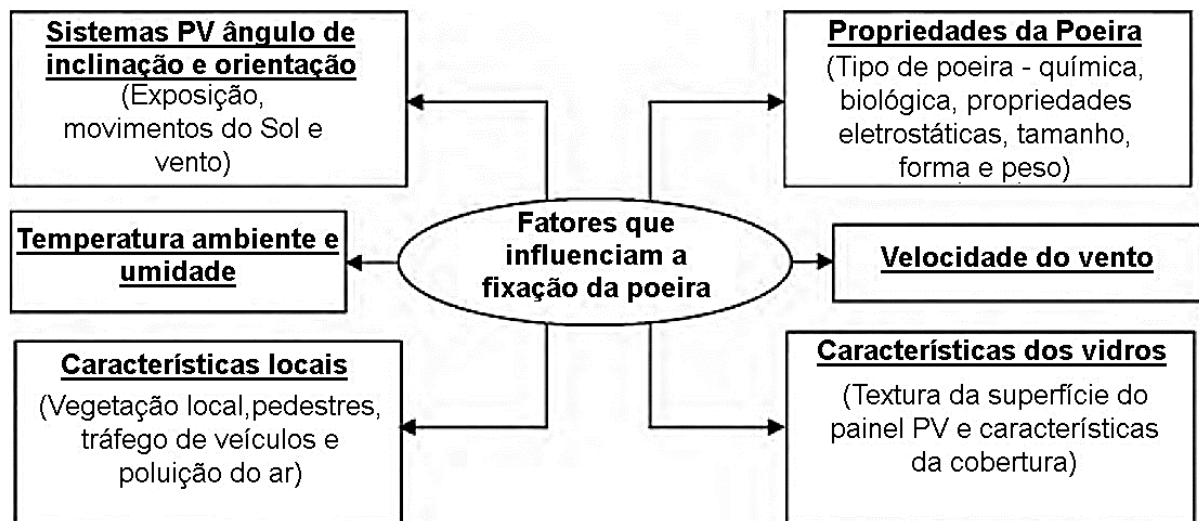
Fonte: Shirakawa et al. (2015).

3.8.2 Fatores de Influência relativos a sujidade

Importantes características do pó são tipicamente: tamanho e distribuição, densidade, forma, composição química, carga e capacidade de adesão. Condições ambientais importantes que se relacionam com estas características são: umidade, vento (variação na direção, velocidade) e variações do tempo de exposição (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

De acordo com Mani (2010), as características do assentamento de poeira em sistemas fotovoltaicos são ditadas por dois fatores principais que se influenciam mutuamente: a propriedade da poeira e do ambiente local. O ambiente local é composto por fatores específicos do lugar, influenciados pela natureza das atividades (humanas) prevalentes, construindo características no ambiente (acabamentos superficiais, orientação e altura de instalação), características ambientais (tipo de vegetação) e as condições meteorológicas. A propriedade do pó (tipo-químico, biológica e propriedade eletrostática, tamanho, forma e peso) é tão importante quanto sua acumulação/agregação como mostra a Figura 25.

Figura 25 - Fatores que influenciam a fixação da poeira



Fonte: Mani; Pillai (2010) (Traduzido pelo autor).

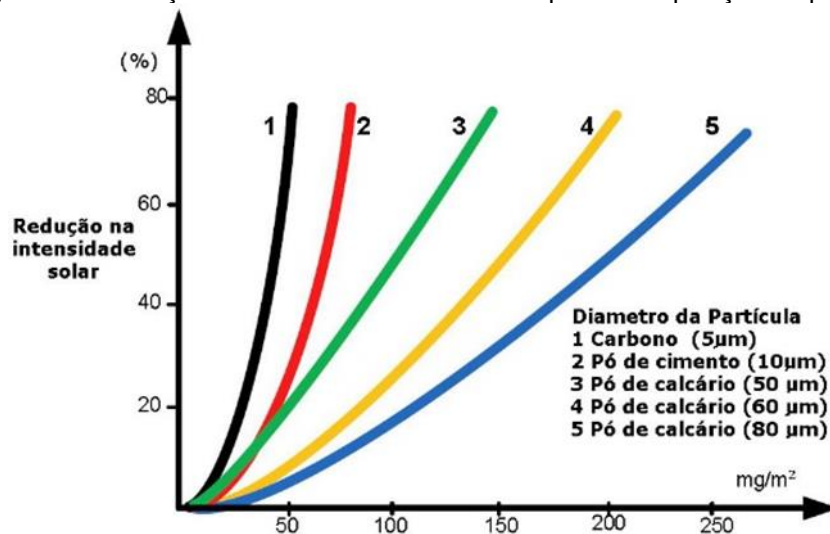
3.8.2.1 NATUREZA QUÍMICA, MINERALÓGICA.

El-Shobokshy e Hussein (1993) são creditados como pioneiros em um estudo abrangente sobre o impacto da poeira sobre o desempenho das células PV. Em um estudo de laboratório, El-Shobokshy e Hussein (1993) cobriram superfícies PV com

tipos diferentes de pó (ou seja, calcário, cimento, carbono) e mediram a saída de energia elétrica das células sob condições diferentes. O estudo incluiu investigações sobre as propriedades físicas da densidade de acumulação e deposição de poeira em seu impacto sobre parâmetros degradantes da eficiência PV. O experimento foi inteiramente simulado com pó artificial (incluindo partículas de calcário, cimento e carbono) e lâmpadas de halogêneo. Mantendo a intensidade solar (luz) constante e variando as diferentes densidades de poeira, o teste foi repetido várias vezes (EL-SHOBOKSHY; HUSSEIN,1993). A Figura 26 mostra alguns resultados.

A partir da Figura 26 é possível verificar que a composição, bem como a granulometria das partículas de poeira influenciam diferentemente na transmitância da luz no vidro. A deposição de carbono foi o pior resultado. Quantidades bem pequenas de carbono podem reduzir a transmitância do vidro de forma muito significativa.

Figura 26 - Redução da intensidade Solar em resposta a deposição de poeira



Fonte: El-Shobokshy; Hussein (1993) (adaptado pelo autor).

3.8.2.2. TAMANHO DE PARTÍCULA E DISTRIBUIÇÃO GRANULOMÉTRICA.

A densidade de deposição de poeira foi determinada com precisão para cada experimento, e as partículas mais finas do mesmo material reduziram a performance com mais intensidade (ver na Figura 26 – curvas 3, 4 e 5). Observa-se também que as partículas de carbono fino (5µm) apresentaram o maior efeito na redução da eficiência do PV (EL-SHOBOKSHY; HUSSEIN,1993).

El-Shobokshy e Hussein (1993) também observaram que as partículas de carbono estando presentes com partículas de óleo formam o pior contaminante na superfície, influenciando a potência de saída nos módulos PV negativamente.

Goossens et al. (2010) estudaram a influência das características de velocidade e orientação de vento em um sistema PV na deposição de poeira. O túnel de vento para estudo teve como base as simulações e investigações de campo experimentais no deserto de Negev (Israel) para vários regimes de vento e orientação do sistema. Para um sistema PV inclinado em 45° com espelhos (no leste e oeste), o estudo de simulação para o setor de vento (SW 108E 108W – N), em todas as direções de vento, indicou um aumento geral na deposição de poeira com aumento da velocidade do vento. No entanto, a deposição de poeira em relação ao solo (elevação) diminuiu com o aumento da velocidade de vento (GOOSSENS et al, 1993. apud MANI; PILLAI, 2010).

3.8.2.3 *TEMPO DE EXPOSIÇÃO*

Durante os últimos 70 anos de pesquisa solar, a grande maioria dos estudos foram observações do desempenho reduzido (por exemplo, redução do poder de um módulo de PV) devido ao acúmulo de poeira e relacionadas a fatores ambientais em função do tempo de exposição em um lugar de teste específico ou instalação (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

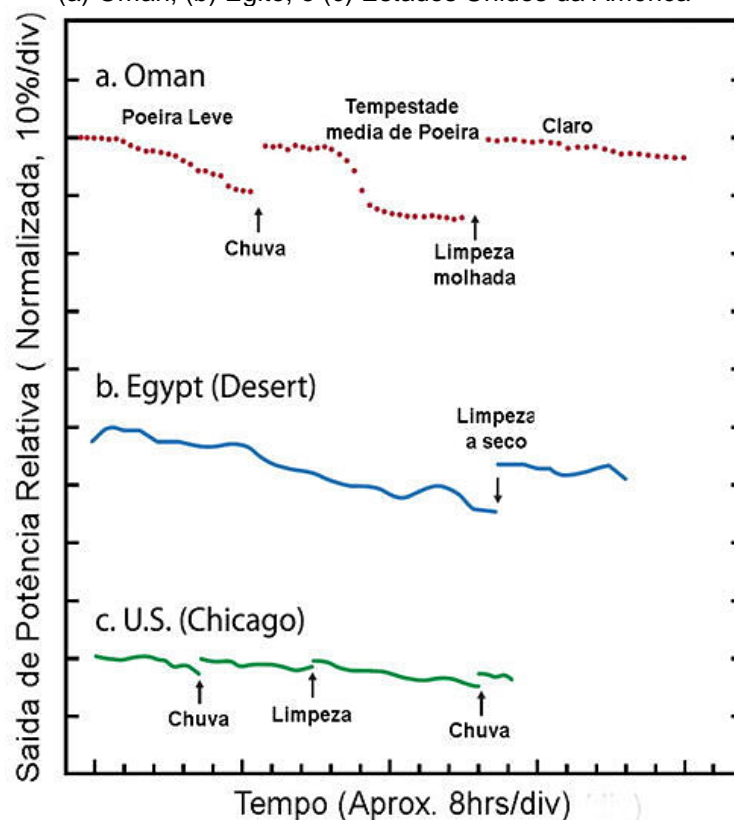
Não há grupos que relataram um efeito benéfico da poeira em seus dispositivos solares. Baseado na degradação observada dependente do tempo, muitos autores criaram um fator de correção ou de uma diretriz para a frequência de limpeza. Há algumas críticas sobre a aplicabilidade geral de tais conclusões, porque o acúmulo de poeira ocorre em taxas diferentes em diferentes partes do mundo. Muitos desses experimentos têm resultados contraditórios. Além disso, um número significativo destes resultados é apresentado em função do tempo, mas sem nenhuma avaliação das densidades de poeira depositadas ou qualquer outra análise de partículas. No entanto, estes relatórios históricos (muitas vezes pioneiros) são ainda úteis na demonstração de variações em condições de poeira e os efeitos em várias regiões do mundo. Eles fornecem uma base para avaliações mais avançadas (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

3.8.3 Influência do clima e localização.

O comportamento de deposição e as taxas de acumulação podem variar drasticamente em diferentes localidades. Esses fatores são baseados sobre a geografia, clima e urbanização de uma região.

A tecnologia solar foi também emergente em partes do mundo onde a poeira (areia x sujeira) era um fator mais significativo. Estas áreas incluíam o Oriente Médio, norte da África e Ásia, onde os ambientes áridos, ventosos e empoeirados exacerbam o problema. Nessas áreas, estudos têm mostrado que algumas horas de exposição podem causar a mesma redução no desempenho observado durante meses em climas os mais temperados e tropicais (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013). A Figura 27 apresenta um exemplo comparativo, com desempenho típico em função do tempo para um módulo de PV nos Estados Unidos, Omã e Egito. Vários estudos mostram grandes variações de desempenho de local para local em função do tempo de exposição.

Figura 27 - Comparação do desempenho de módulo PV sob várias condições de poeira e umidade:
(a) Omã, (b) Egito, e (c) Estados Unidos da América



Fonte: Sarver; Al-Qaraghuli; Kazmerski (2013) (adaptado pelo autor).

3.8.4 Efeito *Soiling* - PV e CPV

Alguns trabalhos estão resumidos na Tabela 1. Os três primeiros correspondem aos módulos de PV estáticos com um ângulo de 30°. Os dois últimos estão relacionados com amostras de vidro que foram expostas a fim de testar a degradação da transmitância (VIVAR et al., 2008).

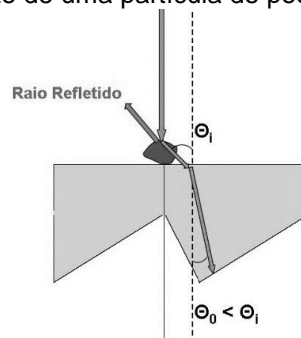
Tabela 1: Trabalhos anteriores sobre sujidade - módulos fotovoltaicos planos

Referência	Tipo	Perda Max. [%]	Ângulo	Período sem Limpeza
Becker 1996	Módulo PV	6	30	4 anos
Hammond 1997	Módulo PV	7,7	34	5 anos
Haeberlin 1998	Módulo PV	10	30	4 anos
Hegazy 2001	Amostra de vidro	17- Transm.	30	1 mês
Elminir 2006	Amostra de vidro	18- Transm.	30	1 Mês

Fonte: Vivar et al. (2008).

A principal diferença dos sistemas de concentração fotovoltaico (CPV), quando comparado com painéis planos, é que eles usam sistemas ópticos para coletar a radiação solar direta e concentrá-la em seguida até a célula solar. Este sistema óptico pode ser adversamente afetado pela sujidade. Nestes sistemas, radiação direta que não esteja dentro do ângulo de aceitação do sistema óptico é perdida porque o concentrador não é capaz de coletar a radiação solar difusa e dispersa (VIVAR et al., 2008). Conforme a Figura 28.

Figura 28 - Efeito de uma partícula de poeira em uma lente



Fonte: Vivar et al. (2008).

No Instituto de Energia Solar - *Universidad Politécnica de Madrid* (IES-UPM), localizado na cidade de Madrid, Espanha, foi realizado um experimento simples a fim

de encontrar alguma informação sobre a questão da sujidade e o tipo de painel solar (com e sem lentes concentradoras). Cinco sistemas de concentradores (CPV) de diferentes tecnologias e uma placa plana (PV) foram comparados. Os cinco sistemas de concentração utilizados foram o Archimedes 2X e Archimedes 10X de ZSW (Alemanha), Euclides 20X e Euclides 40X da IES-UPM e um sistema baseado em lentes de Fresnel 300X. As características óticas de cada sistema podem ser vistas na Tabela 2 (VIVAR et al., 2008).

Tabela 2: Características óticas de cada sistema

Sistema	Coletor	Tipo	Proporção geométrica da concentração
Archimedes 2X	Espelho de vidro	Linear	2X
Archimedes 10X	Filme refletor de Al	Linear	10X
Euclides 20X	Vidro curvo, 2ª superfície	Linear	20X
Euclides 40X	Vidro curvo, 2ª superfície	Linear	40X
Fresnel 300X	PMMA acrílico. Lente + pirâmide reflexiva	Ponto de foco	300X

Fonte: Vivar et al. (2008).

Depois de 4 meses, um teste foi realizado para coleta de dados. Neste caso, todos os sistemas instalados no campus do Instituto de Energia Solar - *Universidad Politécnica de Madrid* foram medidos. Os resultados são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3: Resultado mar. 2008

Sistema	Isc antes de limpo [A]	Isc depois de limpo [A]	Incremento [%]
Painel plano – (PV)	2.87	2.90	1.2
Archimedes 2X	21.46	23.32	8.0
Archimedes 10X	10.70	12.66	15.5
Euclides 40X	22.14	30.00	26.2
Euclides 20X	9.70	12.63	23.2
Fresnel Module 300X	3.94	4.49	12.3

Fonte: Vivar et al. (2008).

Sistemas CPV mostram um aumento significativo do Isc (corrente de curto circuito) após a limpeza em comparação com o módulo plano. Nota-se que o sistema CPV Euclides foi o mais sensível à sujidade. Nota-se que o incremento da Isc do módulo plano após limpeza foi de apenas 1,2% enquanto o menor incremento da Isc no sistema CPV foi o Archimedes 2X com 8%. O incremento da Isc do módulo Fresnel

foi de 12,3%, mas seu poder de concentração é de 300X, demonstrando a melhor performance entre os CPV.

Sistemas CPV parecem ser mais sensíveis à sujidade que placas planas (PV). Depois de testes, pode-se ver que as perdas do Isc (CPV) podem atingir valores de até 26,2% quando o sistema estiver sujo, impactando em sua eficiência.

3.8.5 Tratamento de superfície – Efeito autolimpantes.

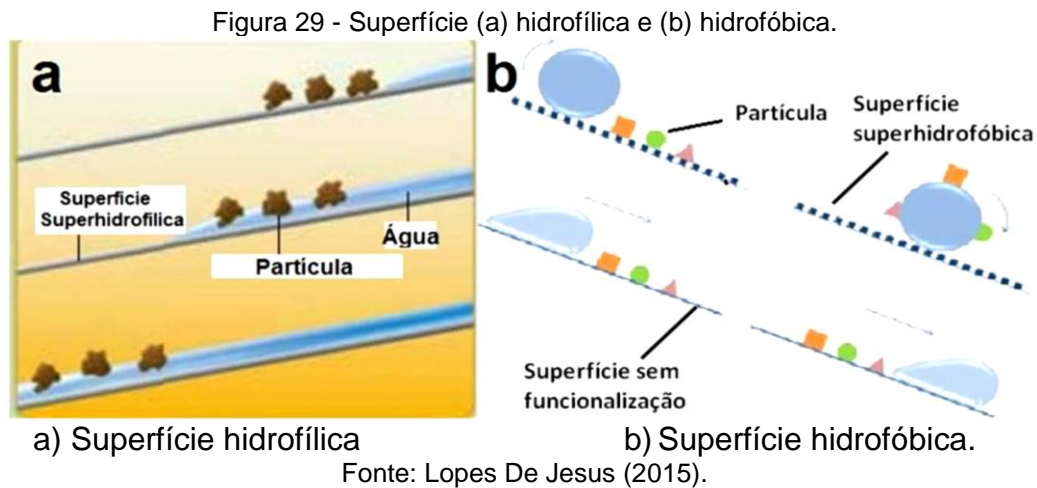
Abordagens preventivas incluem ambos os métodos passivos (que usam revestimentos que impedem a fixação do pó) e métodos ativos (que na verdade repelem as partículas de poeira carregada). Todos estes métodos são certamente de “elevada tecnologia” e o progresso continua com entradas substanciais da ciência dos materiais, química, física e engenharia de comunidades de investigação. Na área de revestimentos, desenvolvimentos recentes com materiais (superfícies superhidrofóbicas e superhidrofílicas) conduziram a resultados promissores que são potencialmente eficazes para ambas as condições de pó seco e úmido. No entanto, o tempo de vida destes revestimentos ainda precisa ser validado. Várias abordagens têm demonstrado eficácia e continuam a ser testadas e avaliadas (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

Um dos grandes problemas em relação à sujidade, requer a medição dos componentes do ambiente e da poeira. Estes métodos vêm cada vez mais sendo aperfeiçoados e estudados: Métodos para medir com precisão os tipos e espessuras da poeira e sujidade sobre as superfícies expostas e métodos para determinar diretamente as propriedades adesivas (forças) do pó à superfície. Determinar as relações entre as características da poeira no ar ambiente e o componente resultante que é depositado sobre a superfície transmissiva ou refletiva é ainda um desafio. (SARVER; AL-QARAGHULI; KAZMERSKI, 2013).

3.8.5.1 SUPERFÍCIES SUPERHIDROFÓBICAS E SUPERHIDROFÍLICAS

A sujidade nas superfícies dos módulos fotovoltaicos, se relaciona diretamente com a diminuição da eficiência das células fotovoltaicas, o que pode ser bastante significativo. Os recobrimentos autolimpantes estão divididos em duas categorias

principais: superhidrofóbico e superhidrofílico. Os recobrimentos de ambos os tipos apresentam o efeito autolimpante com a ação da água, sendo o primeiro (superhidrofílico) pelo espalhamento de água que carregam a sujeira para fora da superfície (Figura 29 - a), e o segundo (superhidrofóbico) pela formação de gotículas de água rolantes (Figura 29 - b) (LOPES DE JESUS, 2015).



3.8.5.2 SUPERFÍCIES FOTOCATALÍTICAS

A importância da fotocatalise está relacionada à transformação de substâncias orgânicas poluentes em substâncias inofensivas. Entre os semicondutores, o dióxido de titânio (TiO_2) é o mais amplamente estudado, devido principalmente à sua não-toxicidade e baixo custo em comparação com outros óxidos de metais fotocatalisadores (FELTRIN, 2013).

Para evitar o acúmulo de sujidades sobre painéis solares, que afeta a eficiência da célula solar, foram desenvolvidos filmes finos de TiO_2 devido a sua propriedade de fotocatalise e superhidrofilicidade fotoinduzida. Como esse material apresenta algumas limitações como a redução da transmitância do vidro e o rápido restabelecimento do ângulo de contato em ambientes escuros, Lopes De Jesus, 2015 apud Vitor Silva (2016) desenvolveu uma metodologia para deposição de filmes compósitos $\text{TiO}_2/\text{SiO}_2$, pelo método sol-gel. A partir desses filmes híbridos de $\text{TiO}_2/\text{SiO}_2$ foram obtidos resultados de elevada transmitância quando comparados aos filmes de TiO_2 . Ainda não existe uma solução eficaz já desenvolvida (VITOR SILVA, 2016).

4 METODOLOGIA

Estão descritos neste capítulo os instrumentos, materiais e métodos utilizados para medir o aproveitamento da radiação solar por módulos limpos e com diferentes características de sujidade. As medidas elétricas obtidas foram comparadas de modo a se obter dados que comprovem e quantifiquem a influência da sujidade na eficiência dos mesmos.

Os principais ensaios para efeito de comparação são obtidos com um equipamento desenvolvido para traçar e caracterizar as curvas I-V (Corrente e Tensão) e P-V (Potência e Tensão), calculando os principais parâmetros que caracterizam os módulos fotovoltaicos utilizados: V_{oc} , I_{sc} , P_m , I_m , V_m e η .

Alguns módulos fotovoltaicos ensaiados foram comparados limpos e com sujidade artificial, sendo que a comparação levou em conta as condições de simulação e a radiação solar natural incidente nos módulos, conforme explicado nas próximas seções. Foi comparado o desempenho de módulos PV (policristalino), sem limpeza manual (apenas natural), com sujidade acumulada e após limpeza. O modelo KC-60 (60Watts) foi utilizado, de forma a estudar e analisar a influência da sujidade.

Conforme mostrado no diagrama a seguir, Figura 30, na primeira parte da metodologia, o equipamento desenvolvido é comparado com outros instrumentos, visando a aferição das medições e, em seguida, a caracterização elétrica dos módulos fotovoltaicos. Os principais parâmetros fornecidos pelos fabricantes dos módulos fotovoltaicos estudados foram levados em consideração para efeito de comparação.

Em sequência, o ensaio 1.1 tem como objetivo a caracterização dos módulos (limpos) sem a interferência da sujidade, enquanto o ensaio 1.2, compara parâmetros dos módulos limpos com os módulos com sujidade artificial (simulado).

