



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



sid.inpe.br/mtc-m21d/2021/12.30.17.50-TDI

**EFEITO DA SUJIDADE NA TRANSMITÂNCIA
ESPECTRAL EM VIDROS DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICO**

Mateus Souza Nogueira

Dissertação de Mestrado do Curso de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia Espaciais/Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores, orientada pelos Drs. Waldeir Amaral Vilela, Luiz Angelo Berni, e Ricardo Toshiyuki Irita, aprovada em 17 de dezembro de 2021.

URL do documento original:

<<http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34T/464KRMP>>

INPE
São José dos Campos
2021

PUBLICADO POR:

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE
Coordenação de Ensino, Pesquisa e Extensão (COEPE)
Divisão de Biblioteca (DIBIB)
CEP 12.227-010
São José dos Campos - SP - Brasil
Tel.:(012) 3208-6923/7348
E-mail: pubtc@inpe.br

CONSELHO DE EDITORAÇÃO E PRESERVAÇÃO DA PRODUÇÃO INTELLECTUAL DO INPE - CEPPII (PORTARIA Nº 176/2018/SEI-INPE):

Presidente:

Dra. Marley Cavalcante de Lima Moscati - Coordenação-Geral de Ciências da Terra (CGCT)

Membros:

Dra. Ieda Del Arco Sanches - Conselho de Pós-Graduação (CPG)
Dr. Evandro Marconi Rocco - Coordenação-Geral de Engenharia, Tecnologia e Ciência Espaciais (CGCE)
Dr. Rafael Duarte Coelho dos Santos - Coordenação-Geral de Infraestrutura e Pesquisas Aplicadas (CGIP)
Simone Angélica Del Ducca Barbedo - Divisão de Biblioteca (DIBIB)

BIBLIOTECA DIGITAL:

Dr. Gerald Jean Francis Banon
Clayton Martins Pereira - Divisão de Biblioteca (DIBIB)

REVISÃO E NORMALIZAÇÃO DOCUMENTÁRIA:

Simone Angélica Del Ducca Barbedo - Divisão de Biblioteca (DIBIB)
André Luis Dias Fernandes - Divisão de Biblioteca (DIBIB)

EDITORAÇÃO ELETRÔNICA:

Ivone Martins - Divisão de Biblioteca (DIBIB)
André Luis Dias Fernandes - Divisão de Biblioteca (DIBIB)



MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES



sid.inpe.br/mtc-m21d/2021/12.30.17.50-TDI

**EFEITO DA SUJIDADE NA TRANSMITÂNCIA
ESPECTRAL EM VIDROS DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICO**

Mateus Souza Nogueira

Dissertação de Mestrado do Curso de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia Espaciais/Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores, orientada pelos Drs. Waldeir Amaral Vilela, Luiz Angelo Berni, e Ricardo Toshiyuki Irita, aprovada em 17 de dezembro de 2021.

URL do documento original:

<<http://urlib.net/8JMKD3MGP3W34T/464KRMP>>

INPE
São José dos Campos
2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Nogueira, Mateus Souza.

N689e Efeito da sujidade na transmitância espectral em vidros de painéis fotovoltaico / Mateus Souza Nogueira. – São José dos Campos : INPE, 2021.

xxvii + 111 p. ; (sid.inpe.br/mtc-m21d/2021/12.30.17.50-TDI)

Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia Espaciais/Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2021.

Orientadores : Drs. Waldeir Amaral Vilela, Luiz Angelo Berni, e Ricardo Toshiyuki Irita.

1. Energia solar. 2. Vidros de módulos fotovoltaicos. 3. Sujidade. 4. Transmitância espectral. I.Título.

CDU 666.266.3:551.521.37



Esta obra foi licenciada sob uma Licença [Creative Commons Atribuição-NãoComercial 3.0 Não Adaptada](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/).

This work is licensed under a [Creative Commons Attribution-NonCommercial 3.0 Unported License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0/).

MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA
E INOVAÇÕES

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS

DEFESA FINAL DE DISSERTAÇÃO DE MATEUS SOUZA NOGUEIRA
BANCA Nº 338/2021, REG 135623/2018

No dia 17 de dezembro de 2021, às 10h00min, por teleconferência, o(a) aluno(a) mencionado(a) acima defendeu seu trabalho final (apresentação oral seguida de arguição) perante uma Banca Examinadora, cujos membros estão listados abaixo. O(A) aluno(a) foi APROVADO(A) pela Banca Examinadora, por unanimidade, em cumprimento ao requisito exigido para obtenção do Título de Mestre em Engenharia e Tecnologia Espaciais / Ciência e Tecnologia de Materiais e Sensores. O trabalho precisa da incorporação das correções sugeridas pela Banca e revisão final pelo(s) orientador (es).

Título: “Efeito da sujidade na transmitância espectral em vidros de painéis fotovoltaico”

Membros da Banca:

Dr. Waldeir Amaral Vilela - Presidente/Orientador - INPE
Dr. Luiz Angelo Berni - Orientador - INPE
Dr. Ricardo Toshiyuki Irita - Orientador - INPE
Dra. Graziela da Silva Savonov - Membro Interno - INPE
Dr. Lauro Paulo da Silva Neto - Membro Externo – UNIFESP



Documento assinado eletronicamente por **Luiz Ângelo Berni, Pesquisador Titular**, em 22/12/2021, às 08:47 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Waldeir Amaral Vilela, Tecnologista**, em 23/12/2021, às 19:11 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Toshiyuki Irita, Tecnologista em Ciência e Tecnologia**, em 24/12/2021, às 11:32 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Graziela da Silva Savonov, Tecnologista**, em 13/01/2022, às 10:30 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lauro Paulo da Silva Neto (E)**, **Usuário Externo**, em 20/01/2022, às 14:03 (horário oficial de Brasília), com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <http://sei.mctic.gov.br/verifica.html>, informando o código verificador **8951122** e o código CRC **0D1B472A**.

Referência: Processo nº 01340.009141/2021-32

SEI nº 8951122

“Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”.

(Artigo 225, Constituição Federal)

À minha família e aos amigos, pela compreensão e incentivo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus professores, por todo o auxílio e disponibilidade, e, em especial, aos meus orientadores Drs. Waldeir Amaral Vilela, Luiz Ângelo Berni e Ricardo Toshiyuki Irita, que me auxiliaram desde a elaboração do tema à conclusão deste trabalho.

Ao Dr. Sérgio Mineiro pelas conversas e todo o apoio durante as dificuldades.

Aos Drs. Ezio Castejon e Sebastião Cardoso e ao César Muniz pelas cartas de recomendação e o incentivo desde o início das disciplinas isoladas realizadas no ITA.

À minha família, namorada, amigos e colegas de classe, que me apoiaram em momentos de dificuldades e estiveram ao meu lado incentivando durante os estudos e atividades. Em especial à minha namorada Ana Lia, que me suportou durante todo o período do mestrado.

Às atividades em laboratórios meus agradecimentos especiais ao Guilherme, Edson, Dr. João Paulo, Dra. Gislene, Gabriela e Laís.

Às empresas Axis Renováveis e Brasol, seus diretores e colegas de trabalho, pela compreensão e flexibilidade fornecida à dedicação parcial entre as atividades do mestrado e da empresa.

À BYD e, em especial, aos colegas Gustavo Tegen, Felipe Santos e Murilo Bonetto, pelo fornecimento dos vidros de módulos fotovoltaicos.

Ao Guilherme Neves por todo apoio e incentivo no momento de maior dificuldade.

Ao André Godoi pela parceria e boas conversas desde o início do mestrado.

Agradeço também a todos que, apesar de não citados diretamente, me auxiliaram de alguma maneira ao desenvolvimento deste mestrado.