Para realização do ensaio 1.3 do diagrama, foi removido especificamente, um módulo PV de um Gerador fotovoltaico instalado há mais de 8 anos e foram levantadas suas características elétricas, tais como V_{oc} , I_{sc} , P_m , I_m , V_m e a eficiência em diversos níveis de radiação solar, ainda com sujidade acumulada durante todo o período da

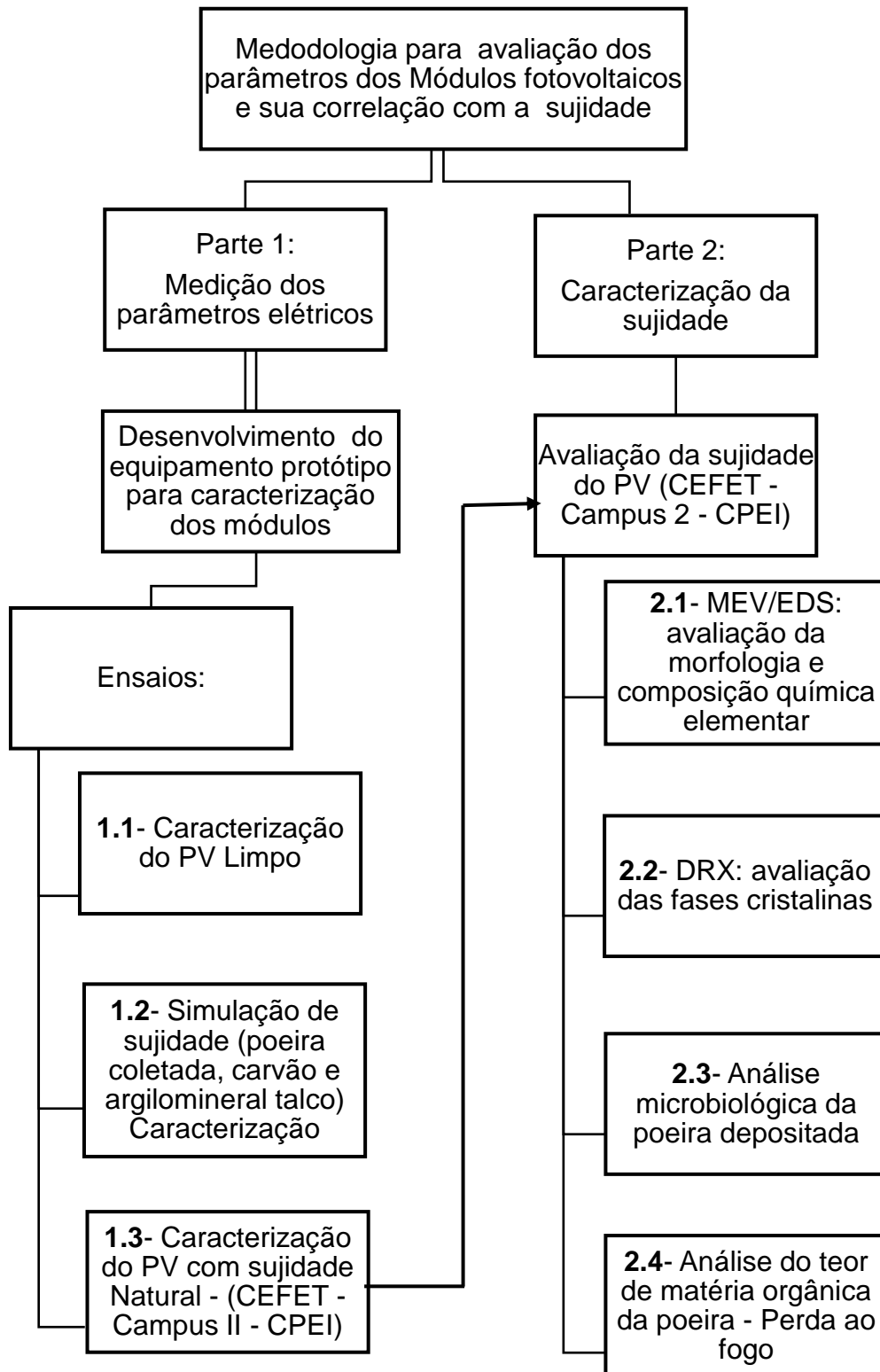
instalação. Em seguida, o mesmo módulo, com sujidade natural acumulada, foi submetido a diversos ensaios para caracterização de sujidade como mostra a segunda parte apresentada no diagrama da Figura 30. Após estas medições elétricas, os mesmos módulos foram limpos com água e esforço mecânico para a remoção da sujidade acumulada. Repetiu-se então a caracterização elétrica dos mesmos parâmetros e os resultados foram comparados e analisados.

As características dos módulos instalados (envelhecidos, acumulando sujidade natural) no Centro de Pesquisa em Energia Inteligente – CPEI – do CEFET-MG são resumidamente as seguintes:

- No ano de 2007 entrou em funcionamento no Campus II do CEFET/MG um gerador fotovoltaico com potência aproximada de 3kW, mais especificamente no CPEI (Centro de Pesquisa em Energia Inteligente), sendo este, o primeiro sistema interligado à rede concessionária.
- Os módulos fotovoltaicos de p-Si (54 ao todo) foram instalados e posicionados com inclinação de 20° na direção norte geográfico. Em relação a limpeza, ficaram sujeitos apenas a limpeza natural (chuva, ventos, etc.) não havendo nenhuma manutenção de limpeza manual ou automática. Os módulos em questão, durante mais de 8 anos, foram submetidos a todo o tipo de intemperes como ventos de velocidades variáveis, chuvas fracas, moderadas e intensas, assim como raios solares de características diversas. A poluição ambiental e características da região influenciaram diretamente na sujidade dos módulos.

Na segunda parte da metodologia apresentada no diagrama da Figura 30, o foco foi a caracterização da sujidade, com a coleta de amostras na superfície do recobrimento do módulo fotovoltaico e análises feitas após vários ensaios descritos na sequência deste trabalho: 2.1 – MEV/EDS, 2.2 – DRX, 2.3 – Análise microbiológica da poeira depositada, 2.4 – Perda ao fogo.

Figura 30 - Diagrama – Metodologia.



Fonte: do próprio autor.

4.1 Protótipo desenvolvido para caracterização dos módulos.

Neste trabalho, o método de carga escolhido para integrar o medidor da Curva I-V foi o método de carga capacitiva. Quando o ponto de operação do módulo fotovoltaico é deslocado sobre todo o traçado da curva, ou seja, a carga na saída do módulo PV tem uma variação desde zero Ω (curto-circuito) até o circuito aberto, resistência “infinita” (ideal), e como a carga capacitiva apresenta características naturais muito próximas das desejadas, o método se torna bastante recomendado.

4.1.1 Características do protótipo

O equipamento desenvolvido, baseado no controle de carga capacitiva ligada a módulos fotovoltaicos, é um dispositivo acoplado ao sistema de controle e aquisição de dados da National® que por intermédio de uma porta USB conectada a um computador PC, fornece as medições necessárias à geração dos gráficos I-V e P-V. Os dados coletados são tratados, gerando tabelas e gráficos, para análise e comparação posterior. O software LabView versão 8.6 da National®, foi utilizado na programação do controle, temporização e armazenamento dos dados medidos.

Traçador de curva I-V e P-V, Corrente Tensão e Potência.

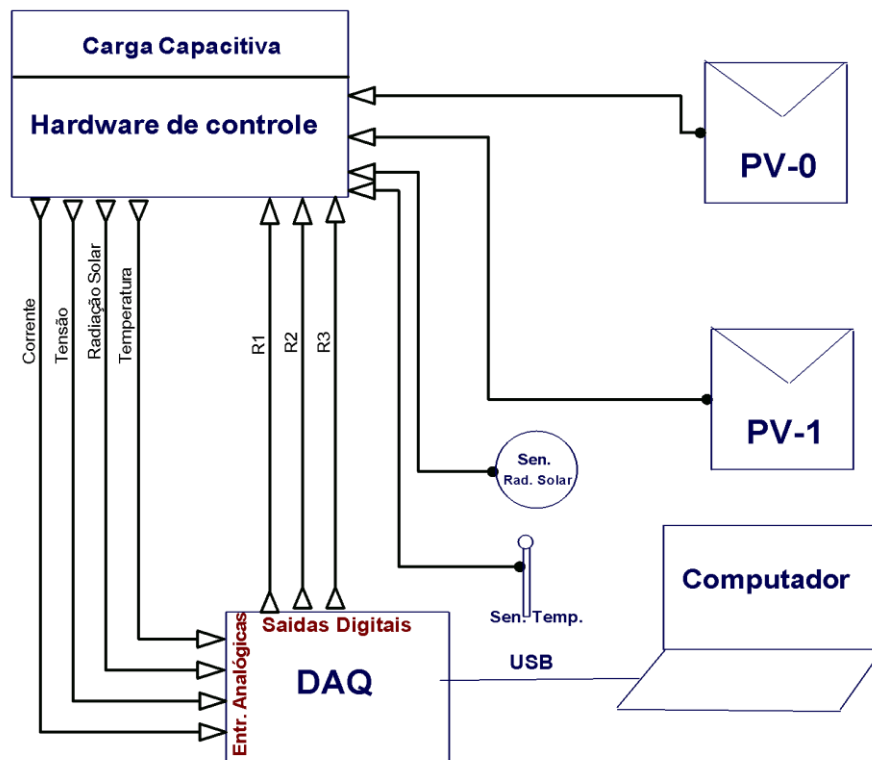
Principais componentes:

- Computador PC com processador Intel® i5 – Sistema operacional Windows 7 Microsoft® utilizando software LabView ver 8.6 (National Instruments®). O programa desenvolvido em LabView controla a interface eletrônica de controle e captura de dados DAQ (Data Acquisition - National Instruments®), ligada ao computador através de uma porta USB 2.0.
- Interface de aquisição de dados - DAQ NI USB 6009, marca National Instruments®. Entradas analógicas/digitais com 14 bits de resolução e máximo *Sample Rate* (amostras por segundo) de 48kS/s.
- Equipamento eletrônico desenvolvido para coletar dados de corrente, tensão e temperatura dos módulos fotovoltaicos, assim como medir a intensidade da radiação solar global no momento correspondente à aquisição de dados. Este equipamento liga o módulo fotovoltaico a ser analisado à carga capacitiva, e contém os sensores de corrente, tensão, temperatura e radiação solar.

4.1.2 Princípio de Funcionamento:

- O software LabView® instalado no computador PC se comunica com a interface (DAQ) interligada com o equipamento eletrônico desenvolvido, de forma a enviar comandos digitais aos três relés e receber dados analógicos dos sensores, conforme mostrado no diagrama da Figura 31.

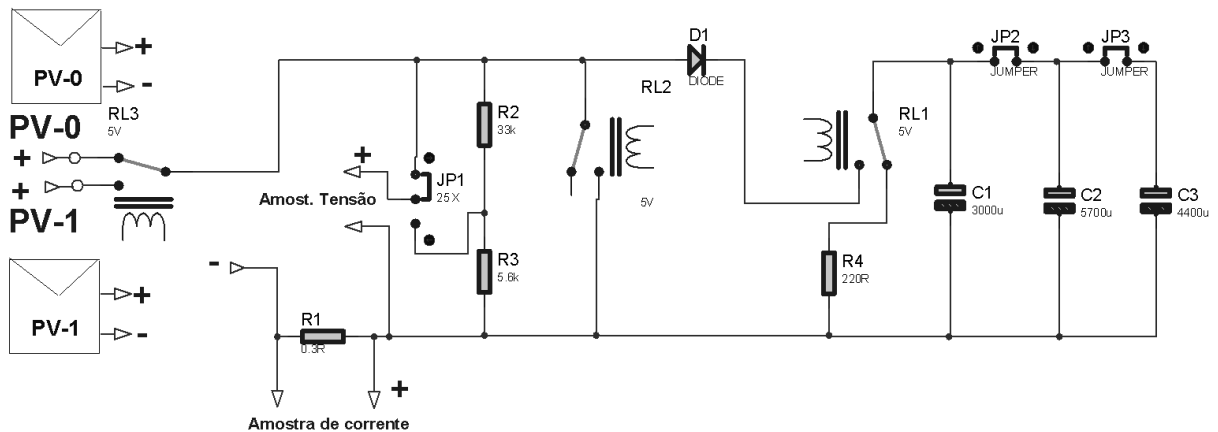
Figura 31 - Diagrama funcional – Traçador Curva I-V



Fonte: do próprio autor.

- Os relés são ativados na sequência conforme mostrado no diagrama da Figura 32: o relé RL3 recebe o comando para selecionar a placa que será ensaiada (PV-0 ou PV-1). Em seguida o relé RL2 curto circuita a saída do módulo selecionado e logo em seguida o relé RL1 é ativado, mudando o contato do banco de capacitores da resistência responsável pelo descarregamento, preparando para conectar os capacitores ao módulo fotovoltaico. O RL2 é acionado por aproximadamente 200 ms (para estabilizar o contato). A leitura de corrente e tensão se inicia antes do RL2 (ainda curto circuitando a saída do módulo PV) receber o comando que coloca a carga (Banco de capacitores) conectada ao módulo PV.

Figura 32 - Diagrama elétrico usando carga capacitiva.



Fonte: do próprio autor.

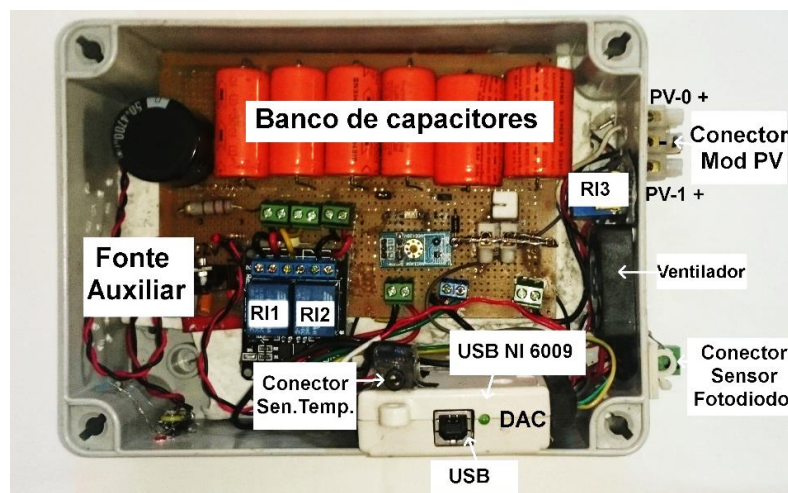
- O módulo PV que está sendo ensaiado, quando acoplado à carga capacitiva nos instantes iniciais, enxerga a carga como um curto-circuito ($I=I_{sc}$ e $V=0$). O software inicia a gravação das medições do sensor de corrente e tensão, instantes antes (RL2 ainda acionado), através da interface de aquisição de dados. No momento em que o capacitor se carrega completamente ele se comporta como um circuito aberto ($I=0$ e $V=V_{oc}$).
- O software calcula vários parâmetros como I_{sc} , V_{oc} , V_m , I_m e P_m . Todo o processo de leitura e gravação de dados leva cerca de 1500ms gerando as curvas I-V e P-V.
- A temperatura do módulo e também o valor da radiação solar são gravados no conjunto de dados logo após a leitura de data e hora do início do processo. Em seguida as medidas de corrente e tensão são lidas sequencialmente com a frequência de 6000 amostras por segundo (6kHz). Após a captura das medidas o software calcula I_{sc} , V_{oc} , V_m , I_m e P_m e grava no conjunto de dados ligando-os a data, hora, radiação solar e temperatura do módulo coletados no início do processo além de serem gravados em um arquivo texto para posterior análise. As curvas I-V e P-V são traçadas em seguida.
- Foi acrescentado um relé (RL3) que pode selecionar automaticamente o módulo (PV-0 ou PV-1), permitindo uma análise comparativa, sendo que o tempo mínimo de leitura entre um módulo e outro é de aproximadamente 30 segundos (tempo de segurança para descarga do banco de capacitores).

- Medições de corrente, tensão e radiação solar podem ser ajustadas pelo software LabView através de ajustes numéricos (*off-set*) para pequenas correções.

4.1.3 Circuito de potência e cálculo dos bancos de capacitores

- O método, utilizado no equipamento eletrônico, foi o de carga capacitiva para gerar a curva I-V dos dispositivos fotovoltaicos. Este método é um dos métodos mais recomendados por normas internacionais IEC (BLAESSER e ZAAIMAN, 1991. apud VASCONCELO et al., 2010).
- O traçador de curva I-V (protótipo), diagrama elétrico da parte de potência mostrado anteriormente na Figura 32, foi elaborado de tal forma a fornecer medidas, que após convertidas em dados digitais, serem armazenadas em arquivos. Os parâmetros de um módulo (PV-0) podem ser medidos, e logo em seguida chavear para o outro módulo (PV-1), conforme o tempo programado. Deve-se aguardar tempo suficiente para descarga dos capacitores. Foi utilizado um resistor de 220Ω para descarregar os bancos de capacitores. Em $t = 5 (R C)$ a tensão do capacitor cai 99%, estando praticamente descarregado.
- O equipamento, ilustrado na Figura 33, conta com 3 bancos de capacitores que podem ser selecionados a partir de jumper internos na placa eletrônica, como mostrado esquematicamente pela figura anterior (Figura 32). O tempo de carga dos capacitores é calculado baseado na condição ideal (I_{sc} e V_{oc}) entre 20 e 100ms (BLAESSER; MUNRO, 1995 apud MUÑOZ; LORENZO, 2006).

Figura 33 - Foto do circuito eletrônico desenvolvido.



Fonte: do próprio autor.

- Tempo de carregamento dos capacitores – t_c - (equação 1) levando-se em conta os parâmetros (I_{sc} e V_{oc}) do módulo PV KC80-1:
 - Banco de capacitores nº 1 = 3000uF:
 Tempo de carregamento: $21,5V/4,97A \times 3000uF = 12,98ms$
 Tempo de descarregamento: $5 \times (220\Omega \times 3000uF) = 3,3s$
 - Banco de capacitores nº 1 em paralelo ao banco de capacitores nº 2:
 $3000uF + 5700uF = 8700uF$
Tempo de carregamento: $21,5V/4,97A \times 8700uF = 37,46ms$
 Tempo de descarregamento: $5 \times (220\Omega \times 8700uF) = 9,57s$
 - Banco de capacitores nº 1 em paralelo aos bancos nº 2 e nº 3:
 $3000uF + 5700uF + 4400uF = 13100uF$
 Tempo de carregamento: $21,5V/4,97A \times 13100uF = 56,41ms$
 Tempo de descarregamento: $5 \times (220\Omega \times 13100uF) = 14,41s$
- Os bancos de capacitores 1 e 2 em paralelo ou 1, 2 e 3 em paralelo satisfazem a condição proposta (com um tempo de carregamento entre 20ms e 100ms) para a condição de um $V_{oc}=21,5V$ e $I_{sc}=4,97A$ (parâmetros do módulo KC80-01). Como o cálculo da corrente teórica máxima é feito nas condições STC, ou seja, na potência solar de $1000W/m^2$ a $25^\circ C$. Quando a intensidade solar diminui, a corrente do módulo diminui e a utilização dos bancos de capacitores 1 e 2 em paralelo, aumentam o tempo de carregamento.). A condição em potência máxima (ANEXO A – Tabela 19) $V_m=16,9V / I_m=4,73A \times 8700uF = 31,09ms$, também apresentou boa resposta na prática ($20ms < \mathbf{31,09ms} < 100ms$).
- O maior tempo para o descarregamento foi de 14,41s, podendo-se concluir que um tempo de espera de 15s entre um teste e outro seria o tempo mínimo razoável de segurança.

4.1.4 Interface de controle e software

O controle da parte de potência fica a cargo do dispositivo de controle e aquisição de dados DAQ USB 6009, Figura 34 e do software LabView Figura 35 (ambos da *National Instruments®*).

Figura 34 - Dispositivo de controle e aquisição de dados - DAQ USB 6009 (National Instruments®)



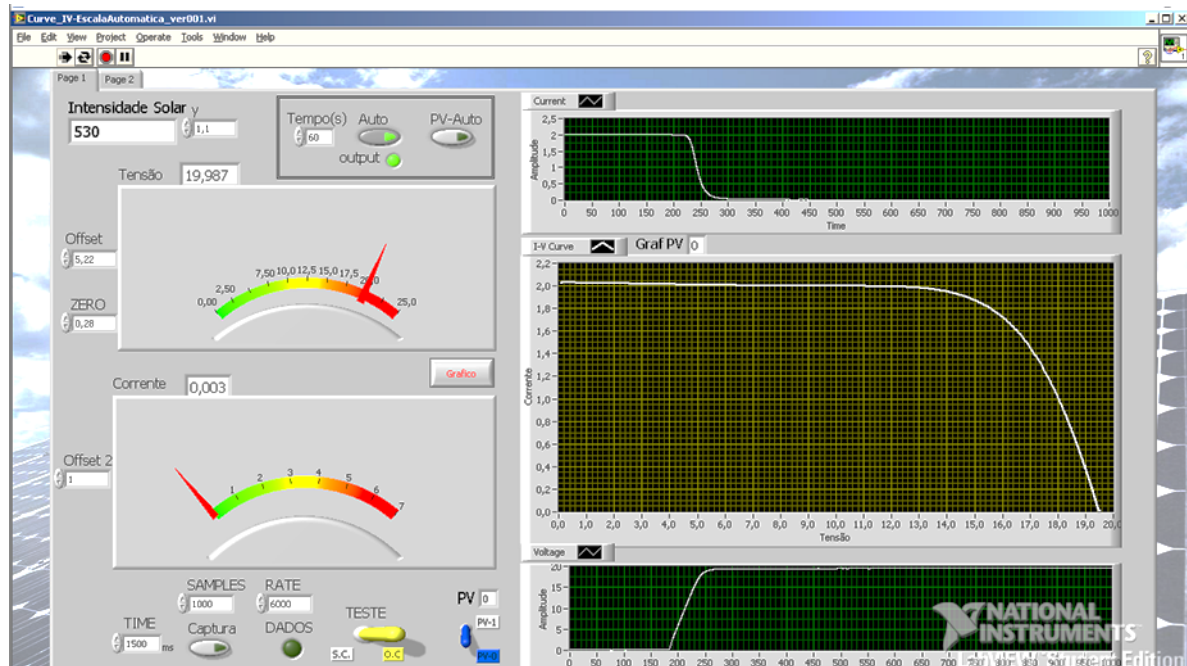
Fonte: Foto do manual do equipamento.

O software coleta 6000 amostras por segundo de cada canal utilizado totalizando 24kS/s (utilizando 4 canais de entrada analógica), armazenando 5000 dados de cada medida (selecionado por software) de tensão e corrente do módulo fotovoltaico, em aproximadamente 1,5 segundos. As curvas I-V e P-V geradas a partir destes dados fornecem os parâmetros de V_{oc} , I_{sc} , V_m , I_m , P_m . São fornecidos também a hora e data do início da captura destes dados, assim como a radiação solar global e a temperatura do módulo no instante inicial.

A Figura 35, apresenta as 2 telas, como exemplo, do software desenvolvido e adaptado (NI COMMUNITY, 2014) pelo autor na base LabView ver 8.6:

- Tela 1 controla a captura automática ou manual, de forma a se controlar automaticamente o intervalo de tempo entre a captura de dados e se vai ser alternada a captura entre o módulo PV-0 e PV-1. Existem vários parâmetros para correção de *offset* de corrente, tensão e radiação solar. Apresenta mostradores de tensão e corrente instantâneos e curvas (estáticas) geradas após cada captura. Como o programa está ainda em fase experimental, alguns valores apresentados são de controle interno não sendo devidamente explicados neste momento.
- Tela 2: Mostra a curva característica (I-V) e de potência (P-V) no mesmo gráfico. Calcula diversos parâmetros em relação aos dados medidos do módulo PV e grava os dados selecionados (I_{sc} , V_{oc} , V_m , I_m , P_m) em arquivo especificado, assim como data, hora, radiação solar e temperatura (NI COMMUNITY, 2014).

Figura 35 - Telas do software de controle e captura de dados (LabView)



a) Tela 1 – Curva de corrente e Tensão no capacitor e controle de captura



b) Tela 2 - Curva de Corrente x Tensão, Potência x Tensão e cálculo de parâmetros

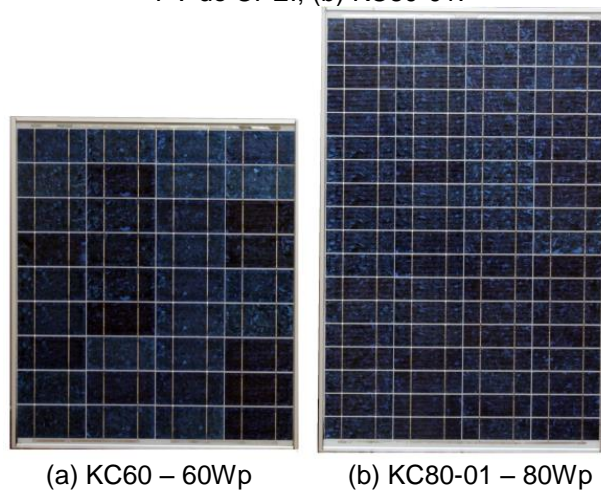
Fonte: do próprio autor.

O arquivo texto gerado na captura é exportado para uma planilha Excel (Microsoft®), para análise de dados conforme exemplo no APÊNDICE A- Tabela 18.

4.2 Ensaios com os módulos PV - avaliação dos parâmetros elétricos

- O protótipo do traçador de curva foi testado para verificar as medições, de maneira que antes do início de cada conjunto de medições, o protótipo era aferido com um multímetro marca FLUKE em relação a V_{oc} (tensão em circuito aberto) e I_{sc} (corrente de curto-circuito). A radiação solar também era conferida pelo instrumento SP-200 marca ICEL. A temperatura foi conferida por um pirômetro infravermelho modelo MT-320 da marca MINIPA.
- Módulos fotovoltaicos p-Si utilizados nos ensaios, modelos KC60 e KC80-1, fabricante *Kyocera*®, potência máxima de 60 e 80 Wp respectivamente, mostrado na Figura 36.

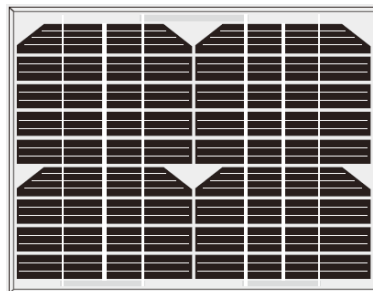
Figura 36 - Módulos fotovoltaicos p-Si utilizado nos ensaios. Modelos (a) KC60 instalado no Gerador PV do CPEI; (b) KC80-01.



Fonte: próprio autor.

- Módulo fotovoltaico m-Si modelo STP005S/12Db de 5Wp utilizado para ensaios e simulação de sujidade, mostrado na Figura 37.

Figura 37 - Módulo de m-Si utilizado nos ensaios Modelo STP005S/12Db.



Fonte: Data sheet - STP005S/12Db, fabricante *SUNTECH*®.

4.2.1 Ensaios com módulos fotovoltaicos limpos

O principal objetivo dos ensaios com módulos PV limpos foi o de testar e ajustar o protótipo traçador de curvas I-V juntamente com os sensores, comparando os resultados com os fornecidos pelo fabricante e testando a repetitividade dos valores medidos.

a) Verificação dos sensores:

- I. Foi utilizado um multímetro (FLUKE modelo 79) para verificar a tensão em aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}).
 - II. O sensor Fotodiodo utilizado para medição da radiação solar foi fixado verificando-se as medições com os valores obtidos pelo medidor de radiação solar SP-2000.
 - III. O sensor de temperatura foi fixado na parte posterior do módulo (*back-sheet*) e o valor medido comparado com o pirômetro infravermelho MINIPA MT-320.
- b) Os módulos fotovoltaicos foram posicionados em uma inclinação de 20° em relação ao plano horizontal e direção Norte geográfico.
- c) Os parâmetros medidos dos módulos fotovoltaicos limpos serviram de base para comparação com os parâmetros fornecidos pelos fabricantes e caracterização dos parâmetros elétricos em condição de trabalho.
- d) As curvas I-V (corrente-tensão) e P-V (potência-tensão), foram plotadas durante alguns dias em condições climáticas variáveis. Diferentes graus de nebulosidade e quantidade de nuvens afetam o espectro da radiação solar e muitas vezes o leitor de radiação solar mostra resultados diferentes na mesma hora e local.
- e) A variação de temperatura também influencia diretamente na eficiência do módulo fotovoltaico afetando principalmente a tensão (V_{oc}).
- f) O conjunto de dados (exemplo no APÊNDICE A- Tabela 18), são coletados por um intervalo de tempo programável, e foram analisados como um todo, com auxílio de softwares, como por exemplo Origin (OriginLab), Excel [®] (Microsoft), LabView (National).

- g) Os gráficos são gerados pelo software LabView ® a partir de 200 curvas em média por dia, armazenando (Hora, Voc, Isc, Vm, Im, Pm, Radiação Solar, temperatura) formando um número considerável de dados a serem analisados.
- h) Nesta etapa do trabalho foram analisados:
- Um módulo PV novo de potência de 80Wp (KC80-01 p-Si) com as principais características apresentadas no ANEXO A.
 - Dois módulos PV de 5Wp (STP005S/12Db m-Si), fabricação Suntech ®, ANEXO C.

4.2.2 Simulação de sujidade em módulos fotovoltaicos

As simulações de sujidade nos módulos a serem comparados foram feitas respeitando os seguintes procedimentos:

- a) Aferição do protótipo posicionando o módulo e repetindo os procedimentos a e b do item 4.2.1.
- b) Simulação com um único módulo:
- i. No primeiro dia, o módulo foi limpo com água e pano úmido, secando-o logo em seguida com pano absorvente.
 - ii. Software LabView foi configurado para leitura dos parâmetros (traçado da curva I-V) de 60 em 60 segundos.
 - iii. Medições elétricas do módulo limpo foram feitas durante um dia, minuto a minuto no horário entre, aproximadamente, 9:00 e 16:00. Os dados foram armazenados em arquivos identificados para futuras comparações.
 - iv. No segundo dia a aferição deve ser conferida (a), sendo a posição do módulo igual ao dia anterior.
 - v. No segundo dia, o volume do contaminante (sujidade) foi pesado e espalhado, com luvas de látex, da forma mais homogênea possível no módulo a ser testado.
 - vi. Repetir o item ii e iii
 - vii. No terceiro dia a limpeza do módulo foi repetida conforme os itens i, ii e iii para maior controle.
 - viii. Os dados dos três dias de medição geraram planilhas para comparação e análise.
- c) Simulação com dois módulos idênticos:

- i. Procedimentos de aferição e posicionamento dos dois módulos, conforme os itens anteriores.
- ii. Cada módulo foi conectado em uma entrada específica do protótipo de medições (referência Figura 33). Os dois fios negativos (-) devem ser conectados juntos ao dispositivo conector central dos módulos e o terminal positivo de cada módulo deve ser conectado em (PV-0 +) e (PV-1 +) nas extremidades do mesmo conector.
- iii. O software LabView, foi programado para leitura de parâmetros com intervalo de 30 em 30 segundos e o botão virtual de alternância entre o módulo PV-0 e PV-1 ativado.
- iv. Com os dois módulos fotovoltaicos ligados ao protótipo eletrônico (Figura 33), foram feitas leituras, por pelo menos uma hora, dos dois módulos limpos para garantir que os mesmos estejam tendo leituras características compatíveis (referência).
- v. Após o teste de equalização um dos módulos serviu de referência limpo e o outro recebeu o contaminante (sujidade).
- vi. O protótipo leu automaticamente os parâmetros do módulo PV-0 (limpo) e após 30 segundos comuta a leitura para o módulo PV-1 (com sujidade).
- vii. O conjunto de dados de cada módulo foi armazenado no mesmo arquivo texto, mas com indicação clara da origem dos dados (PV-0 ou PV-1).
- viii. Os dados, após separados, geram duas planilhas a serem analisadas com a vantagem de que em um único dia a simulação é realizada.
- ix. Foram realizados testes com os módulos novamente limpos, de modo a garantir que ambos apresentassem características semelhantes.

4.2.3 Caracterização do módulo instalado no CPEI CEFET-MG campus II.

O sistema de geração fotovoltaica, instalado no Centro de Pesquisa em Energia Inteligente (CPEI) do CEFET/MG, com potência de 3kW, foi o primeiro sistema interligado à rede da concessionária. O projeto teve início em 2003 e a instalação finalizada em 2007 entrando em funcionamento logo em seguida. Foram utilizados 54 módulos fotovoltaicos policristalino (p-Si) de 60 Wp, modelo -KC60, inclinação de 20° na direção norte geográfico, totalizando 3240 Wp. O sistema trifásico é dividido em 18 módulos por fase.

O módulo do projeto citado, conforme visto na Figura 38, foi removido do Gerador fotovoltaico em 16 de dezembro de 2015. Foram feitas medidas de diversos parâmetros elétricos relevantes (P_m , V_m , I_m , V_{oc} , I_{sc} e a eficiência (η)), pelo método de geração de curvas I-V, conforme detalhado a seguir. O módulo em questão após as análises citadas, foi limpo, sendo que a sujidade superficial do módulo foi recolhida e analisada pelos métodos descritos no item 4.3 para análise e caracterização da sujidade.

Figura 38 - Módulos fotovoltaicos instalados no Centro de Pesquisa em Energia Inteligente (CPEI) do CEFET-MG campus II com potência de 3kWp



Fonte: do próprio autor.

Devido à localização do CEFET campus II ser próximo a uma área considerada de poluição na cidade de Belo Horizonte – MG, a caracterização da sujidade neste local e sua influência na geração fotovoltaica da região é de grande relevância para este trabalho. Coordenadas: Lat. 19° 56' 19,2''S – Lon. 44° 00' 00,4''W. (Figura 39 - Google Maps).

Figura 39 - Localização dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Google Maps.

- É importante ressaltar que o módulo foi retirado após um período chuvoso e que a sujeira acumulada não se desprende da superfície do módulo em condições de limpeza natural (chuvas, ventos, etc.).
- Os testes de geração fotovoltaica se iniciaram logo após a retirada do módulo, em região próxima, sendo armazenado durante períodos noturnos e chuvosos com cobertura de vidro devidamente limpa para evitar contaminação.
- O módulo retirado foi caracterizado pelo protótipo eletrônico, desenvolvido, utilizando carga capacitiva, sendo controlado e analisado utilizando o software *LabView*® da *National Instruments*. Curvas I-V determinadas em diversos dias com diferentes níveis de radiação solar geraram vários arquivos de dados devidamente documentados por data e hora das medições.

Após a escolha e organização dos módulos, observou-se o procedimento a seguir:

- a) Os ensaios foram feitos em condições climáticas naturais, de forma a se ter um nível de radiação solar compatível com a realidade local. O aparecimento de nuvens e aumento de nebulosidade, foram registrados, em parte, pela variação do captor de radiação solar. Devido ao período de dezembro/2015 e janeiro/2016 na cidade de Belo Horizonte - MG apresentarem índice pluviométricos elevados,

foram selecionados apenas 14 dias de medições, com céu relativamente limpo (poucas nuvens e sem períodos chuvosos).

- b) A instalação provisória do módulo foi feita observando-se a inclinação de 20° em relação ao plano horizontal, visando uma boa intensidade solar para o período em Belo Horizonte e posicionamento em direção ao Norte geográfico, conforme exposto no capítulo 3.5.2 A inclinação de 20° é também a inclinação dos módulos do gerador fotovoltaico do CPEI.
- c) Entre os dias 23 de dezembro 2015 e 11 de janeiro de 2016 foi caracterizado o módulo fotovoltaico com sujidade, sendo selecionados 7 dias de medição quando foram geradas 2590 curvas I-V e P-V.
- d) No dia 27 de janeiro de 2016, o mesmo módulo foi limpo no Laboratório de química do CEFET/MG Campus I, sendo coletada a sujidade superficial do recobrimento do módulo em questão. Para a coleta foi utilizada luvas de látex para limpeza com movimentos circulares e água destilada. O líquido foi recolhido com pipeta Pasteur e armazenado em frasco estéril.
- e) Após a limpeza, o módulo limpo foi caracterizado pelas curvas I-V, entre os dias 30 de janeiro de 2016 e 06 de fevereiro de 2016, sendo escolhidos 7 dias de medições baseado nas condições climáticas mais favoráveis. Foram geradas 3047 curvas I-V e P-V.
- f) As condições de temperatura e radiação solar foram monitoradas a cada intervalo de tempo programado pelo *software LabView* durante as medições.
- g) O módulo fotovoltaico em teste foi manuseado de modo a se manter inalteradas suas características tanto de sujidade e também após a limpeza.
- h) O módulo teve sua superfície fotografada para efeito de comparação, utilizando-se de lentes grande angular e macro.
- i) A coleta de dados foi feita de maneira ininterrupta por pelo menos 4 horas por dia em intervalos de 60 segundos. Qualquer ocorrência anormal foi anotada no campo observação do programa supervisorio no horário da medida.
- j) O módulo foi interligado ao traçador de gráficos (protótipo), que fez a leitura de parâmetros do módulo PV com sujidade e após limpeza. O LabView gravou os dados: data, horário, Voc (V), Isc (A), Vm (V), Im (A), Pm (W), Rad.S.(W/m²), e T(°C) em arquivo texto para depois serem convertidos em tabelas, conforme exemplo no APÊNDICE A- Tabela 18.

4.3 Caracterização da sujidade.

Foi retirado 1 módulo fotovoltaico, modelo KC60, do Gerador fotovoltaico de 3kW localizado no CPEI (CEFET-MG Campus II). As amostras de sujidade do módulo seguiram a seguinte metodologia:

- a) Alguns pontos dos módulos foram fotografados com lentes “macro” objetivando a análise física da sujidade.
- b) Utilizando *swab* estéril, foi coletada parte da sujidade presente na superfície do módulo fotovoltaico conforme descrito no item 4.3.3 mais adiante.
- c) Procedeu-se a lavagem do módulo com água filtrada, por esforço mecânico, utilizando luvas de procedimento.
- d) A água com sujidade, recolhida após a lavagem dos módulos foi colocada em recipiente de vidro estéril, para futura análise conforme descrito nas técnicas de caracterização apresentadas a seguir.

4.3.1 Microscopia Eletrônica de varredura (MEV) e Espectroscopia de Energia Dispersiva (EDS)

As imagens da Microscopia Eletrônica de varredura foram obtidas no equipamento do CEFET-MG campus I, marca SHIMADZU modelo SSX-550 SUPERSCAN, Figura 40, para avaliação da morfologia das partículas a fim de facilitar sua identificação. Neste mesmo equipamento foi realizada a análise por EDS para determinação da composição química elementar. Parâmetros (*setup*): tensão de 15kV, corrente 1nA.

Figura 40 - Laboratório de Caracterização DEMAT CEFET/MG Campus I



(a) Microscópio Eletrônico de Varredura da SHIMADZU modelo SSX-550 SUPERSCAN.



(b) Porta amostra contendo a amostra de poeira.

Fonte: do próprio autor.

4.3.2 Difração de raios X (DRX)

A Difractometria de raios X foi utilizada para caracterização mineralógica das fases minerais presentes na amostra de poeira. A principal aplicação da difração de raios X refere-se à identificação de compostos cristalinos, sejam eles inorgânicos ou orgânicos. No método utilizado, a amostra é pulverizada até uma granulometria menor que 38 μ m; evidentemente, amostras já ocorrentes sob a forma de pó prestam-se naturalmente a este método.

Como resultado da análise, obtém-se difratogramas com picos característicos de cada fase mineral. A posição dos picos (ângulo θ , ou distância interplanar após cálculo pela Lei de Bragg) de determinado mineral não deveria mudar, mas na prática pode haver pequenos desvios, principalmente pela variação na sua composição. Trata-se, portanto, de uma técnica de caracterização muito importante na identificação das fases cristalinas. As intensidades relativas dos picos, por outro lado, são afetadas na preparação das amostras, pela superposição de picos de diferentes fases, pela variação da composição dos minerais, e por outros fatores. Além disto, a intensidade (e a largura dos picos) depende muito da cristalinidade das fases. A simples comparação de altura ou a integral da área dos picos não representa quantificação, e nem permite comparação quantitativa das fases.

As caracterizações das amostras de sujidade foram analisadas por Difração de raios X (DRX) no equipamento Shimadzu 7000, Superscan mostrado na Figura 41. Localizado no Laboratório de Caracterização DEMAT CEFET/MG Campus I.

Figura 41 - Difratorômetro de raios-X - XRD 7000



Fonte: SILVA NETO, (2013).

Parâmetros utilizados no equipamento: tubo de cobre, tensão de 40kv, corrente de 30mA. O ângulo 2θ variou de 10° a 80° em uma taxa de $2^\circ/\text{min}$ e tempo de aquisição de 0,60 segundos.

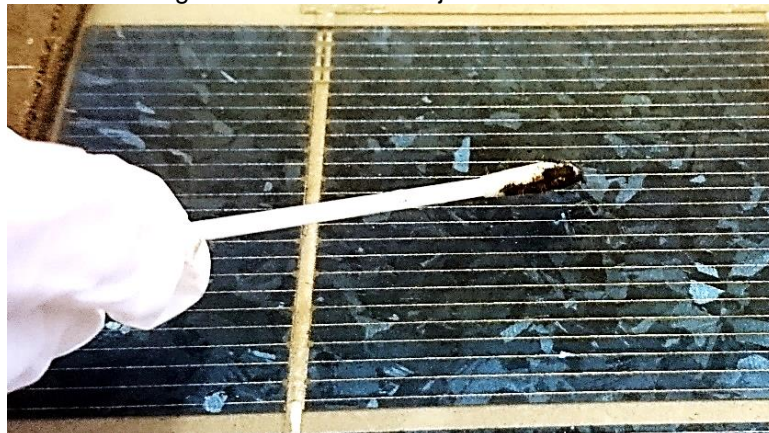
4.3.3 Verificação da presença de microrganismos na superfície do módulo fotovoltaico

Foram utilizadas duas abordagens para verificar a presença de microrganismos na superfície do módulo fotovoltaico modelo KC60, uma cultivando amostras das sujidades em meio de cultivo líquido e outra, em meio sólido. Para ambos os meios, foram utilizadas formulações que favoreceriam o crescimento de bactérias e fungos. Foi utilizada a estratégia de cultivar em meio líquido porque o crescimento microbiano é facilitado neste ambiente, assim garantiríamos que, se houvessem células no módulo, estas seriam recuperadas.

4.3.3.1 CRESCIMENTO EM MEIO DE CULTIVO LÍQUIDO

Utilizando um *swab* estéril (Figura 42) foi coletada parte da sujidade presente no módulo fotovoltaico. O *swab* foi colocado em um tubo de ensaio contendo 10ml de caldo BHI (*Brain Heart Infusion*, HIMEDIA) e homogeneizado para máxima dissolução da amostra. Em seguida, o *swab* foi retirado e o meio incubado a 35°C por 48 horas. O mesmo procedimento foi repetido utilizando caldo sabouraud dextrose (HIMEDIA), cuja amostra foi incubada a 25°C por 5 dias. Este procedimento foi realizado para 3 amostras (triplicata) em cada meio de cultivo (MADIGAN et al., 2010).

Figura 42 - Coleta de sujidade com *swab*



Fonte: do próprio autor.

4.3.3.2 CRESCIMENTO EM PLACAS DE PETRI CONTENDO ÁGAR.

Utilizando um *swab* estéril foi coletada amostra da sujeira presente no módulo fotovoltaico. O *swab* foi colocado em um tubo de ensaio contendo água destilada estéril e homogeneizado para máxima dissolução da amostra em água. Em seguida, alíquotas de 100 microlitros das amostras foram transferidas para placas de Petri contendo ágar Sabouraud e ágar BHI (ambos HIMEDIA). As amostras foram espalhadas com o auxílio de uma alça de Drigalski e incubadas a 35°C/48h e 25°C/5 dias, respectivamente (TORTORA; FUNKE; CASE, 2010).

4.3.4 Perda ao Fogo

Este método visa a determinação da quantidade de matéria orgânica presente na amostra, bem como compostos voláteis.

Para este ensaio pesou-se 1 grama da amostra, aproximadamente, que foi seca a 130°C por uma hora. Em seguida, a amostra foi colocada numa mufla a 950°C em um cadinho de porcelana e mantida por uma hora. Após resfriamento, a amostra foi pesada em balança analítica. O resultado da perda ao fogo é expresso em porcentagem com precisão de 0,01 e é obtido através da seguinte equação (ABIFA, 2015):

$$PF (\%) = \frac{(MA - MR)}{MA} * 100 \quad (7)$$

Onde: PF - Perda ao Fogo, em %;

MA - Massa da Amostra, em g;

MR - Massa do Resíduo, em g

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados das medidas elétricas obtidas foram caracterizados, principalmente, por um protótipo eletroeletrônico desenvolvido utilizando um dispositivo de aquisição de dados (DAQ 6009) programada pelo software LabView da National Instruments. As medições foram verificadas, na maior parte, por comparação com grandezas conhecidas e simulações repetitivas.

5.1 Módulos fotovoltaicos –parâmetros elétricos.

O objetivo dos ensaios feitos neste capítulo foi o de verificar e avaliar o comportamento do protótipo desenvolvido, a fim de ajustar e aferir parâmetros por comparação de medidas feitas por outros instrumentos e dados conhecidos e/ou informados pela literatura consultada. Foram utilizados os módulos STP005S/12Db m-Si (5Wp) e o módulo KC 80 p- Si (80Wp). A temperatura medida, foi somente a do módulo com sujidade.

5.1.1 Módulos fotovoltaicos limpos

Módulos de potência diferentes foram utilizados nestes ensaios sendo o primeiro de 5Wp e o segundo de 80Wp. A análise das curvas de corrente (A) e potência (W) x Tensão (V) de módulos fotovoltaicos novos e limpos são mostradas a seguir.

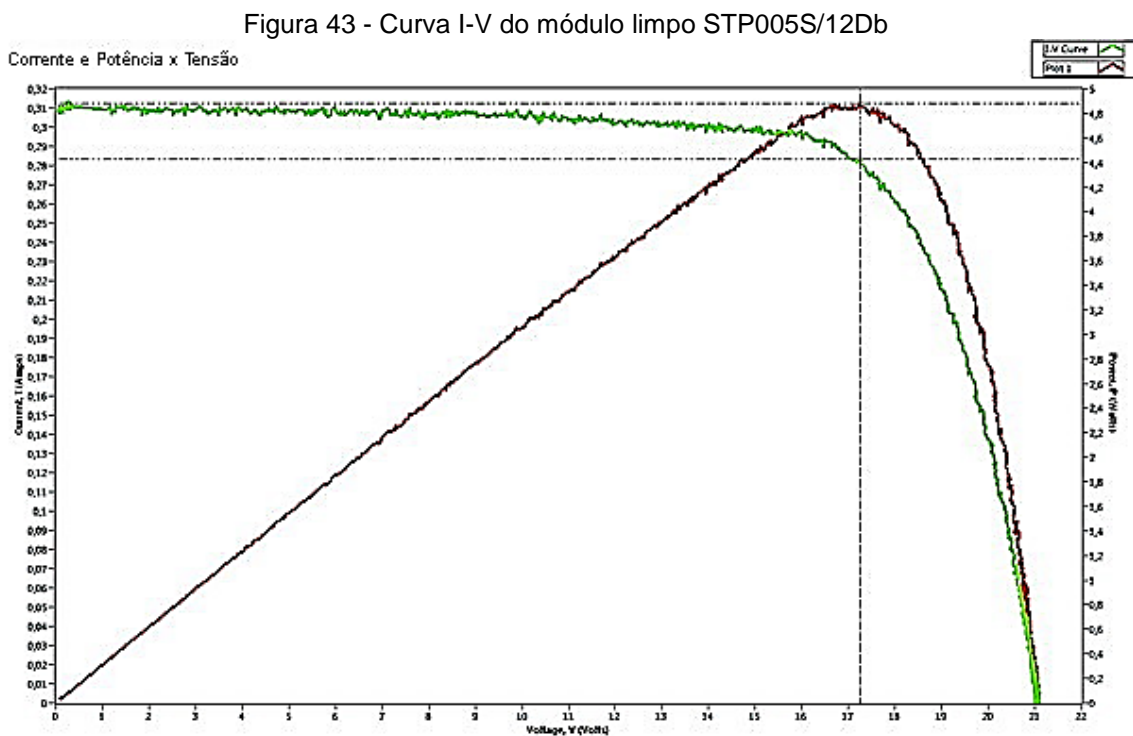
5.1.1.1 MODELO: STP005S/12DB M-SI - 5WP (LUZ ARTIFICIAL)

O experimento foi realizado com 2 lâmpadas halógenas de 12 Volts dc de 48Watts cada. Com uma marcação em torno de 950W/m² no medidor de radiação solar SP-2000, a uma temperatura ambiente de 17°C no período noturno do dia 09 de junho de 2015.