A todos, meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

A sujeira que se forma nos vidros dos módulos fotovoltaicos diminui a conversão de energia e depende dos materiais particulados dispersos na atmosfera no local da instalação e das condições ambientais durante o período de exposição em campo. Sendo assim, este trabalho tem como principal objetivo mostrar o estudo da influência da sujeira na transmitância da radiação solar no vidro de módulos fotovoltaicos, através das análises de sujeiras depositadas artificialmente em lâminas de vidro, caracterização físico-química de sujeiras coletadas em módulos solares fotovoltaicos instalados em campo em diferentes localidades e análise e monitoramento da sujeira em um experimento instalado em campo num período superior a um ano. A caracterização de sujeira e a medição da transmitância dos vidros fotovoltaicos foram realizadas em quatro amostras de três diferentes localidades no sudeste do Brasil. Análises das amostras de materiais coletados sobre módulos fotovoltaicos serviram para determinar sua composição química. Já as análises da transmitância espectral da radiação solar para as diferentes amostras de lâminas de vidros, com sujeiras depositadas artificialmente em laboratório ou de forma natural em campo, mostraram um comportamento semelhante entre si, porém, com pequenas particularidades para cada sujeira. Para o experimento instalado em campo, na cidade de São José dos Campos – São Paulo - Brasil, foi avaliado o comportamento da transmitância espectral em vidros especiais normalmente utilizados em módulos fotovoltaicos, onde se verificou a tendência da formação da sujeira ao longo de um período de um ano e meio e a sua relação com os períodos de chuva. No final do período de análise do experimento em campo, observou-se perdas de transmitância da ordem de 16,3%, sendo que após chuvas intensas a perda de transmitância apresentou queda significativa, de até 5 %. Também foi feito um estudo comparativo no sistema experimental entre o comportamento da sujeira formada em vidros fotovoltaicos instalados na horizontal e os instalados no plano inclinado considerando a latitude do local do experimento. Por fim, foi avaliado o comportamento da corrente elétrica gerada por dois módulos fotovoltaicos, um limpo periodicamente e outro sem limpeza.

Palavras-chave: Energia solar. Vidros de módulos fotovoltaicos. Sujidade. Transmitância espectral.

EFFECT OF SOILING ON SPECTRAL TRANSMITTANCE OF SOLAR GLASS

ABSTRACT

The soiling deposited over solar glass decreases the energy conversion and depends on the particulate matter dispersed in the atmosphere at the site and on the environmental conditions during the exposure period. This work has as main objective to show the study of the effects of soiling on the transmittance of solar glass, through the analysis of soiling artificially deposited on glass panels, characterization of dust collected from PV panels installed at different locations and analysis of the soiling in an outdoor setup in a period longer than one year. Dust characterization and transmittance measurement of glass samples were performed on four dust samples from three different locations in southeastern Brazil. Analyses of the collected dust showed their Chemical elements. The analysis of the spectral transmittance of solar radiation for the different samples of artificial dust deposition in the laboratory or natural dust deposition in the outdoor experiments showed a similar behavior between them, but with small particularities. For the outdoor experiments, installed in the city of São José dos Campos – São Paulo – Brazil, the behavior of the spectral transmittance of glass panels was evaluated, as well as the trend of dust deposition over a period of one and a half years and its correlation with rainfall periods. At the end of the outdoor experiments period, transmittance losses of the order of 16.3% were observed and, after heavy rainfall, the transmittance losses showed a significant drop, up to 5%. A comparative study was made in the outdoor experimental system between the soiling behavior on glass panels installed in horizontal and tilted planes. Finally, was evaluated the electric current generated by two photovoltaic modules, one cleaned periodically and the other without cleaning.

Keywords: Solar energy. Solar glass. Soiling. Spectral transmittance.