O principal objetivo deste ensaio foi a verificação dos parâmetros medidos, pelo protótipo desenvolvido, em comparação com os dados fornecidos pelo fabricante, assim como a geração das curvas I-V e P-V, comparando as medições feitas com as de um multímetro marca FLUKE (Isc (A) e Voc (V)). O experimento foi controlado por um medidor de irradiância solar (irradiância simulada por lâmpadas halógenas) e a temperatura, apesar de aumentar rapidamente devido ao tipo de lâmpada utilizada,

não ultrapassou os 25° C na superfície do módulo (controlada por um pirômetro MT-320, com o índice de emissividade ajustado para o tipo de superfície).

A curva de corrente (A) e potência (W) x Tensão (V) do módulo de 5Wp (Figura 43) se aproximou dos parâmetros fornecidos pelo fabricante (Tabela 4). A curva gerada pelo protótipo se mostrou satisfatória.



Fonte: do próprio do autor.

Tabela 4: Comparação entre dados do fabricante e medidos sob luz artificial

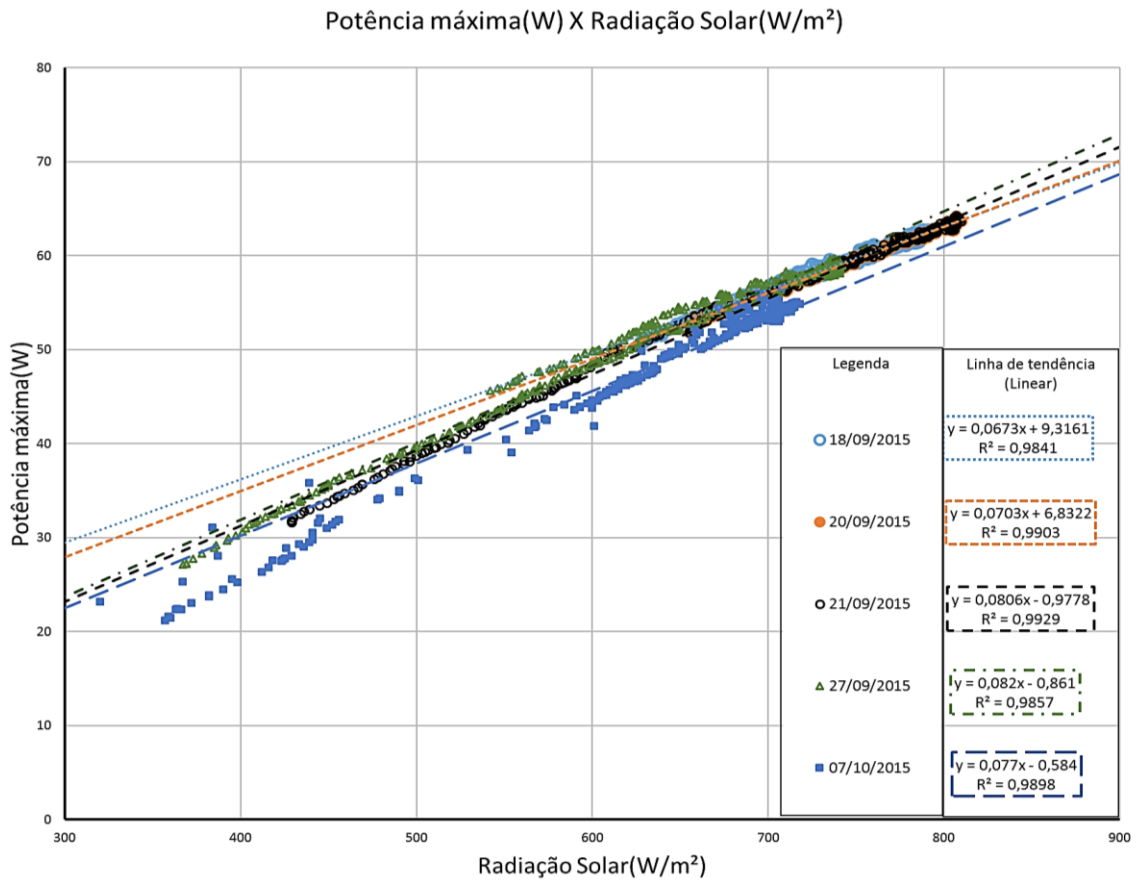
Modelo	STP005S/12Db	Medidos
Potência máxima	5 Watts	4,88402 Watts
Tensão em máxima potência	17,4 Volts	17,2456 Volts
Corrente em máxima potência	0,29 Amperes	0,283204 Amperes
Tensão em circuito aberto	21,6 Volts	21,05030 Volts
Corrente de curto-circuito	0,32 Amperes	0,30923 Amperes

Fonte: Próprio autor.

5.1.1.2 MODELO: KC80-01 P-Si - 80WP (LUZ NATURAL)

O experimento foi feito com o módulo KC80-01 limpo exposto a luz solar. A Radiação solar (que pode variar conforme o espectro solar) foi medida em dias distintos. A comparação das cinco curvas de potência máxima (Pm), mostrou inclinações próximas conforme pode ser visto na Figura 44. Este experimento teve como principal objetivo verificar a precisão do equipamento experimental desenvolvido.

Figura 44 - Gráfico de 5 dias de medições Pm X Rad. Solar (KC80-01)



Fonte: do próprio autor.

A Tabela 5 mostra que as potências obtidas com a mesma placa (KC80-01), sendo limpa todos os dias conforme procedimento já descrito, são bastante próximas e mostra seu desempenho real em uma inclinação horizontal de 20° e direcionada para o Norte geográfico nos dias 18,20,21 e 27 de setembro e dia 07 de Outubro de 2015. Os dados foram coletados no horário entre 10:00 e 15:00.

A Tabela 5 se baseia nas curvas de linearização do gráfico da Figura 44 e a média das potências dos cinco dias de medição são condizentes com as características do módulo fornecidas pelo fabricante.

Claro que muito mais curvas podem ser levantadas com os dados obtidos de maneira a se entender melhor o funcionamento do módulo durante variações climáticas como temperatura, umidade, etc.

Este é apenas um exemplo dentre várias outras curvas que podem ser traçadas a partir dos dados obtidos. As principais curvas a serem traçadas são: I_{sc} x Rad. Solar; I_m x Rad. Solar; V_{oc} x Rad. Solar; V_m x Rad. Solar; P_m x Rad. Solar; I_{sc} x P_m e V_{oc} x temperatura do módulo.

Tabela 5: Potência máxima x Radiação solar - KC80-01 Limpo

Potência máxima (W)						
Rad.Sol (W/m ²)	18/set	20/set	21/set	27/set	07/out	Média
900	69,89	70,10	71,56	72,94	68,72	70,64
800	63,16	63,07	63,50	64,74	61,02	63,10
700	56,43	56,04	55,44	56,54	53,32	55,55
600	49,70	49,01	47,38	48,34	45,62	48,01
500	42,97	41,98	39,32	40,14	37,92	40,47
400	36,24	34,95	31,26	31,94	30,22	32,92
300	29,51	27,92	23,20	23,74	22,52	25,38
Equação linear:	y = 0,0673x + 9,3161	y = 0,0703x + 6,8322	y = 0,0806x - 0,9778	y = 0,082x - 0,861	y = 0,077x - 0,584	

Fonte: do próprio autor.

5.1.2 Simulação e caracterização de módulos fotovoltaicos com sujidade

A simulação com sujidade foi realizada para avaliação da correlação da eficiência do módulo com o tipo de sujidade.

A temperatura do módulo com sujidade foi controlada pelo sensor NTC 10k Ω (termistor), assim como a radiação solar no módulo foi medida por um fotodiodo aferido pelo medidor de radiação solar modelo: SP-2000 marca ICEL. Estes transdutores foram ligados diretamente no sistema de aquisição de (DAQ – *National Instruments*) e os sinais recebidos tratados pelo software LabView.

5.1.2.1 SIMULAÇÃO DE SUJIDADE EM 2 MÓDULOS - MODELO STP005S/12DB SUNTECH®.

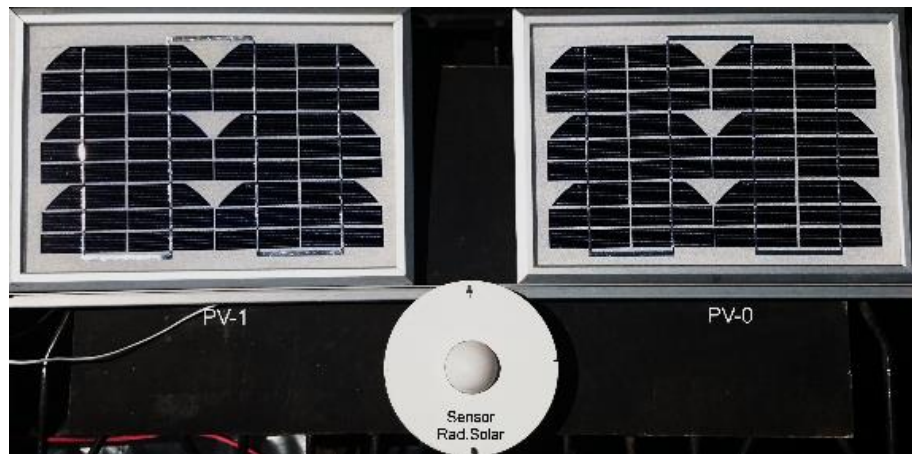
Como a área do módulo é relativamente pequena (0,06610m² = 661cm²) foi utilizado um recipiente com volume de 5 cm³ como medida, tanto para a simulação com o talco como o pó de carvão vegetal (eucalipto). O pó foi espalhado com luvas de látex e pincel de nylon, homogeneizando o contaminante.

➤ Simulação de sujidade utilizando talco

A Figura 45 mostra a montagem na qual se vê os dois módulos com o sensor de radiação solar fixo entre eles. A placa PV-0 foi limpa e usada como referência enquanto o módulo PV-1 foi contaminado com talco ($0,0076\text{cm}^3/\text{cm}^2$). Um recipiente com 5cm^3 de talco foi espalhado na área do módulo de 661cm^2 , utilizando luvas de látex e pincel para homogeneizar o talco na superfície do módulo.

Foram coletados 280 conjuntos de medidas entre as 11:00 e 15:55 do dia 11 de outubro de 2015. Cada conjunto de dados é composto de Data, Hora, Voc (V), Isc (A), Vm (V), Im (A), Pm (W), Radiação solar (W/m^2) e Temperatura ($^{\circ}\text{C}$). O sensor de temperatura foi fixado no módulo PV-1.

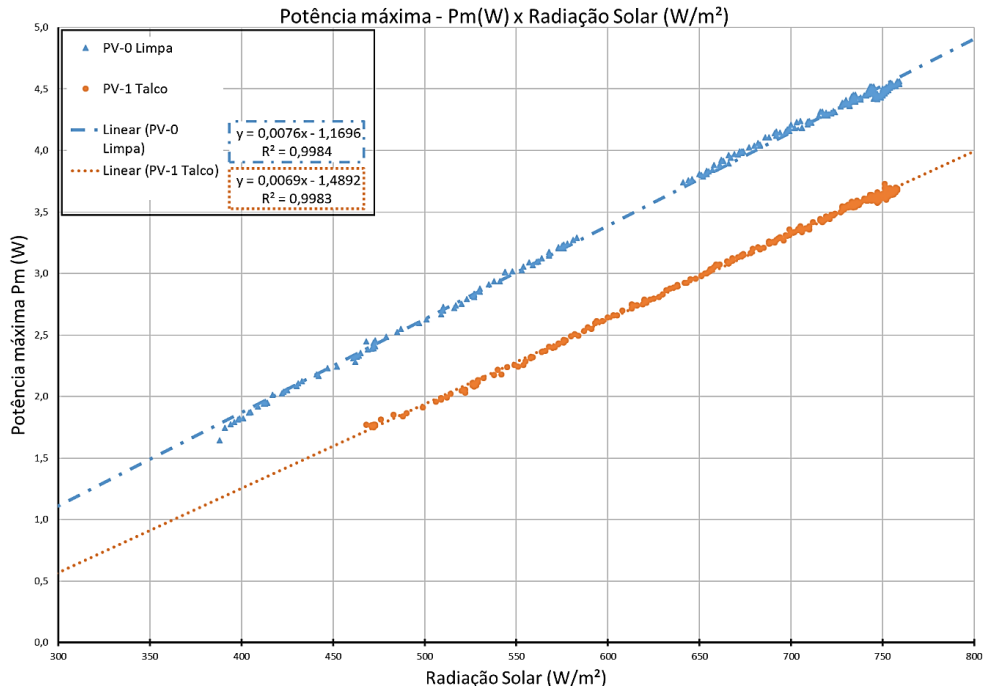
Figura 45 - Montagem dos módulos PV-5Wp



Fonte: do próprio autor.

A Figura 46 apresenta as curvas de potência máxima Pm (W) X Radiação solar (W/m^2) do módulo limpo (PV-0) e o do módulo com pó de talco (PV-1). As equações das curvas de tendência também são apresentadas. Nota-se claramente a diferença entre as curvas.

Figura 46 - Simulação de Sujidade em módulos fotovoltaicos Pm = 5Wp comparação PV-0 Limpo (referência) – PV-1 Talco (0,0076 cm³/cm²).



Fonte: do próprio autor.

O experimento, realizado em 11 de outubro de 2015, Algumas medições são apresentadas como exemplo na Tabela 6.

- As condições climáticas do dia às 10:00 da manhã: Temperatura ambiente: 27°C – umidade: 39% - vento: 24km/h.
- A potência máxima do módulo PV-0 (limpo) alcançou 4,56W com uma radiação solar de 758W/m², enquanto o módulo PV-1 (talco) alcançou 3,69W com a mesma radiação solar.

Tabela 6: Resultados simulação - talco

Data	Horário	Voc (V)	Isc (A)	Vm (V)	Im (A)	Pm (W)	Rad.S. (W/m ²)	T(°C)
PV-0 (limpa)								
11/10/2015	11:32:29	19,04	0,34	14,79	0,31	4,56	758	--
PV-1 (talco)								
11/10/2015	11:30:58	19,33	0,26	15,35	0,24	3,69	758	54

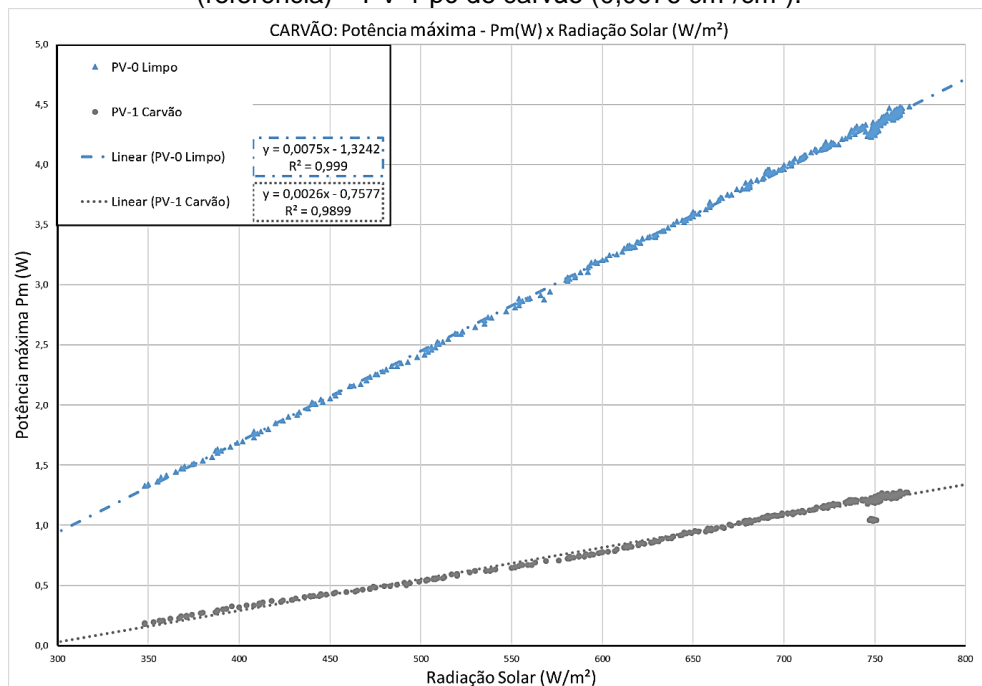
Fonte: do próprio autor.

- A diferença percentual da potência elétrica de saída, para a mesma irradiância solar, foi de 19,3% de perda do módulo PV-1 contaminado com talco, como mostra a Figura 46, em relação ao módulo PV-0 limpo na potência máxima atingida por volta de 11:30 no dia do experimento.

➤ Simulação de sujidade utilizando pó de carvão vegetal

O módulo PV-0 foi limpo e usado como referência, enquanto o módulo PV-1 foi contaminado com pó de carvão (Figura 47). O pó de carvão foi colocado em um recipiente com um volume de 5 cm³ e espalhado com luvas de látex na superfície do módulo, da forma mais homogênea possível.

Figura 47 - Simulação de Sujidade em módulos fotovoltaicos P_m = 5Wp comparação PV-0 Limpo (referência) – PV-1 pó de carvão (0,0076 cm³/cm²).



Fonte: do próprio autor.

O experimento realizado em 12 de outubro de 2015. Algumas medições são apresentadas como exemplo na Tabela 7.

- As condições climáticas do dia às 10:00 da manhã informadas pelo INMET: Temperatura ambiente: 26°C – umidade: 51% - vento: 24km/h.
- A potência máxima do módulo PV-0 (limpo) alcançou 4,48W com uma radiação solar de 769W/m², enquanto o módulo PV-1 (talco) alcançou 1,28W com uma radiação solar de 764W/m². Considerando-se a radiação solar praticamente a mesma nos dois módulos, a diferença percentual de potência foi de 71,5% de perda do módulo PV-1 com pó de carvão (Figura 47), em relação ao módulo PV-1 limpo em relação a potência máxima (P_m) atingida.

Tabela 7: Resultados simulação - pó de carvão

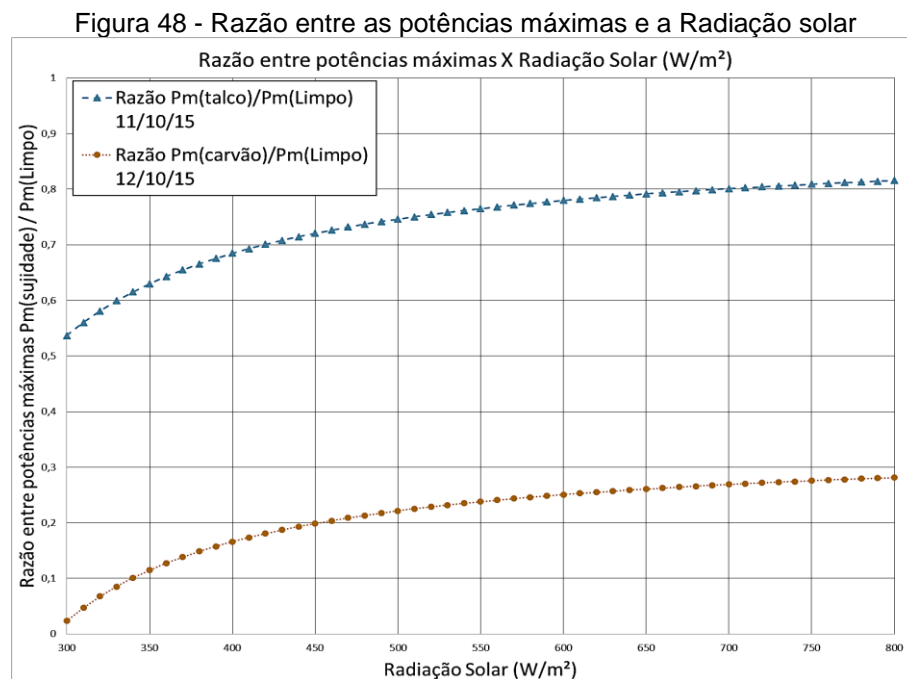
Data	Horário	Voc (V)	Isc (A)	Vm (V)	Im (A)	Pm (W)	Rad.S. (W/m ²)	T(°C)
PV-0 (limpa)								
12/10/2015	11:30:30	19,00	0,34	14,68	0,31	4,48	769	
PV-1 (carvão)								
12/10/2015	11:24:54	17,64	0,11	13,73	0,09	1,28	764	62

Fonte: do próprio autor.

➤ Razão entre as potências máximas e a Radiação solar

O gráfico na Figura 48 mostra a relação entre as potências máximas dos módulos contaminados com Sujidade – Pm (Talco) / Pm (Limpo) e Pm (Carvão) / Pm (Limpo).

O tipo de material, a granulometria, a quantidade e o espalhamento nos módulos influenciaram nos testes. Como a quantidade e o método de espalhamento foram próximos, o tipo de material passa a ser mais relevante.



Fonte: do próprio autor.

As Tabelas 8 e 9 mostram a relação entre Pm (sujo) / Pm (limpo), respectivamente para o talco e o carvão. Juntamente com as perdas percentuais chegando a uma média de 26,65% de perda de potência para o talco em relação ao módulo limpo e de 78,91% para o carvão em relação ao módulo limpo.

Tabela 8: Comparação da relação entre potências dos módulos limpo e com talco

RadS(W/m ²)	Pm(W)_Limpa	Pm(W)_Talco	Pmt/Pml	Perda(%)
800	4,91	4,03	0,82	17,9
750	4,53	3,69	0,81	18,6
700	4,15	3,34	0,80	19,5
650	3,77	3,00	0,79	20,5
600	3,39	2,65	0,78	21,8
550	3,01	2,31	0,77	23,4
500	2,63	1,96	0,75	25,5
450	2,25	1,62	0,72	28,2
400	1,87	1,27	0,68	32,1
350	1,49	0,93	0,62	37,9
300	1,11	0,58	0,52	47,7

Fonte: do próprio autor.

Tabela 9: Comparação da relação entre potências dos módulos limpo e com carvão

RadS(W/m ²)	Pm(W)_Limpa	Pm(W)_Carvão	Pmc/Pml	Perda(%)
800	4,68	1,32	0,28	71,7
750	4,30	1,19	0,28	72,3
700	3,93	1,06	0,27	72,9
650	3,55	0,93	0,26	73,7
600	3,18	0,80	0,25	74,7
550	2,80	0,67	0,24	76,0
500	2,43	0,54	0,22	77,6
450	2,05	0,41	0,20	79,9
400	1,68	0,28	0,17	83,2
350	1,30	0,15	0,12	88,3
300	0,93	0,02	0,02	97,6

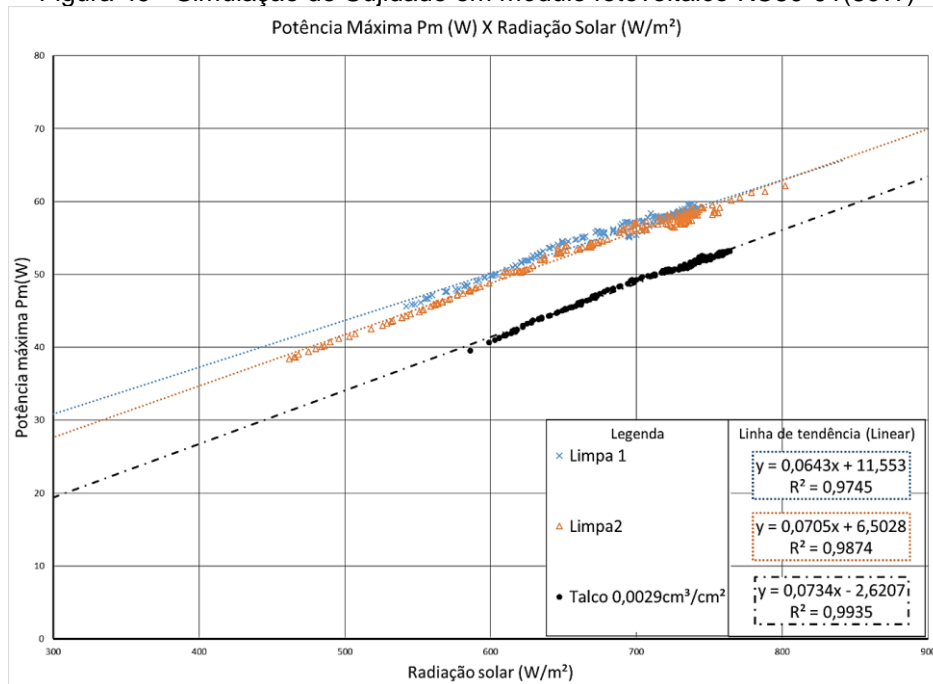
Fonte: do próprio autor.

A perda de eficiência dos módulos depende também da composição da poeira, na literatura consultada o pó de carvão de granulometria fina (5 μ m) foi uma das maiores causas de redução de intensidade solar (MANI; PILLAI, 2010).

5.1.2.2 SIMULAÇÃO DE SUJIDADE EM 1 MÓDULO - MODELO KC80-01 KYOCERA®.

Este experimento foi feito em três dias consecutivos utilizando-se o mesmo módulo marca KC80-01. No dia 22/09/2015 foram feitas medições com o módulo limpo (denominado Limpo1), no dia 23/09/2015 foram feitas medições com o módulo contaminado na proporção de 15 cm³ de talco distribuídos pela área do módulo de 6565 cm² sendo que se o espalhamento fosse perfeitamente homogêneo teríamos 0,0029cm³/cm². No dia 24/09/2015 o mesmo módulo foi limpo com água e pano, sendo testado novamente (denominado Limpo2). Os resultados são mostrados no gráfico da Figura 49.

Figura 49 - Simulação de Sujidade em módulo fotovoltaico KC80-01(80W)



Fonte: do próprio autor.

➤ Razão entre as potências máximas e a Radiação solar

A Tabela 10 (utilizando as equações lineares calculadas) mostra a relação entre Pm (talco) e a média de potência máxima da medição feita no módulo limpo duas vezes (um dia antes e um dia depois da simulação de sujidade com o talco). As perdas percentuais chegaram a uma média de 19,71% de perda para o módulo com talco em relação à média dos módulos limpos (L1 e L2).

Tabela 10: Comparação da relação entre potências dos módulos limpos e com talco

RadS(W/m²)	Pm(W)_L1	Pm(W)_L2	Média (L1 e L2)	Pm(W)Talco	PmT/PmL	Perda%
800	62,99	62,90	62,95	56,10	0,89	10,9
750	59,78	59,38	59,58	52,43	0,88	12,0
700	56,56	55,85	56,21	48,76	0,87	13,3
650	53,35	52,33	52,84	45,09	0,85	14,7
600	50,13	48,80	49,47	41,42	0,84	16,3
550	46,92	45,28	46,10	37,75	0,82	18,1
500	43,70	41,75	42,73	34,08	0,80	20,2
450	40,49	38,23	39,36	30,41	0,77	22,7
400	37,27	34,70	35,99	26,74	0,74	25,7
350	34,06	31,18	32,62	23,07	0,71	29,3
300	30,84	27,65	29,25	19,40	0,66	33,7

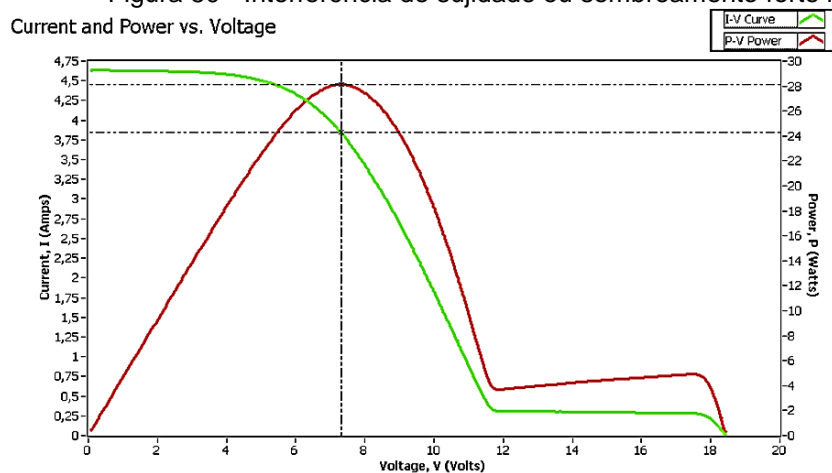
Fonte: do próprio autor.

5.1.3 Simulação de sombreamento em módulo PV - Modelo KC80-01

A simulação do bloqueio da luz solar no módulo fotovoltaico modelo KC80-01 como mostra a Figura 50, provoca uma distorção na curva I-V e P-V comprometendo a potência da placa. Os diodos de *by-pass* ajudam a contornar o problema não deixando que toda a potência seja comprometida como visto no capítulo 3.3.5 (Figura 17). Com sombreamento a Radiação solar medida foi de 801W/m^2 e a temperatura da placa de 54°C , fornecendo uma potência de 28W . Sem sombreamento a potência fornecida foi de 62W . Uma perda aproximada de 55% de potência provocada por uma área bloqueada de aproximadamente 25%. A posição do bloqueio influencia no resultado.

Sombreamento de módulos fotovoltaicos é uma das mais importantes causas de perdas em um sistema PV. Estatisticamente a perda por sombreamento pode variar de 10% a 70% de potência em geradores fotovoltaicos. Este efeito desproporcional é causado pelo projeto da matriz de módulos PV. Se houver um módulo sombreado na sequência, toda a cadeia terá um fraco desempenho. A corrente de módulos ligados em série é limitada pelo módulo sombreado. A corrente e também a tensão são afetadas pela sombra que não bloqueia toda a luz solar incidente. Às vezes, fragmentos de sujeira, tais como folhas, fezes de pássaro e manchas de sujeira que bloqueiam algumas células de um módulo PV, mas não o todo, tem um efeito grave na conversão da energia luminosa em elétrica. (MAGHAMI et al., 2016).

Figura 50 - Interferência de sujeira ou sombreamento forte no módulo KC80-01



a) Curvas I-V e P-V deformadas pelo bloqueio



b) Módulo - folha de jornal bloqueando a luz solar

Fonte: do próprio autor.

5.2 Módulo fotovoltaico do Gerador CPEI - CEFET/MG

A seguir são apresentados os resultados dos ensaios de caracterização elétrica do módulo fotovoltaico retirado do gerador do CPEI, com sujidade e após limpeza. Os parâmetros elétricos afetados pela sujidade são também discutidos.

O período com clima chuvoso e instável no qual os ensaios foram realizados, na cidade de Belo Horizonte – MG, não permitiram que as medições fossem feitas em dias sequenciais e em maior número. No entanto, a quantidade de dados coletados se mostrou suficiente para a conclusão deste estudo.

5.2.1 Caracterização da Potência elétrica máxima (Pm) do módulo PV.

Foram enfatizados os dados coletados em relação a potência elétrica máxima (Pm) do módulo PV estudado, pois a conversão de potência luminosa em elétrica tem sua eficiência calculada pela Pm de saída.

5.2.1.1 MÓDULO COM SUJIDADE.

Os dias de coleta de dados, com as respectivas temperaturas medidas na parte inferior do módulo PV com sujidade durante os ensaios, assim como a quantidade de dados coletados, são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11: Temperaturas - parte inferior do módulo PV com sujidade

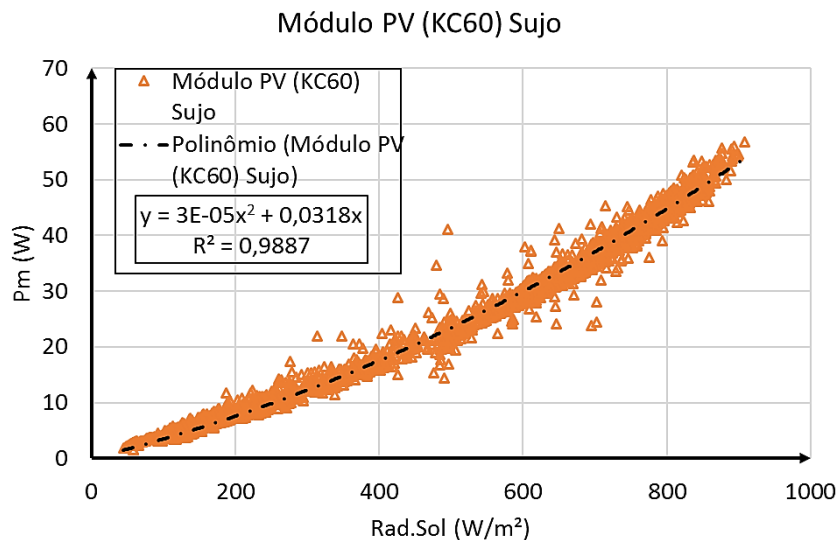
Data	T (°C) - min.	T (°C) - max.	T (°C) - média	Nº de dados
23/12/2015	37	63	52	446
24/12/2015	27	65	47	446
01/01/2016	37	61	50	261
07/01/2016	34	62	46	433
08/01/2016	31	55	45	101
10/01/2016	37	62	47	446
11/01/2016	32	60	46	457

Fonte: do próprio autor.

A Figura 51 mostra o resultado do levantamento de dados do módulo fotovoltaico, retirado do Gerador do CPEI – CEFET/MG Campus II, ainda com sujidade. Mais especificamente foram coletados 2590 pontos relativos a potência máxima fornecida pelo módulo durante 7 dias não consecutivos, em um intervalo aproximado de 60 segundos durante o período diurno, em condições climáticas aceitáveis (pouca nebulosidade e sem períodos de chuva).

Os dados coletados foram agrupados em um único gráfico, sendo gerada uma linha de tendência, considerando a equação aproximada da Potência máxima (Pm) versus a Radiação solar. A equação polinomial ($y = 3E-05x^2 + 0,0318x$) da linha de tendência, e o coeficiente de determinação ($R^2=0,9887$) são mostrados na Figura 51. Esta equação foi utilizada para cálculos da Pm fornecida pelo módulo com sujidade.

Figura 51 - Gráfico Pm X Radiação solar - Módulo com sujidade.



Fonte: do próprio autor.

5.2.1.2 MÓDULO APÓS LIMPEZA MANUAL.

Os dias de coleta de dados, do módulo após ser limpo, com as respectivas temperaturas medidas na parte inferior do módulo PV durante os ensaios são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12: Temperaturas - parte inferior do módulo PV limpo

Data	T (°C) - min.	T (°C) - max.	T (°C) - média	Nº de dados
30/01/2016	34	61	53	101
31/01/2016	34	66	51	451
01/02/2016	36	69	49	483
02/02/2016	31	71	52	483
03/02/2016	31	63	46	481
05/02/2016	26	63	43	496
06/02/2016	31	70	47	551

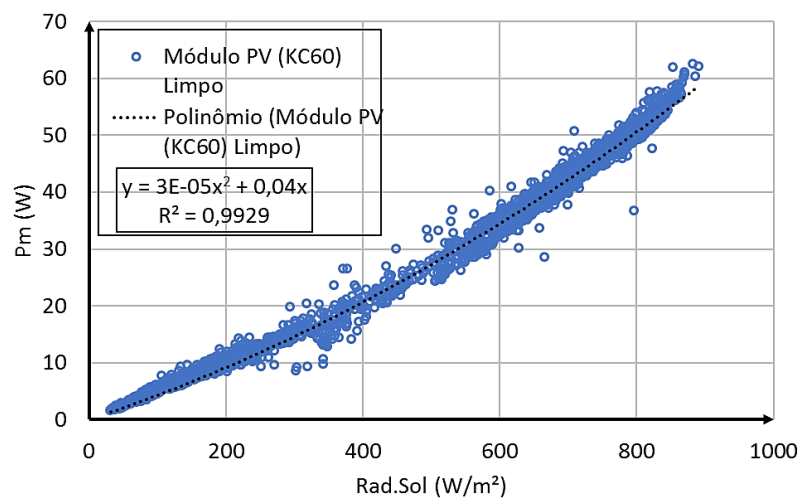
Fonte: do próprio autor.

Conforme mostrado na Figura 52, após a limpeza do mesmo módulo citado anteriormente, foram coletados 3046 pontos relativos a potência elétrica máxima

fornecida pelo módulo durante 7 dias, em intervalos de 60 segundos durante o período diurno em condições climáticas favoráveis (pouca nebulosidade e sem períodos de chuva).

Em procedimento similar ao realizado no item anterior (5.2.1.), após agrupamento de dados, foi gerada a linha de tendência e a respectiva equação polinomial ($y = 3E-05x^2 + 0,04x$) ajustada com um coeficiente de determinação $R^2=0,9923$ (Figura 52).

Figura 52 - Gráfico Pm X Radiação Solar - Módulo Limpo
Módulo PV (KC60) Limpo



Fonte: do próprio autor.

A Tabela 13 mostra a perda percentual de potência do módulo antes e após limpeza.

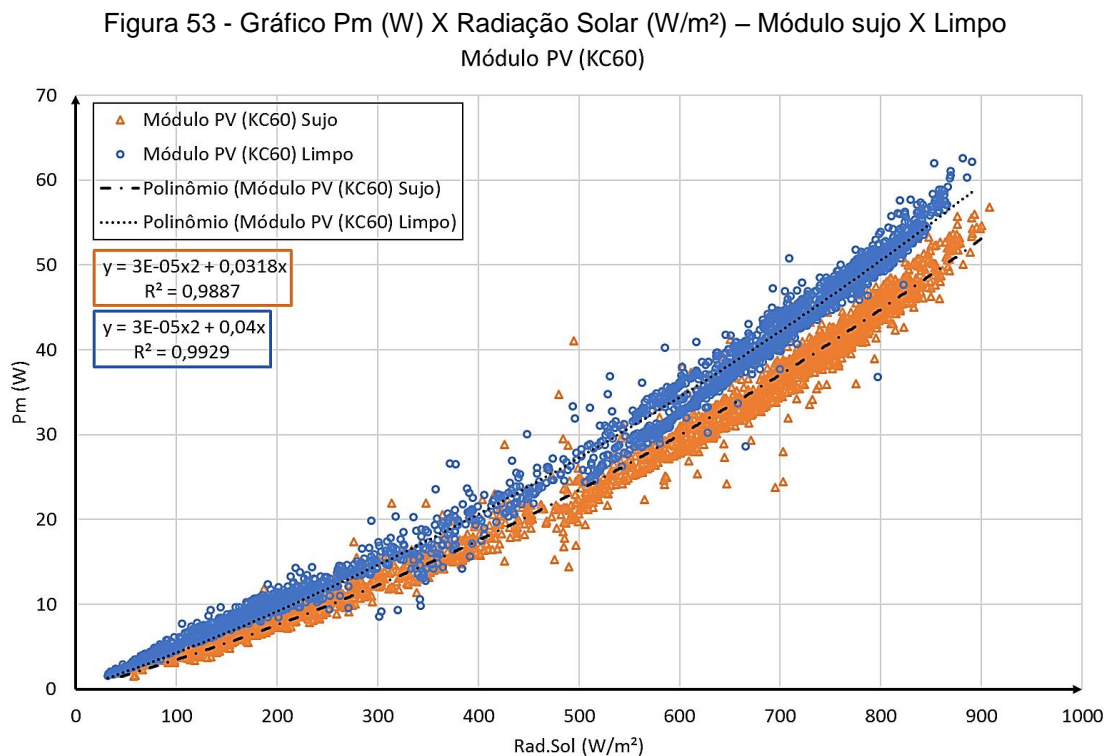
Tabela 13: Perda percentual devido à sujidade

Rad.S(W/m²)	Mod.Sujo Pm (W)	Mod.Limpo Pm (W)	Perda (%) M_Sujo
1000	61,80	69,79	11,7
900	52,92	60,30	12,2
800	44,64	51,20	12,8
700	36,96	42,70	13,4
600	29,88	34,80	14,1
500	23,40	27,50	14,9
400	17,52	20,80	15,8
300	12,24	14,70	16,7
200	7,56	9,20	17,8
100	3,48	4,30	19,1
Equação	$y = 3E-05x^2 + 0,0318x$	$y = 3E-05x^2 + 0,04x$	
Coef.Det.	$R^2 = 0,9887$	$R^2 = 0,9929$	

Fonte: do próprio autor.

Conforme mostra a Tabela 13, à medida que a radiação solar diminui, a perda percentual do módulo fotovoltaico com sujeidade em relação ao limpo aumenta. Com a transmitância do módulo sujo reduzida, a luminosidade menor atravessa a superfície do módulo, chegando às fotocélulas com menor intensidade.

A Figura 53, a seguir, mostra comparativamente o comportamento de ambos os módulos, em relação a potência, no mesmo gráfico.



Fonte: do próprio autor.

Nota-se que alguns pontos estão visivelmente fora da curva (possível *outlier*). Isto, provavelmente, se deve ao sombreamento momentâneo de sensores ou mesmo de parte do módulo fotovoltaico no instante da captura de dados. Este sombreamento momentâneo pode ter sido provocado por diversos fatores, tais como, nuvens, pássaros, aviões, etc.

As equações das linhas de tendência de ambos os gráficos, comparados na Figura 53 foram utilizadas para analisar as potências máximas (Pm) geradas pelo módulo com sujeidade e após ser limpo. A inclinação das curvas, mostra, claramente, que a potência do módulo com sujeidade é menor em relação ao mesmo módulo com a

superfície limpa. A perda percentual de potência, apresentada na Tabela 13, comprova que o módulo com sujeidade, na região de radiação solar entre 800 e 1000W/m², variou entre 12,8% e 11,7% respectivamente, o que se aproxima dos valores indicados na literatura consultada.

5.2.2 Eficiência ou Rendimento (%)

A eficiência calculada, leva em consideração a área total do módulo fotovoltaico KC60 (0,751m x 0,652m = **0,490m²**), medidas fornecidas pelo fabricante (ANEXO B). Equação 8 utilizada para o cálculo da eficiência do módulo PV:

$$\eta(\%) = \frac{P_m (W)}{\text{Radiação Solar (W/m}^2\text{)} \times \text{Área do módulo(m}^2\text{)}} \times 100 \quad (8)$$

Onde: η (%) - Eficiência percentual do módulo fotovoltaico.

P_m - Potência máxima (W) do módulo na radiação solar equivalente.

Radiação Solar - Irradiância do Sol sobre o módulo (W/m²).

Área - Área do módulo (m²).

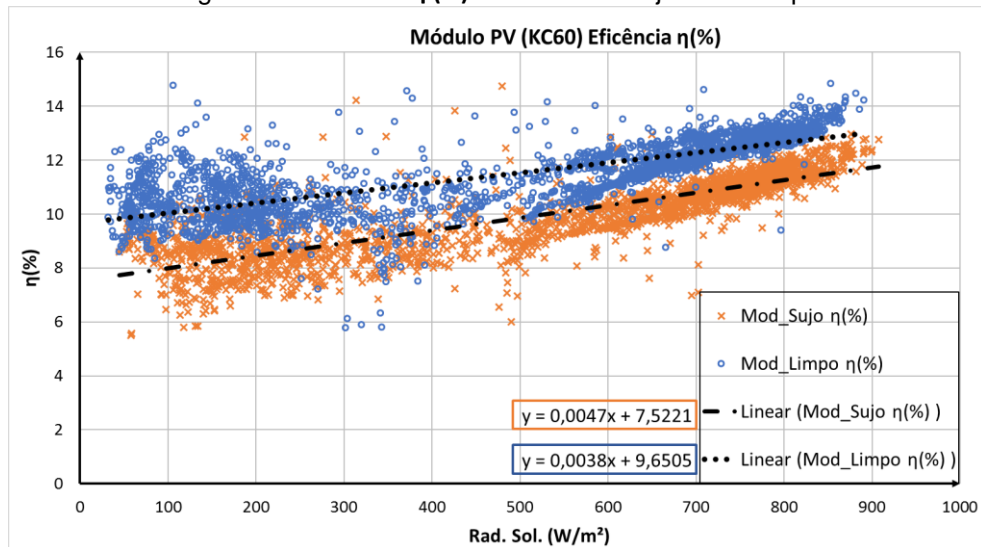
A eficiência do módulo com sujeidade fica abaixo da eficiência do módulo limpo, como era esperado. Nos dois casos quando a radiação solar é menor, a eficiência de ambos os módulos é reduzida, como mostra a Tabela 14 e a Figura 54.

A eficiência das fotocélulas, conforme informação do fabricante, é superior a 14% nas condições *STC*, o que se aproxima dos cálculos obtidos na extrapolação da curva para o módulo KC60 limpo (estudado em condições ambientais variáveis).

Tabela 14: Comparação da eficiência do módulo com sujeidade e limpo.

Rad.S(W/m ²)	η (%) M_sujo	η (%) M_Limpo	Dif. η (%) Limpo - Sujo
1000	12,22	13,45	1,23
900	11,75	13,07	1,32
800	11,28	12,69	1,41
700	10,81	12,31	1,50
600	10,34	11,93	1,59
500	9,87	11,55	1,68
400	9,40	11,17	1,77
300	8,93	10,79	1,86
200	8,46	10,41	1,95
100	7,99	10,03	2,04

Fonte: do próprio autor.

Figura 54 - Gráfico: η (%) módulo com sujidade e limpo

Fonte: do próprio autor.

A eficiência do módulo com sujidade é menor do que a do módulo limpo, mas a diferença percentual da eficiência do módulo PV (sujo ou limpo) é praticamente constante. As linhas de tendência, praticamente paralelas, mostram uma diferença percentual máxima de 2%, pois o material (p-Si), responsável pela eficiência do módulo em ambas situações, é o mesmo. A eficiência do módulo PV sujo é reduzida pela diminuição da transmitância, mas a eficiência da conversão fotovoltaica, devido ao material utilizado no módulo (p-Si), é a mesma em ambas as condições da cobertura.

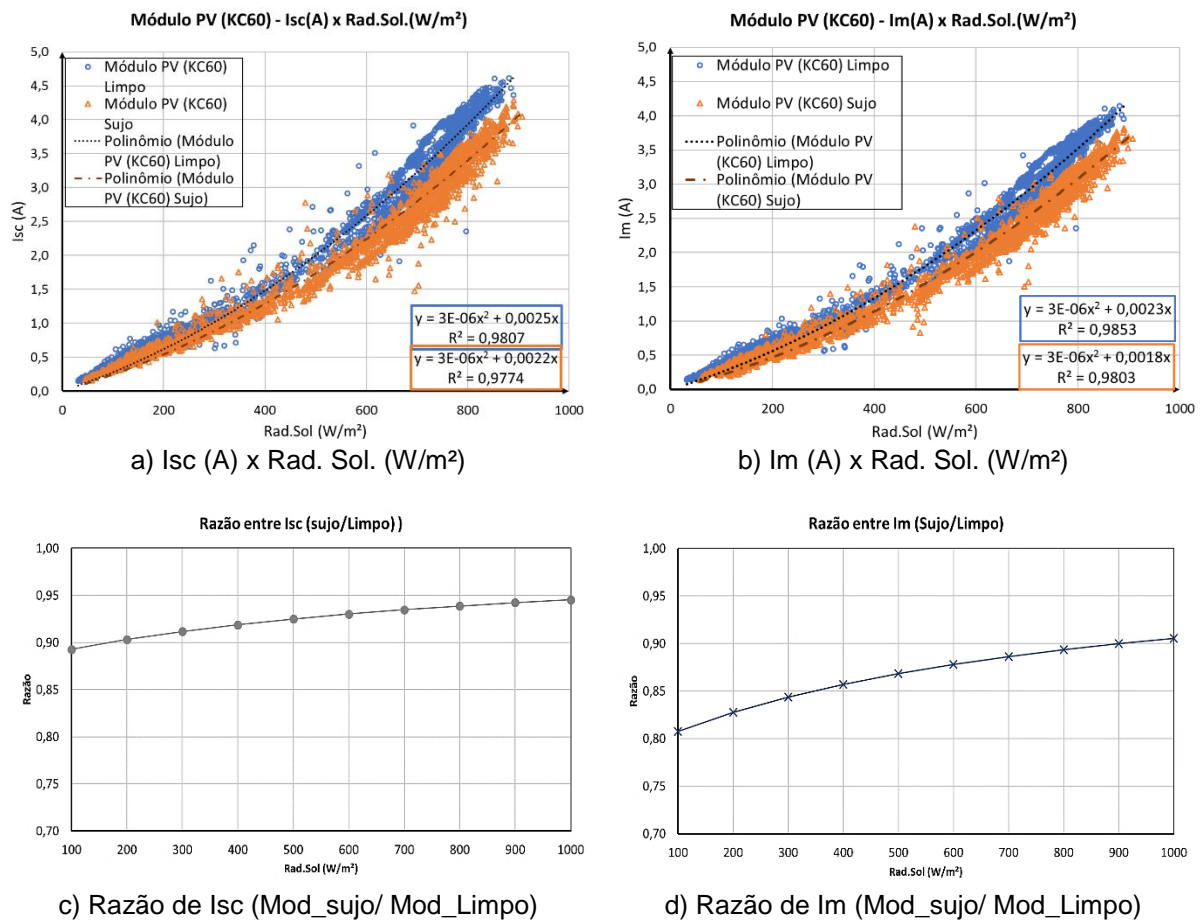
A eficiência da fotocélula também depende da temperatura de funcionamento da junção p-n da célula solar. Em geral, haverá uma diminuição na eficiência em temperaturas mais altas devido ao aumento de I_0 (corrente de saturação). Isto significa que pode ser vantajoso gerar energia solar em altas latitudes onde as temperaturas ambientes são mais baixas. A desvantagem, no entanto, é o baixo ângulo do sol em relação a locais perto do Equador (KITAI, 2011).

5.2.3 Corrente de curto circuito (I_{sc}) e corrente na potência máxima (I_m)

Os gráficos da Figura 55 mostram a comparação entre a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a corrente (I_m). A linha de tendência e o coeficiente de determinação R^2 também são apresentados e utilizados para o cálculo das curvas (c) e (d). Após a limpeza do módulo houve aumento em ambas as correntes.

De acordo com a literatura consultada a relação entre corrente e irradiância solar é linear, no entanto, para maior adequação dos dados coletados, as equações das linhas de tendência utilizadas foram polinomiais (segundo grau) com origem em zero, para um melhor ajuste, aumentando o coeficiente de determinação.

Figura 55 - Comparação entre Isc (A) e Im (A) do módulo PV com sujidade e após limpeza



Fonte: do próprio autor.

O gráfico da Figura 55 (c) mostra a razão entre as correntes Isc (módulo sujo / módulo limpo) e (d) Im (módulo sujo / módulo limpo). As curvas de tendência de ambos os gráficos (a) e (b) foram utilizadas no cálculo das curvas (c) e (d). Observamos que a corrente de curto-circuito (Isc) tem uma alteração menor quando comparada com corrente de máxima potência (Im). A corrente Isc independe da tensão e carga, enquanto Im depende de V_m e da carga acoplada ao módulo PV, o que gera uma alteração maior na relação Módulo PV (sujo) / Módulo PV (Limpo).

A Figura 55 (a) mostra a variação das correntes I_{sc} do módulo sujo e após limpeza. Houve uma perda de 5,5% da I_{sc} do módulo sujo em relação ao limpo quando o cálculo pela curva de tendência foi extrapolado para uma radiação solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$. A perda foi de 6,1% em uma radiação solar de $800\text{W}/\text{m}^2$. A perda percentual da I_{sc} do módulo sujo aumenta à medida que a Radiação solar diminui.

Como visto na Figura 55 (b), a corrente I_m do módulo após limpeza aumenta em relação ao módulo com a superfície suja. A perda percentual da corrente I_m do módulo sujo em relação ao limpo foi maior do que o da corrente de curto-circuito (I_{sc}). Quando o cálculo pela curva de tendência foi extrapolado para uma radiação solar de $1000\text{W}/\text{m}^2$ a perda percentual do módulo sujo foi de 9,4% e de 10,6 % em uma radiação solar de $800\text{W}/\text{m}^2$. Em ambos os casos (I_{sc} e I_m), a perda percentual das correntes do módulo sujo aumenta à medida que a Radiação solar diminui.

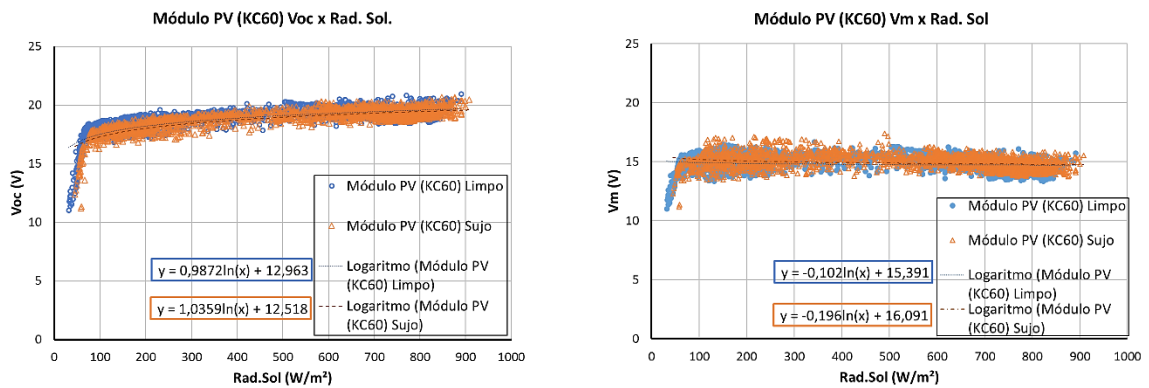
5.2.4 Tensão em aberto (V_{oc}) e Tensão na potência máxima (V_m)

A Figura 56 (a) mostra que a tensão de circuito aberto (V_{oc}), varia de forma logarítmica em relação à Radiação solar. Este parâmetro variou muito pouco em relação ao módulo com sujidade e limpo. A variação percentual calculada pela linha de tendência e média de intervalos com a radiação solar variando de 100 a $1000\text{W}/\text{m}^2$ ficou abaixo de 2% (Figura 56 (c)) de onde se conclui que foi pouco afetada pela sujidade do módulo PV.

A Figura 56 (b) mostra que o valor da tensão V_m que ocorre na potência máxima é menor em relação ao valor de V_{oc} , como esperado. Varia de forma logarítmica em relação à Radiação solar. A variação percentual calculada pela linha de tendência e média de intervalos com a radiação solar variando de 100 a $1000\text{W}/\text{m}^2$ ficou abaixo de 2% (Figura 56 (d)) de onde se conclui que, também, é muito pouco afetada pela sujidade do módulo PV.

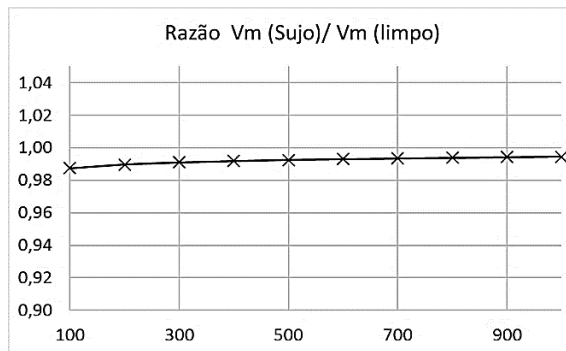
Deve ser ressaltado, como visto na literatura consultada, que as tensões do módulo (V_{oc} e V_m) são afetadas pela temperatura, sendo que com o aumento da temperatura no módulo as tensões tendem a diminuir (item 3.3.4). Este assunto será mais detalhado a seguir.

Figura 56 - Comparação entre Voc (V) e Vm (V) do módulo PV com sujidade e após limpeza

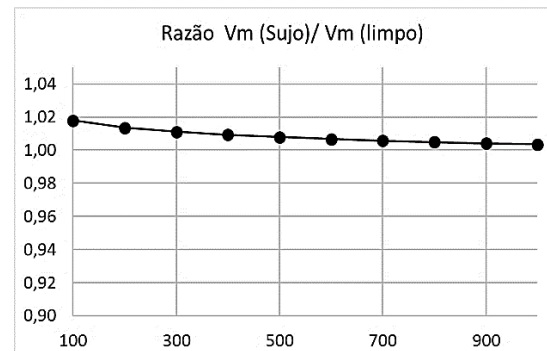


a) Gráfico de Voc (V) x Rad. Sol. (W/m²)

b) Gráfico de Vm (V) x Rad. Sol. (W/m²)



c) Razão Voc (Sujo)/(limpo) X Rad. Sol. (W/m²)



d) Razão Vm (Sujo)/(limpo) x Rad. Sol. (W/m²)

Fonte: do próprio autor.

Para facilitar a visualização dos dados, as Figuras 56 (c) e (d) apresentam a razão entre as tensões, indicando que a variação percentual máxima ficou abaixo de 2%. A aproximação foi feita tendo como base as curvas de tendência (Figura 56 (a) e (b)).

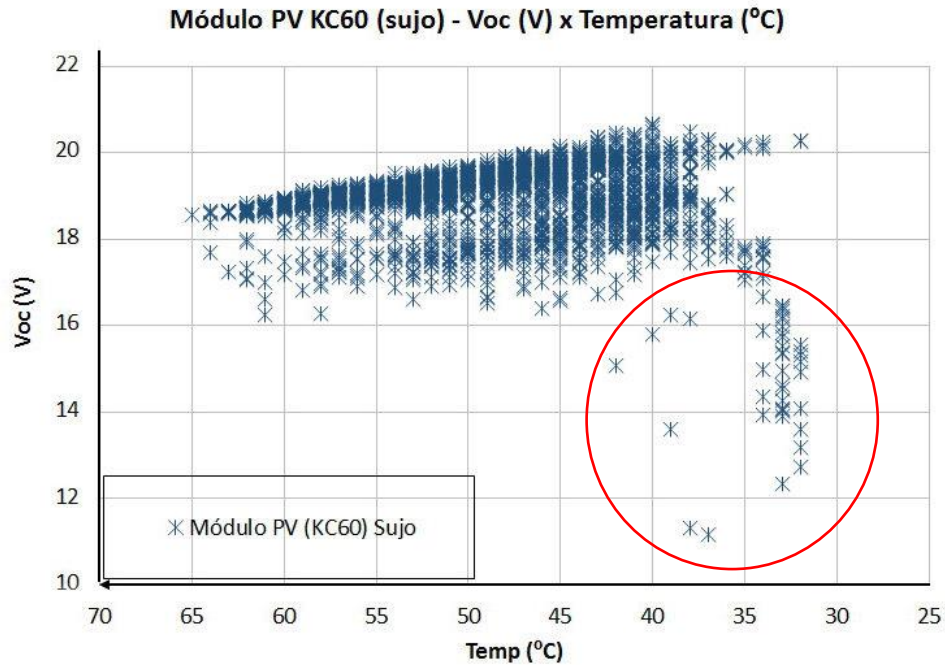
5.2.5 Variação da Tensão com a temperatura

A Figura 57 mostra a tensão Voc que varia com a temperatura. Ou seja, quando a temperatura aumenta, as tensões tendem a diminuir e vice-versa. Geralmente o fabricante coloca nas informações do módulo fotovoltaico o coeficiente da temperatura de variação de Voc em V/°C (negativo).

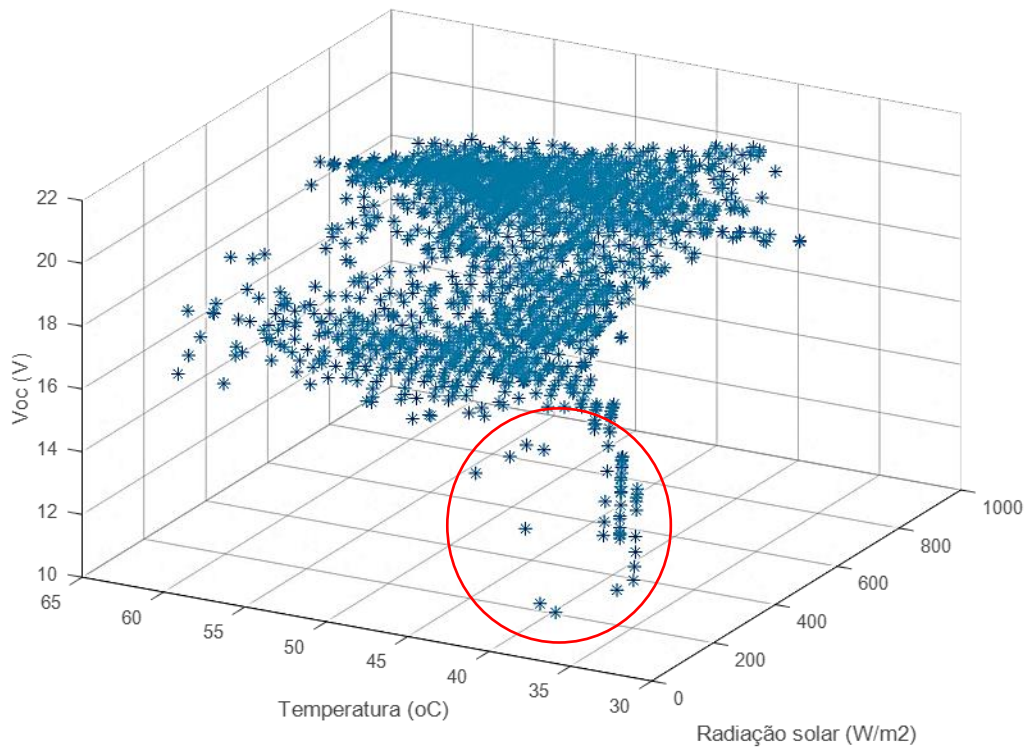
Observa-se na Figura 57 (b) que para a mesma radiação solar, tem-se Voc ≥ 20V para Temp. ~40°C e Voc < 19V para Temp. ~65°C. Percebe-se um quase-plano inclinado,

Voc diminui com a queda da radiação e com o aumento da temperatura. No gráfico 3D o Voc < 18 é explicado pela redução da radiação solar (observar círculo vermelho).

Figura 57 - Variação da tensão (Voc) com a temperatura e radiação Solar



a) Variação da tensão em aberto x a temperatura (módulo com sujidade).



b) Gráfico 3D temperatura x Radiação Solar x Voc (módulo com sujidade)

Fonte: do próprio autor.

5.2.6 Fator de Forma (Preenchimento) (FF – *Fill Factor*)

Relação entre a máxima potência da célula (ou módulo) fotovoltaica e o produto entre a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito. Quanto menores forem as perdas resistivas (série - R_s e paralelo - R_p), mais próxima da forma retangular será a curva I-V.

Os dados obtidos são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15: Fator de Forma

Módulo	N.Dados	Min	Max	Média	Mediana	Des.Pad
Limpo	2798	0,63	0,77	0,69	0,69	0,0270
Sujo	2498	0,50	0,80	0,70	0,70	0,0244

Fonte: do próprio autor.

O Fator de Forma ou *Fill Factor* (médio) do módulo ficou em torno de 0,7.

5.2.7 Comparação de resultados com a literatura

A caracterização química, mineralógica e biológica da sujidade, justificaram a diferença dos parâmetros elétricos entre o módulo retirado do gerador fotovoltaico do CPEI (CEFET/MG _ Campus II), com sujidade e após a limpeza, principal objetivo deste trabalho. A sujidade encontrada, preservada mesmo após períodos de chuva e variações climáticas que deveriam promover uma limpeza natural do módulo estudado neste capítulo, pode ser caracterizada como um fator que reduz a transmitância e considerada como um sombreamento suave.

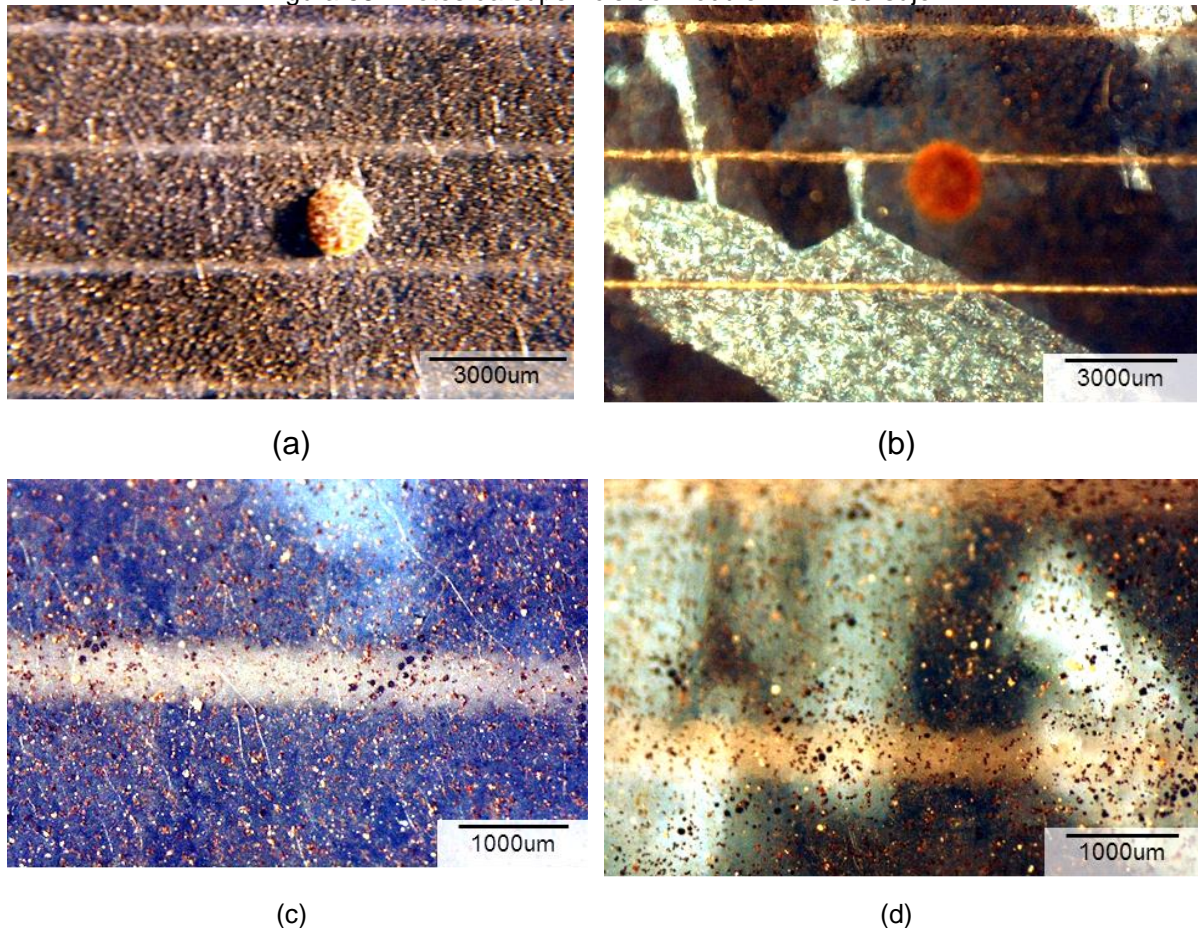
Segundo MAGHAMI et al. (2016), o sombreamento dos módulos PV, devido a sujidade, é dividido em duas categorias, ou seja, sombreamento suave como a poluição atmosférica e sombreamento denso que ocorre quando um sólido como o pó acumulado bloqueia a luz do sol. O resultado mostra que o sombreamento suave afeta a corrente fornecida pelo módulo de PV, mas a tensão permanece a mesma. No sombreamento denso, o desempenho do módulo PV depende se algumas células são sombreadas ou todas as células do módulo PV são sombreadas. Se algumas células são sombreadas, enquanto outras células recebem irradiação solar, haverá alguma saída embora haverá uma diminuição na saída de tensão do módulo PV.

5.3 Caracterização da sujidade na cobertura dos módulos PV.

Algumas áreas do módulo retirado do Gerador fotovoltaico do CPEI foram fotografadas com lentes por máquina fotográfica digital Canon® (EOS) modelo Rebel Xsi utilizando lente “macro”, objetivando a análise física da sujidade.

Na Figura 58, pode-se observar a presença de muitas partículas impregnadas de diferentes cores e morfologias, pontos característicos que sugerem particulados de origem mineral (c) e (d) e também de biomassa (a) e (b). Na Figura 58 (a) e (b), pode-se notar ainda uma mancha redonda sugerindo a formação de colônias de microrganismos.

Figura 58 - Fotos da superfície do módulo PV KC60 sujo



Fonte: do próprio autor.

O módulo fotovoltaico foi retirado do Gerador do CPEI após um período de fortes chuvas. O módulo foi retirado no dia 16/12/2015, sendo que no mês de novembro de 2015, houve um acúmulo de quase 200mm de precipitação conforme dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) estação de Belo Horizonte – MG.

Vale ressaltar que o módulo analisado foi retirado da cobertura superior do CPEI após longo período de chuvas. O fato de chuvas relativamente fortes não terem removido a sujeira na cobertura dos módulos fotovoltaicos sugere que outros fatores, além de simples poeira e detritos poluentes, tenham contribuído para a fixação da sujeira. Pelo modo de limpeza (lavagem com água destilada e força mecânica), fotos e ensaios realizados, observou-se a possibilidade de microrganismos terem se fixado à superfície do módulo formando um biofilme.

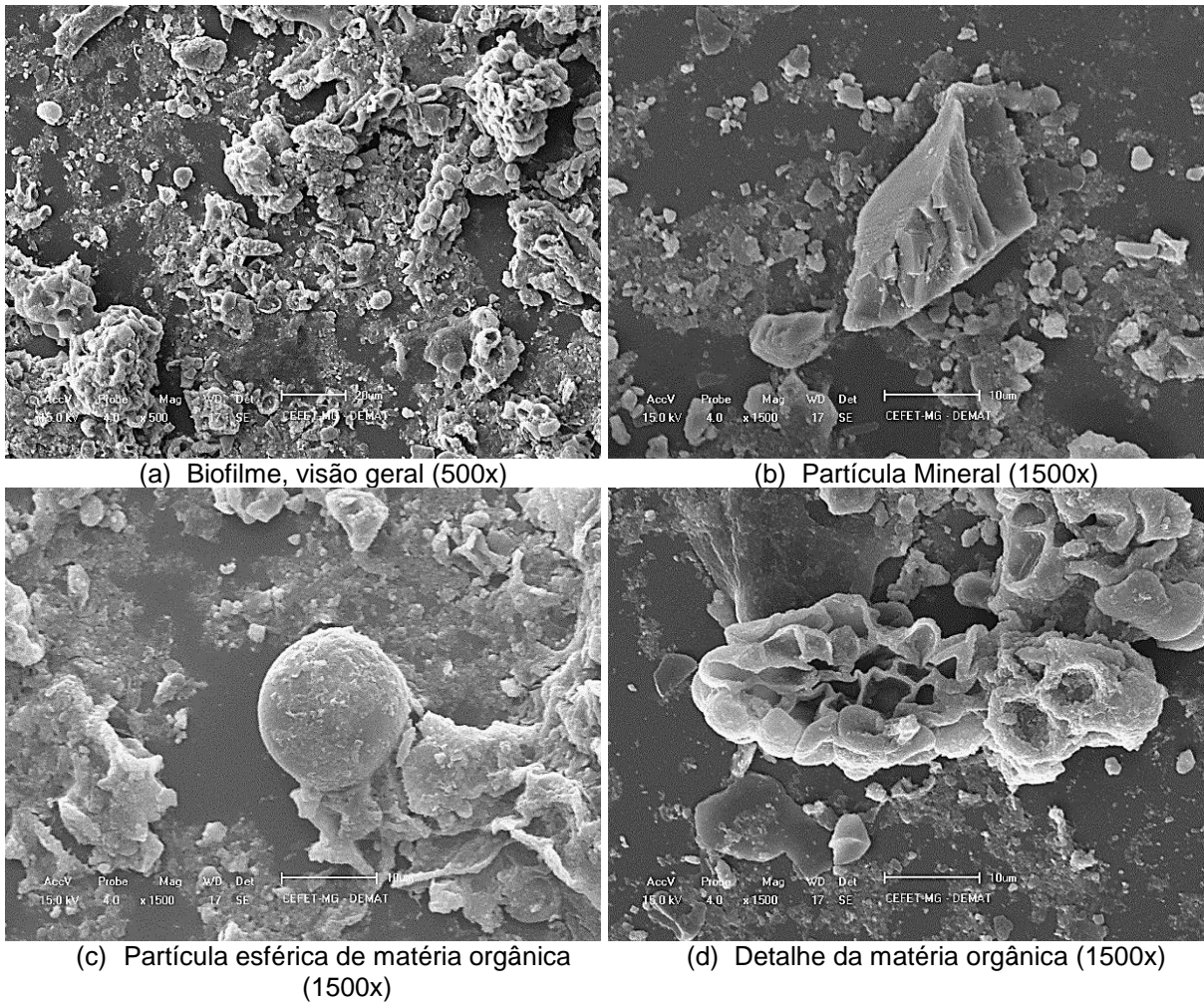
5.3.1 Microscopia Eletrônica de varredura (MEV) e Espectroscopia de Energia Dispersiva (MEV/EDS)

As partículas de sujeiras foram removidas da superfície do módulo retirado do Gerador do CPEI utilizando-se água e luvas de látex estéril. Uma parte da suspensão contendo a sujeira foi gotejada em lâminas de vidro, sendo que a primeira amostra foi retirada da parte superior do líquido (partículas em suspensão), enquanto a segunda amostra foi retirada da parte inferior (mais densa). Em seguida as amostras foram secas em estufa e depois analisadas no microscópio eletrônico de varredura. As imagens obtidas são mostradas na Figura 59.

As imagens do MEV, Figura 59, relativas a segunda amostra recoberta com ouro para melhor visualização, sugerem além de formas minerais, bordas regulares e lisas, mostrado na Figura 59 (b). A presença de material com morfologia irregular e arredondada Figura 59 (c) e (d), típico de matéria orgânica que foi verificada por Shirakawa et al., (2015). A presença da matéria orgânica, sugestiva de biofilme formado por microrganismos foi confirmada pelo ensaio de crescimento de microrganismos em meio de cultura realizado no laboratório de biologia do CEFET/MG Campus I, conforme resultados apresentados no item 5.3.3.

Kazmerski et al. 2013 apud Lopes De Jesus (2015) abordam, em seu artigo de revisão, os problemas relacionados ao acúmulo de sujeiras no campo da energia solar. Verificou-se que, em trabalhos recentes, as partículas de sujeira depositadas nas placas são compostas principalmente de quartzo e calcita, com pequenas quantidades de dolomita e minerais argilosos. O que condiz com os resultados obtidos.

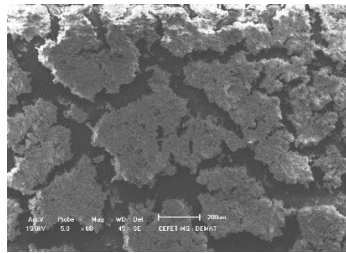
Figura 59 - Foto micrografias obtidas por Microscopia Eletrônica de Varredura



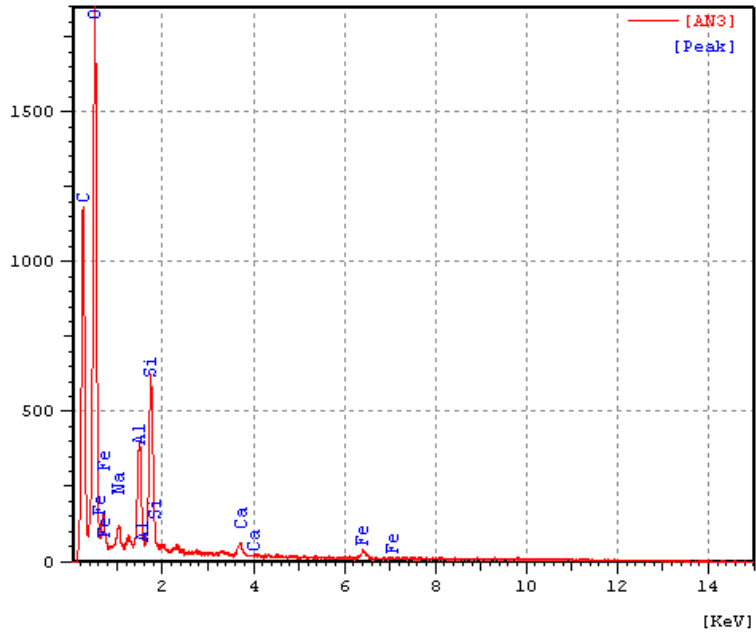
Fonte: do próprio autor.

O resultado da análise da poeira por Espectroscopia de raios X por dispersão em energia (EDS) pode ser observado nas Figuras 60 e 61. Este resultado mostra a composição química elementar como sendo carbono, oxigênio, sódio, alumínio, silício, cálcio e ferro. Pode-se observar um percentual de 46% de carbono corroborando a suspeita da presença de biofilme. Os demais elementos presentes estão coerentes com a composição de poeiras geradas pelo material presente no solo que é areia (óxido de silício), óxido de ferro, argila (silicato de alumínio) e calcário (carbonato de cálcio) A fim de confirmar a composição mineral, foi realizada a análise de difração de raios X.

Figura 60 - Análise 1 - (a) MEV e a composição elemental (b) Espectro de EDS



Elemento (%)	
C	45.8
O	47.5
Na	0.7
Al	2.0
Si	3.2
Ca	0.3
Fe	0.5



(a) Amostra de poeira do módulo

(b) EDS

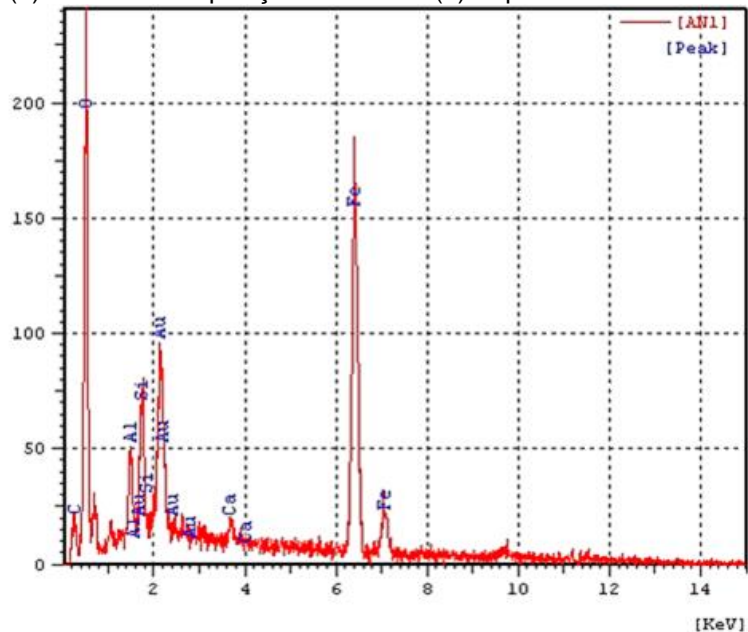
Fonte: do próprio autor.

Figura 61 - Análise 2 – (a) MEV e a composição elemental (b) Espectro de EDS



Aumento de 1500x

Elemento (%)	
C	11.6
O	40.8
Al	3.7
Si	4.4
Ca	1.1
Fe	35.6
Au	2.7



(a) Amostra de poeira do módulo

(b) EDS

Fonte: do próprio autor.

A suspensão ficou em repouso durante alguns minutos acumulando no fundo os elementos mais densos. O fato das amostras terem sido coletadas de partes diferentes da suspensão, pode explicar a diferença de maior percentual de carbono e menor percentual de ferro na análise 1 (Figura 60 - amostra coletada na parte superior

da suspensão), em relação a análise 2, (Figura 61 - amostra coletada do fundo da suspensão, mais densa).

A partir das análises, foi possível identificar os elementos: carbono, oxigênio, sódio, alumínio, silício, cálcio, ferro (o ouro foi desconsiderado por fazer parte do recobrimento no ensaio). O carbono, provavelmente, é proveniente, de contaminantes orgânicos, fuligem e poluentes de automóveis, dentre outros. O silício e oxigênio podem ser constituintes do vidro (lâmina do ensaio) e de minerais compostos silicatos. O alumínio, cálcio e ferro constituem vários minerais (óxidos e silicatos) que podem ter sido depositados no módulo PV. A sujidade presente na superfície do módulo fotovoltaico, condiz com a literatura consultada (LOPES DE JESUS, 2015).

5.3.2 Difração de raios X (DRX)

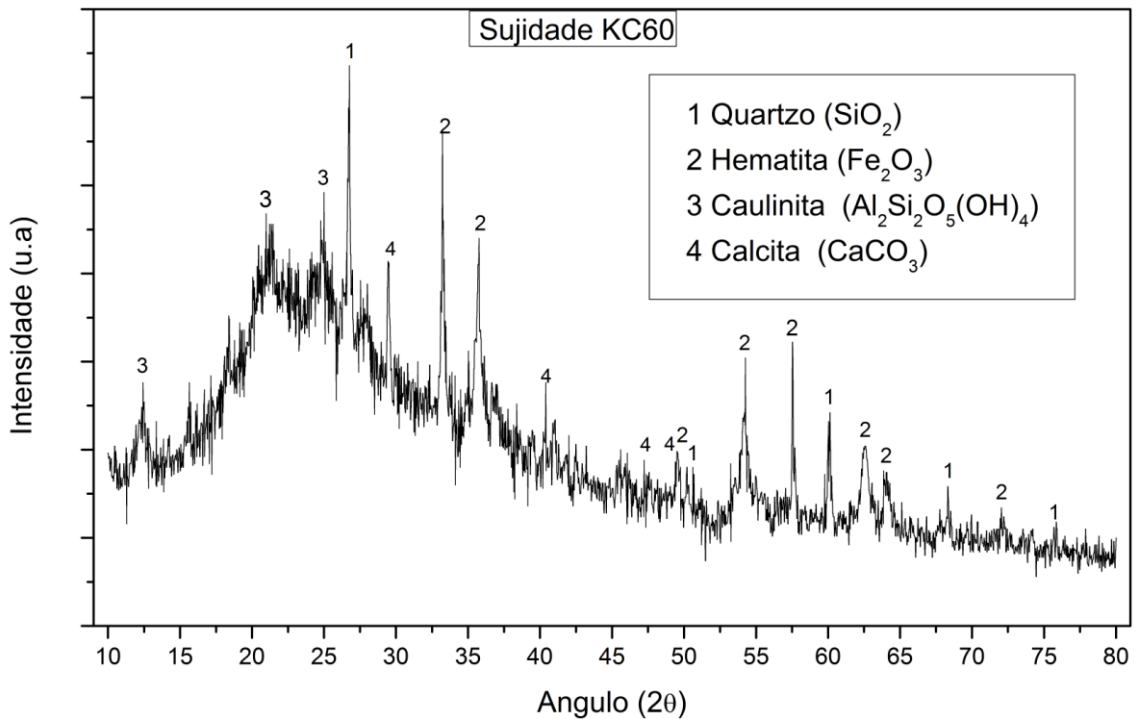
A difração de raios X foi realizada para identificação das fases presentes nas amostras de poeira. O difratograma obtido é apresentado na Figura 62. Analisando o difratograma é possível identificar a presença de uma quantidade considerável de material amorfo, que normalmente causa uma deformação nos difratogramas afastando-o da linha base de intensidade zero. A presença de material amorfo é uma indicação da presença de matéria orgânica como resíduos de fuligem resultante da queima de combustível ou biofilme. Além de biomassa amorfa, é possível identificar reflexões características de material cristalino. As reflexões características foram identificadas como sendo das fases Quartzo (SiO_2), Hematita (Fe_2O_3), argilomineral Caulinita ($\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$) e Calcita (CaCO_3) como mostra a Tabela 16 e a Figura 62.

Tabela 16: Reflexões do material cristalino

Fase	Mineral		Ângulo de reflexão (2θ)	Referência
1	Quartzo	SiO_2	(20,98);(26,76);(50,7);(60,12);(68,34);(75,84)	RRUFF ID_R050125
2	Hematita	Fe_2O_3	(33,22);(35,76);(49,54);(54,26);(57,54);(62,04);(72,06)	RRUFF ID_R110013
3	Caulinita	$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$	(12,42);(20,98);(24,78)	RRUFF ID_R100066
4	Calcita	CaCO_3	(29.42);(39.44);(47.53); (48.54)	RRUFF ID_R050130

Fonte: do próprio autor.

Figura 62 - Difratoograma de raios X da amostra de sujidade no recobrimento do módulo KC-60



Fonte: do próprio autor.

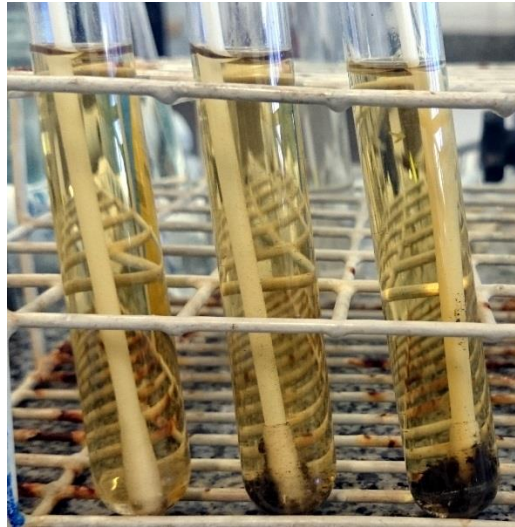
A composição mineralógica verificada nesta amostra é compatível com os resultados obtidos por Lopes de Jesus (2015). Estas fases minerais estão normalmente presentes no nosso solo e são compatíveis com a composição química elementar apresentada nas Figuras 60 e 61 (MEV).

5.3.3 Avaliação de biofilme na superfície de módulos fotovoltaicos.

Uma porção do material removido da superfície do módulo foi adicionado em meios de cultura e foi observado que em todos os casos, houve evidente crescimento microbiano. Nos meios de cultivo líquido, a turvação é evidente quando comparamos a Figura 63 com a Figura 64, o que confirma a presença de microrganismos nas sujidades coletadas no módulo fotovoltaico.

A turvação dos meios de cultura indica o crescimento de microrganismos devido à sua multiplicação confirmando a sua presença na amostra retirada da superfície do módulo.

Figura 63 - Cultivo líquido obtido logo após a coleta da amostra de poeira



Fonte: Elaborado pela Prof.^a Dr.^a Fernanda Badotti - Departamento de Química CEFET-MG.

Figura 64 - Cultivo líquido após período de incubação



(a) Caldo BHI (HIMEDIA)
Incubado a 35°C por 48 horas

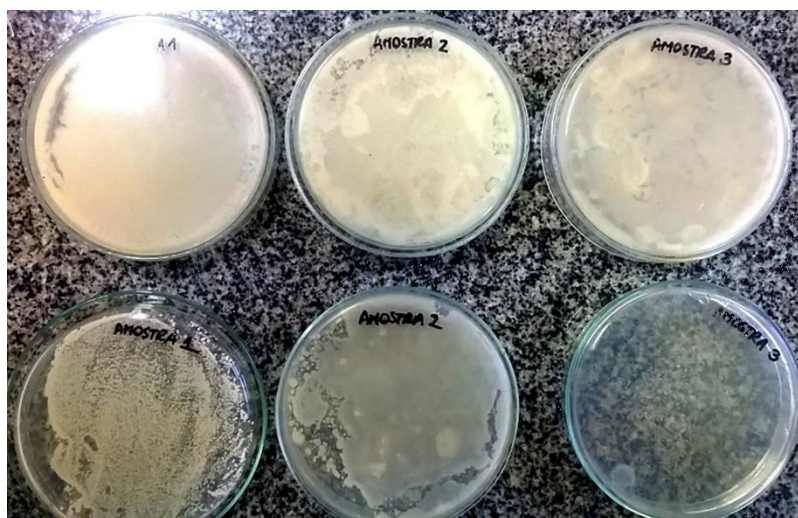


(b) Caldo sabouraud dextrose (HIMEDIA)
incubado a 25°C por 5 dias

Fonte: Elaborado pela Prof.^a Dr.^a Fernanda Badotti - Departamento de Química CEFET-MG.

Nos meios sólidos, houve significativo crescimento de colônias, tanto no meio que favorece o desenvolvimento de bactérias (BHI) como no meio que favorece o crescimento de fungos (Figura 65). A análise da imagem permite verificar que em função do grande número de colônias que se desenvolveram nos ágar, não foi possível realizar a contagem, já que houve crescimento exagerado e sobreposição das mesmas.

Figura 65 - Placas de Petri contendo ágar Sabouraud e ágar BHI (ambos HIMEDIA)



Fonte: Elaborado pela Prof.^a Dr.^a Fernanda Badotti Departamento de Química CEFET-MG.

A principal finalidade deste teste foi confirmar a suspeita de haver uma camada de microrganismos se desenvolvendo na superfície dos módulos fotovoltaicos, formando um biofilme que não é de fácil remoção por limpeza natural como chuvas e vento. Este resultado explica o porquê de haver partículas sobre o módulo mesmo após a chuva. O biofilme presente imobiliza as partículas de poeira fixando-as na superfície. Para uma completa remoção, foi necessária remoção manual utilizando luvas de látex.

Seria interessante mencionar que o isolamento e identificação dos microrganismos presentes nos módulos fotovoltaicos permitiriam o conhecimento sobre a microbiota que coloniza este ambiente e, assim, formas de prevenir a colonização destes dispositivos por microrganismos poderiam ser sugeridas.

A confirmação da presença de bactérias e fungos, somado as imagens do MEV, a presença de material amorfo nos difratogramas de raios X e à presença de grande quantidade de carbono determinado por EDX nos permite afirmar a presença de um biofilme na superfície dos módulos fotovoltaicos que comprometem a transmitância da luz e, conseqüentemente, o desempenho dos módulos fotovoltaicos. É importante ressaltar aqui que são escassos os trabalhos da literatura que confirmam a presença deste tipo de impureza. (SHIRAKAWA et al., 2015).

5.3.4 Perda ao Fogo

O objetivo deste procedimento foi determinar o teor de materiais orgânicos contidos nos constituintes da amostra de sujidade da superfície dos módulos fotovoltaicos estudados, afim de confirmar a existência de biofilmes fixados a estas superfícies. Neste procedimento ocorre a queima, decomposição e eliminação de materiais orgânicos presentes, bem como carbonatos, na temperatura entre 940 e 960°C.

Os resultados da média da massa do cadinho limpo, com a amostra antes da queima e do resíduo após a queima são mostrados na Tabela 17, assim como a massa da amostra (*MA*) e a Massa do resíduo (*MR*). O resultado final foi de que aproximadamente 52% da massa da amostra era composta de matéria orgânica. Valores típicos de perda ao fogo para materiais minerais giram em torno de 15% devido à perda de traços de orgânicos, água de cristalização e decomposição de carbonatos. O valor encontrado para a poeira analisada no valor de 52% novamente confirma ao pressuposto inicial da amostra ser composta por um biofilme impregnado de partículas minerais imobilizadas.

Tabela 17: Resultados de Perda ao Fogo

	Cadinho limpo (g)	Cadinho Amostra (g)	Cadinho Resíduo (g)
	22,0007	22,4661	22,2257
	22,0006	22,4682	22,2254
	22,0007	22,4685	22,2254
	22,0006	22,4687	22,2255
	22,0005	22,4698	22,2252
Média	22,0006	22,4683	22,2254

<i>MA</i> (g) = 0,4676	<i>MR</i> (g) = 0,2248
<i>PF</i> (%) = 51,93	

Fonte: do próprio autor.

A presença de mais da metade da amostra ser composta de matéria orgânica confirma mais uma vez a formação de biofilme na superfície do módulo pesquisado.

6 CONCLUSÕES

O sistema de medição desenvolvido foi de grande auxílio para a caracterização dos módulos fotovoltaicos, nas condições reais de trabalho, assim como simulações em condições artificiais. O sistema se mostrou eficiente e com boa precisão. Os dados obtidos são compatíveis com a literatura pesquisada. A comparação dos gráficos gerados se aproximou dos dados fornecidos pelos fabricantes e a variação de corrente e tensão foram bastante coerentes com o esperado.

Os ensaios realizados mostram que uma série de fatores influenciam na medição de parâmetros dos módulos fotovoltaicos, interferindo nos resultados finais. A radiação solar, que atinge a superfície dos módulos fotovoltaicos é composta de uma série de variáveis, onde as condições atmosféricas e composição do comprimento de onda que compõem os raios solares são as principais. A temperatura e as condições climáticas também atuam como variáveis fora de controle, em ambientes “*outdoor*”. Tanto a corrente como a tensão nas células fotovoltaicas são influenciadas por estes parâmetros, mas nota-se que a temperatura influencia mais o valor da tensão e a intensidade da radiação solar afeta mais a corrente do módulo.

Usando os ensaios com o módulo KC 60 limpo, como exemplo, a tensão em aberto (V_{oc}), nos ensaios realizados em uma radiação solar quase constante, variou aproximadamente de 20V a 18V em uma diferença de temperatura do módulo de 35°C até 65°C, respectivamente, sendo que a corrente praticamente não variou em função da temperatura. Nos ensaios realizados, a radiação solar interferiu com mais intensidade na corrente medida. Para uma variação de radiação solar na faixa de 400 a 800W/m², a variação de V_{oc} foi de 19,1V a 19,6V, enquanto a corrente I_{sc} variou de 1,5A a 4,1A em média. Em termos percentuais, a tensão (V_{oc}) variou 2,6% enquanto a corrente (I_{sc}) variou 63,4%. O que condiz com a literatura consultada.

Pelos experimentos realizados, nota-se que as condições climáticas, sujidade etc., afetam os testes de forma que as medições “*outdoor*”, mais próximas à realidade, apresentam resultados às vezes conflitantes. Nos testes “*indoor*”, onde os experimentos podem ser repetidos com as variáveis controladas, os resultados das

medições são mais estáveis, mas nem sempre espelham as condições reais de trabalho.

Os experimentos feitos aplicando-se sujidade artificial demonstraram a importância em se caracterizar a sujidade local, pois, a partir daí, tem-se a ideia da perda de eficiência das células fotovoltaicas. Perda que pode variar de menos de 1% até 100% com o bloqueio total da radiação solar devido ao tipo, quantidade e aderência do *soiling*. O ensaio feito com carvão chegou a uma diferença maior que 70% de perda de potência em relação ao módulo limpo.

Conforme os ensaios realizados, a sujidade deve ser encarada sobre vários aspectos, devendo ser considerados os aspectos físicos, mineralógicos, químicos e também biológicos.

Os resultados da caracterização elétrica do módulo com sujidade retirado do gerador fotovoltaico do CPEI (CEFET/MG – Campus II) mostraram que a sujidade superficial do módulo pode ser encarada como um sombreamento suave. O resultado mostra que o sombreamento suave afeta a corrente fornecida pelo módulo PV, mas a tensão permanece a mesma, como citado por Maghami et al. (2016). Os resultados obtidos mostram que a principal causa de redução de potência e eficiência do módulo fotovoltaico submetido aos testes foi a redução das correntes que ocorrem na máxima potência (I_m) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}), pois a tensão V_m e V_{oc} tiveram muito pouca alteração durante todos os ensaios, permanecendo praticamente as mesmas no módulo com sujidade e após a limpeza. A diferença percentual máxima não alcançou 2% de diferença na região de irradiância solar de 100 a 1000 W/m², conforme apresentado no item 5.2.4.

Os resultados de caracterização da poeira mostraram que além de partículas minerais, como quartzo (óxido de silício), argilomineral caulinita (silicato de alumínio), calcita (carbonato de cálcio) e hematita (óxido de ferro), há também grande quantidade de material orgânico derivado do crescimento de filme biológico, aqui confirmado através dos ensaios microbiológicos, que dificulta a limpeza dos módulos pela ação do vento e chuva. Além disso, este biofilme contribui de forma significativa para redução da transmitância da cobertura dos módulos fotovoltaicos.

O teste de Perda ao fogo mostrou que mais da metade da amostra era composta de matéria orgânica, o que confirmou mais uma vez a formação de biofilme na superfície do módulo pesquisado.

Importante ressaltar que a grande maioria das publicações abordam o problema do efeito *Soiling* como sendo o acúmulo de material particulado de natureza mineral apenas. Diante dos resultados mostrados neste trabalho, abre-se uma grande oportunidade de pesquisa que é o desenvolvimento de superfícies inteligentes capazes de minimizar ou evitar a formação destes biofilmes. Este resultado contribui de forma muito significativa para o entendimento da perda de transmitância dos recobrimentos dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo de funcionamento.

7 RELEVÂNCIA DOS RESULTADOS

As caracterizações elétricas dos módulos fotovoltaicos se mostraram bem próximas a realidade do ambiente de trabalho, levantando características próximas às encontradas na literatura e dados fornecidos por fabricantes.

A interferência da sujeira na eficiência da conversão de energia, proveniente da radiação solar, foi constatada por medições de diversos parâmetros elétricos. Ficou evidente que a corrente elétrica é mais influenciada pela sujeira que reduz a transmitância, mas não bloqueia a irradiância solar em um patamar muito elevado. A tensão dos módulos fotovoltaicos tem pouca alteração relativa a este tipo de sujeira.

Os resultados obtidos com a análise da sujeira foram de certa forma inesperados, pois a maioria da literatura consultada leva em conta apenas as partículas minerais e a poeira produzida pelo ambiente, como areia e poluentes de grandes centros urbanos. A possibilidade de se ter microrganismos constituindo colônias na superfície de painéis fotovoltaicos, principalmente em países tropicais que podem favorecer o crescimento de tais colônias, leva o estudo da sujeira a um novo campo de pesquisa, com ênfase em um maior conhecimento da microbiota que coloniza e muitas vezes passa despercebida no ambiente evolutivo de energias alternativas de alta tecnologia.

O desenvolvimento de superfícies autolimpantes, como superfícies superhidrofílicas, superhidrofóbicas e principalmente fotocatalíticas (quanto ao crescimento de biofilmes) poderiam auxiliar na limpeza e conservação de painéis fotovoltaicos de maneira a aumentar a eficiência e diminuir os custos de manutenção.

8 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O estudo da sujidade, principalmente quanto ao crescimento de microrganismos conforme comprovado neste trabalho, sugere um estudo que aprofunde sobre o conhecimento da microbiota que coloniza este ambiente.

O desenvolvimento de superfícies com propriedades autolimpantes, de maneira que não permitam a fixação de biofilmes na cobertura de módulos fotovoltaicos, aumentando a durabilidade e a eficiência na conversão de energia, seria de grande ajuda, tanto nos custos com a manutenção quanto no retorno do investimento neste tipo de tecnologia.

Fica como sugestão os ensaios em superfícies de cobertura para módulos fotovoltaicos que utilizem técnicas com propriedades fotocatalíticas, superhidrofílicas ou superhidrofóbicas, de maneira a minimizar o crescimento e fixação de biofilmes que, além de reduzir a eficiência, podem diminuir a vida útil de painéis fotovoltaicos. Outras superfícies, como CPV (painel fotovoltaico com sistema óptico concentrador) ou CSP (geralmente espelhos concentradores de energia solar), que dependem da transmitância e ou refletância para conversão de energia podem apresentar o mesmo fenômeno interferindo na eficiência do sistema.

Realizar estudos para estabelecer uma correlação entre crescimento de biofilmes com condições climáticas e tipos de recobrimentos dos módulos fotovoltaicos (vidros, polímeros de diferentes composições e rugosidade da superfície) seria de grande auxílio para melhorar a performance destes sistemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIFA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE FUNDIÇÃO **CEMP 120**: Método de Ensaio: Materiais para fundição determinação da perda ao fogo. São Paulo, 2015.

ALNASER, N. W.; DAKHEL, A. A.; AL OTHMAN, M. J.; BATARSEH, I.; LEE, J. K.; NAJMAIL, S.; ALNASER, W. E. Dust Accumulation Study on the Bapco 0.5 MW PV Project at University of Bahrain. **International Journal of Power and Renewable Energy Systems**, v 2, p. 38-54, 2015.

APPELS, R. et al. Effect of soiling on photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 96, p. 283–291, 2013.

BÜHLER, A. J. **Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação**. 2007. 89f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Rio Grande Do Sul, Porto Alegre, RS, 2007.

CALAIA, F. J. S. **Estudo comparativo de três tecnologias fotovoltaicas**: Estudo experimental com transposição para um nível macro. 2011. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal.

CARNEIRO, J. **Módulos fotovoltaicos - características e associações**. 2010. 18f. Trabalho de curso (2º ano do Mestrado Integrado em Engenharia Civil) - Universidade do Milho, Campus de Azurém, Guimarães, Portugal. Disponível em: <http://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf>. Acesso em: 27 set. 2015.

CRESESB, 2006. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Energia Solar: Princípios e Aplicações. 2006. Seção Tutorial. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 17 set. 2015.

EL-SHOBOKSHY, M.S.; HUSSEIN, F.M. Effect of dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells. **Solar Energy**, v. 51, p. 505 – 511, 1993.

FELTRIN, J. et al. Superfícies fotocatalíticas de titânia em substratos cerâmicos. Parte I: Síntese, estrutura e fotoatividade. **Cerâmica**, v. 59, p. 620–632, 2013.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Photovoltaics report. **Fraunhofer ISE**, Freiburg, 26 ago. 2015. Disponível em: <<https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>>. Acesso em: 17 set. 2015

GUIMARÃES, M. J. C. **Comportamento de Células Solares Fotovoltaicas de Si-a em Campo e sua Degradação**. 2010. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Microelectrónica e Nanotecnologia) - Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Monte da Caparica, Portugal.

INÁCIO, T. Potencial solar das radiações global, difusa e direta em Botucatu. 2009. 84f. Dissertação (Mestrado em Agronomia - Energia na Agricultura) - Faculdade de Ciências Agrônômicas da UNESP – Campus de Botucatu, São Paulo, Botucatu.

INMETRO, Instituto Nacional De Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, Portaria nº 004 (ANEXO I - MÓDULOS FOTOVOLTAICOS). Rio de Janeiro – RJ, 2011.

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

International Electrotechnical Commission. **IEC 61646**: Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval. Geneva, Switzerland, 2008.

KIMBER A. **The Effect of Soiling on Photovoltaic Systems Located in Arid Climates**. In: Proceedings of the 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, 1-7 September 2007, Milan, Italy.

KITAI, A. **Principles of Solar Cells, LEDs and Diodes**. 1. ed. United Kingdom: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

LOPES DE JESUS, Magnum A. M. **Desenvolvimento de superfícies autolimpantes superhidrofílicas e fotocatalíticas obtidas pela deposição de filmes finos de TiO₂ e TiO₂/SiO₂ pelo método sol-gel**. 2015. 120f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte.

MADIGAN, M.T.; MARTINKO, J.M.; DUNLAP, P.V.; CLARK, D.P. **Microbiologia de Brock**. 12. ed., Porto Alegre: Artmed, 2010. 1160 p.

MAGHAMI, M.R. et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 1307–1316, 2016.

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

MORENO BERTO, A. Revestimentos cerâmicos: acima e além das aplicações tradicionais. **Cerâmica industrial**, Brasil, v. 13, p. 7-12, 2008.

MUÑOZ, J; LORENZO, E. Capacitive load based on IGBTs for on-site characterization of PV arrays. *Solar Energy*, v 80, p 1489-1497, 2006

Neosolar Energia. Disponível em <<http://www.neosolar.com.br/>>. Acesso em 15 de agosto de 2015.

NI COMMUNITY, Solar PV Power Converter and IV Characterization Examples. 2014. Disponível em: <<https://decibel.ni.com/content/thread/25293>>. Acesso em: 14 mai. 2015.

NOACK-SCHÖNMANN, S. et al. Sub-aerial biofilms as blockers of solar radiation: spectral properties as tools to characterise material-relevant microbial growth. **International Biodeterioration & Biodegradation**, v 86 p. 286–293, 2014

NREL. National Renewable Energy Laboratory. **Best research-cell efficiencies** [figura]. National Center for Photovoltaics, USA, 2015. Disponível em: <http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg>. Acesso em: 28 set. 2015

PADILHA, A. F. **Materiais de Engenharia**: Microestrutura e propriedades. ed. Curitiba: Hemus, 2000. 343p.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. ed. 2014. rev. Rio de Janeiro: Ed. da CRESESB / CEPEL, 2014. 530p.

RAMOS, C. M. **Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos**. 2006. 140f. Dissertação (Mestrado em Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia EP, FEA, IEE, IF) - Universidade de São Paulo, São Paulo.

RRFF. The RRUFF™ Project. Disponível em <<http://rruff.info/>> . Acesso em 01 de agosto de 2016.

SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, 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. 698–733, 2013.

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

SHIRAKAWA, M. et al. Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment. **Journal of Environmental Management**, v. 157, p. 160–167, 2015.

SILVA NETO, J. **Propriedades ópticas e estruturais de filmes finos de TiO₂ produzidos pelo processo sol-gel**. 2013. 99f. Dissertação (Mestrado) – Engenharia de Materiais, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2013.

SILVA, Marco André L. M. **Estudo e implementação de um protótipo de sistema eletrônico de medição de curva IxV de módulos solares**. 2013. 54f. (Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Elétrica) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte.

TIMÓ, Gianluca. **Course on CPV**, In: Marie Curie Actions, Projeto SUN on CLEAN RSE at CEFET-MG, 2013, Course on CPV module 1, 2 e 3. Disponível em: <http://www.sunonclean.eu/index.php?option=com_remository&Itemid=370&func=select&id=6>. Acesso em: 13 mar. 2014.

TORTORA, G.J.; FUNKE, B.R.; CASE, C.L. **Microbiologia**. 10. ed., Porto Alegre: Artmed, 2010.

VASCONCELO, F. M. et al. Ferramenta computacional para caracterização de geradores fotovoltaicos. In: III CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR – CBENS, 3., 2010, Belém / PA. **Anais...** Belém: CBENS, 2010. p. 1-11.

VASHISHTHA S. **Lessons learned through installation of solar PV systems in typical Indian hot climatic zone.** Firstgreen. 2013; 06:1 Disponível em: <<https://firstgreenconsulting.wordpress.com/2013/06/01/lessons-learned-through-installation-of-solar-pv-systems-in-typical-indian-hot-climatic-zone/>>. Acesso em: 12 abr. 2015.

VITOR SILVA, Aline G. **Desenvolvimento de filmes finos de sílica com propriedade autolimpante e antirreflexiva: síntese, funcionalização e caracterização.** 2016. 101f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte.

VIVAR M; HERRERO R; MORETÓN R; MARTÍNEZ-MORENO F; SALA G. Effect of soiling on PV concentrators: Comparison with flat modules. In: PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 2008, San Diego. 33RD IEEE, SAN DIEGO, CA, USA. **Proceedings...** San Diego: 2008. p. 1-4.

APÊNDICE A – EXEMPLO DA TABELA DE COLETA DE DADOS

Exemplo de medições no ensaio de 2 módulos PV de 5Wp modelo STP005S/12Db, sendo que o módulo PV-1 estava contaminado com sujidade. O tempo de troca para ensaio entre PV-0 e PV-1 é de aproximadamente 30 segundos. A temperatura foi medida apenas no módulo com sujidade (PV-1).

Tabela 18: Exemplo da tabela de coleta de dados alternando entre 2 módulos (5Wp)

Data	Horário	Módulo PV	Voc (V)	Isc (A)	Vm (V)	Im (A)	Pm (W)	Rad.S. (W/m ²)	T (°C)
20/10/2015	10:06:12	0	19,73	0,23	15,68	0,22	3,37	628	
20/10/2015	10:06:43	1	19,34	0,18	15,24	0,16	2,49	620	43
20/10/2015	10:07:13	0	19,72	0,23	15,84	0,21	3,32	621	
20/10/2015	10:07:44	1	19,37	0,18	16,19	0,15	2,49	621	43
20/10/2015	10:08:15	0	19,75	0,23	16,05	0,20	3,29	623	
20/10/2015	10:08:45	1	19,37	0,18	15,87	0,16	2,52	627	44
20/10/2015	10:09:16	0	19,73	0,23	15,98	0,21	3,35	623	
20/10/2015	10:09:46	1	19,32	0,18	15,47	0,17	2,58	636	44
20/10/2015	10:10:17	0	19,75	0,24	15,91	0,21	3,41	632	
20/10/2015	10:10:47	1	19,32	0,18	15,71	0,16	2,58	637	45
20/10/2015	10:11:18	0	19,74	0,24	15,86	0,22	3,45	637	
20/10/2015	10:11:49	1	19,32	0,18	15,74	0,16	2,57	638	46
20/10/2015	10:12:19	0	19,78	0,24	16,00	0,22	3,47	638	
20/10/2015	10:12:50	1	19,31	0,18	15,23	0,17	2,59	640	46
20/10/2015	10:13:20	0	19,79	0,25	15,77	0,22	3,52	647	
20/10/2015	10:13:51	1	19,29	0,19	15,54	0,17	2,62	646	47
20/10/2015	10:14:22	0	19,75	0,25	15,84	0,22	3,53	648	
20/10/2015	10:14:52	1	19,28	0,19	15,87	0,17	2,64	647	46
20/10/2015	10:15:23	0	19,74	0,25	15,57	0,23	3,54	649	
20/10/2015	10:15:53	1	19,31	0,19	15,55	0,17	2,68	650	45
20/10/2015	10:16:24	0	19,78	0,24	15,94	0,22	3,54	647	
20/10/2015	10:16:54	1	19,34	0,19	15,80	0,17	2,67	648	45
20/10/2015	10:17:25	0	19,77	0,25	15,69	0,22	3,51	644	
20/10/2015	10:17:56	1	19,34	0,19	15,56	0,17	2,63	646	44
20/10/2015	10:18:26	0	19,73	0,24	16,08	0,22	3,47	641	
20/10/2015	10:18:57	1	19,30	0,18	15,80	0,17	2,62	642	46
20/10/2015	10:19:27	0	19,70	0,24	15,97	0,22	3,49	644	
20/10/2015	10:19:58	1	19,25	0,19	15,36	0,17	2,61	645	46
20/10/2015	10:20:29	0	19,64	0,24	15,87	0,22	3,49	642	
20/10/2015	10:20:59	1	19,24	0,19	15,58	0,17	2,61	641	47
20/10/2015	10:21:30	0	19,65	0,24	15,80	0,22	3,50	645	
20/10/2015	10:22:00	1	19,22	0,19	15,59	0,17	2,61	641	48
20/10/2015	10:22:31	0	19,65	0,24	15,90	0,22	3,48	644	

Fonte: do próprio autor.

ANEXO A – MÓDULO PV MODELO KC80-01

Tabela 19: Parâmetros principais do módulo PV policristalino KC80-01

Modelo KC80-01 Condições:	1000W/m²; A.M.1.5; 25°C	800W/m²; A.M.1.5; 47°C
Potência máxima	80 Watts	58 Watts
Tensão em máxima potência	16,9 Volts	15,2 Volts
Corrente em máxima potência	4,73 Amperes	3,83 Amperes
Tensão em circuito aberto (Voc)	21,5 Volts	
Corrente de curto-circuito (Isc)	4,97 Amperes	
Altura	1007 mm	
Largura	652 mm	
Profundidade	56 mm	
Peso	8,3 Kg	
NOCT	47°C	
Coefficiente temperatura da Isc	(4,05 E-3) A/°C	
Coefficiente temperatura da Voc	(-8,24E-2) V/°C	

Fonte: *Data sheet* KC-80-01, fabricante *Kyocera*® (adaptado pelo autor).

ANEXO B – MÓDULO PV MODELO KC60

Tabela 20: Parâmetros principais do módulo PV policristalino KC60

Modelo KC60 Condições:	1000W/m²; A.M.1.5; 25°C	800W/m²; A.M.1.5; 47°C
Potência máxima	60 Watts	44 Watts
Tensão em máxima potência	16,9 Volts	15,2 Volts
Corrente em máxima potência	3,55 Amperes	2,87. Amperes
Tensão em circuito aberto (Voc)	21,5 Volts	
Corrente de curto-circuito (Isc)	3,73 Amperes	
Altura	751 mm	
Largura	652 mm	
Profundidade	54 mm	
Peso	6 kg	
NOCT	47°C	
Coefficiente temperatura da Isc	Não fornecido	
Coefficiente temperatura da Voc	Não fornecido	

Fonte: *Data sheet* KC60, fabricante *Kyocera*® (adaptado pelo autor).

ANEXO C – MÓDULO PV MODELO STP005S/12DB

Tabela 21: Parâmetros principais do módulo de silício monocristalino STP005S/12DB

Modelo STP005S/12Db	STC (1000W/m²; AM1.5; 25°C)
Potência máxima	5 Watts
Tensão em máxima potência	17,4 Volts
Corrente em máxima potência	0,29 Amperes
Tensão em circuito aberto	21,6 Volts
Corrente de curto-circuito	0,32 Amperes
Altura	216 mm
Largura	306 mm
Profundidade	18 mm
Peso	0,8 kg
NOCT	45°C +/- 2°C
Coefficiente de temperatura Corrente - I_{sc}	(0,055 +/- 0,01) %/K
Coefficiente de temperatura Tensão - V_{oc}	- (78 +/- 10) mV/K
Coefficiente de temperatura Potência - P_m	- (0,48 +/- 0,05) %/K

Fonte: *Data Sheet* - STP005S/12Db, fabricante **SUNTECH®** (adaptado pelo autor).

ANEXO D – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS INSTRUMENTOS E SENSORES UTILIZADOS

Multímetro

Marca FLUKE® - Modelo 79 serie II.

Utilizado para calibrar medições de corrente e tensão do protótipo e manutenção.

Especificações das principais escalas utilizadas:

Tensão contínua: VDC: 4,000V; resolução: 0,001V; exatidão: +/- (0,3%+1).

40,00V; resolução: 0,01V; exatidão: +/- (0,3%+1).

Corrente contínua: ADC: 10,00A; resolução: 0,01A; exatidão: +/- (0,5%+2).

Medidor portátil de irradiância solar.

Marca ICEL® - Modelo: SP-2000 (W/m²).

Utilizado para calibrar o sensor de radiação solar (fotodiodo).

Exatidão: ±10W/m² [±3Btu/(ft²*h)] ou 5%, o que for maior à luz do Sol.

Resolução: 0,1W/m²; 0,1 Btu/(ft²*h).

Escalas: 1999 W/m²; 634 Btu/(ft²*h).

Pirômetro - Termômetro I.R.

Marca MINIPA® - Modelo MT-320; Campo de Visão: (12:1).

Faixa de Temperatura: Infravermelho: -20°C ~ 400°C / -4°F ~ 752°F.

Resolução do Display: 0,1°C / 0,1°F.

Precisão para medida máxima: ±2°C ou 2% (temperatura ambiente: 23°C ±2°C).

Sensor de temperatura

NTC 10kΩ (termistor) ligado diretamente à interface de aquisição de dados (DAC – USB NI 6009).

A equação utilizada pelo software LabView para cálculo de temperatura (sensor NTC).

Método: Steinhart - Hart Equation: $1/T = A+B(\ln(R))+C(\ln(R))^3$

Onde: T = Temperatura em graus Kelvin; Ln (R) é o logaritmo Natural da resistência medida do termistor.

Para um termistor de 10 kΩ (aprox. a 22°C), os valores das constantes são:

A = 0.001125308852122; B = 0.000234711863267; C = 0.000000085663516.

(Continua)

(Conclusão)

Sensor utilizado para medir a irradiância solar - Fotodiodo.

Marca HAMAMATSU® - Fotodiodo serie S1226-8BK.

Temperatura de operação (Topr): -40°C a 100°C.

Faixa de resposta espectral (λ): 320nm a 1000nm.

Área efetiva fotossensível: 33mm².

Corrente de curto circuito típica a 100lux - (Isc): 16uA.

Utilizado para medição de irradiância solar, ligado à interface de aquisição de dados (DAQ – USB 6009 – National Instruments®) e aferido com o medidor de radiação solar

Modelo: SP-2000 marca ICEL® gerando uma curva de resposta programada por uma função do Software LabView® utilizando pontos de amostragem.

As principais características do DAQ USB 6009:

Número de entradas analógicas: 8 (AI *Analog Input*).

Resolução das entradas analógicas (AI): 14 bits.

Tensão de entrada (AI): $\pm 10V$ (proteção $\pm 35V$).

Impedância de entrada (AI): 144k Ω .

Máxima (AI) taxa de amostragem: 48kS/s (controle por software).

Entradas e Saídas digitais: 12 (DIO *Digital Input output*).

Saídas digitais: Coletor aberto ou ativa (controle por software).

Tensão absoluta de saída: de – 0,5V a 5,8V.

Fonte: *Data Sheet* e manuais dos instrumentos e sensores.