LISTA DE FIGURAS

	<u>Pág.</u>
Figura 1.1 - Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica entre 2000 e 2020 no mundo.....	1
Figura 2.1 - Regiões do espectro eletromagnético.....	6
Figura 2.2 - Espectro Solar Extraterrestre ASTM versus Espectro do Corpo Negro.....	7
Figura 2.3 - Esquemático das Interações da Radiação Solar com a Atmosfera.	9
Figura 2.4 - AM0, AM1, AM1,5 e AM2, em relação ao ângulo zenital.....	10
Figura 2.5 - Comparativo do Espectro Solar em Diferentes Massas de Ar – AM0, AM1,3 e AM1,5.....	11
Figura 2.6 - Bandas de Absorção Específicas da Radiação Solar na Atmosfera.....	14
Figura 2.7 - Produção no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica....	16
Figura 2.8 - Produção no mercado mundial de filmes finos.....	17
Figura 2.9 - Percentual de participação das tecnologias fotovoltaicos nos leilões brasileiros.....	18
Figura 2.10 - Potência média dos módulos fotovoltaicos nos leilões brasileiros.....	18
Figura 2.11 - Diagrama das 3 gerações de tecnologias de células fotovoltaicas.....	20
Figura 2.12 - Curvas típicas de respostas espectrais de tecnologias de células fotovoltaicas.....	25
Figura 2.13 - Resposta espectral de célula fotovoltaica de quatro junções.....	26
Figura 2.14 - Irradiação Horizontal Global.....	29
Figura 2.15 - Evolução das Publicações sobre Sujidade, de 1942 a 2015.....	30
Figura 2.16 - Distribuição dos estudos sobre os efeitos da sujidade publicados em 2016.....	32
Figura 2.17 - Mecânica e fases da sujidade.....	34
Figura 2.18 - Técnicas de Mitigação.....	35
Figura 2.19 - Média de perda por sujidade e inclinação das células.....	39
Figura 2.20 - Taxa de sujidade versus inclinação.....	40
Figura 2.21 - Resultados do sal (a) transmitância espectral, (b) MEV, (c) e (d) curva IxV com deposição seca e molhada respectivamente.....	43
Figura 2.22 - Diminuição da transmitância devido à deposição dos materiais estudados no painel de vidro.....	44
Figura 2.23 - Tamanho de partícula de poeira acumulada em função do tempo de exposição.....	45
Figura 2.24 - Densidade da sujidade depositada.....	46

Figura 2.25 - Efeito da densidade da sujidade na redução de eficiência do módulo.....	47
Figura 2.26 - Diminuição da transmitância em função da densidade da sujidade.....	48
Figura 2.27 - Transmitância percentual para diferentes comprimentos de onda, em diferentes concentrações de sujeira.....	49
Figura 2.28 - Resposta espectral de módulos c-Si corrigida para quatro curvas de poeira de transmitância espectral diferentes, D1 = 4,25, D2 = 14, D3 = 19 e D4 = 30 mg/cm ²	50
Figura 2.29 - Resposta espectral de módulos de filme fino corrigida para quatro curvas de poeira de transmitância espectral diferentes, D1 = 4,25, D2 = 14, D3 = 19 e D4 = 30 mg/cm ²	50
Figura 2.30 - Parametrização de sujidade no <i>software</i> PVSyst.....	52
Figura 3.1 - Sujidades coletadas sobre os módulos em (a) Capitão Enéas - MG; (b) Paraíba do Sul - RJ; e (c) Jacareí - SP.....	54
Figura 3.2 - Setup de deposição de sujidade: (a) Representação Esquemática e (b) Foto do sistema instalado em campo.....	56
Figura 3.3 – Módulos fotovoltaicos: (a) com limpezas periódicas e (b) sem limpeza.....	56
Figura 3.4 - Modelo do anemômetro utilizado na estação meteorológica.....	57
Figura 3.5 - Modelo do barômetro utilizado na estação meteorológica.....	58
Figura 3.6 - Modelo do pluviômetro utilizado na estação meteorológica.....	58
Figura 3.7 – Modelo dos radiômetros utilizados: (a) embaixo do vidro fotovoltaico; e (b) fora do vidro fotovoltaico (referência).....	59
Figura 3.8 - Modelos de (a) Termo-higrômetro e (b) abrigo da estação meteorológica.....	60
Figura 3.9 - Representação esquemática do sistema de medições de transmitância espectral dos vidros fotovoltaicos: A – Fonte de Luz; B – Feixe de Luz; C – Diafragma; D – Vidro de Módulo Fotovoltaico; E – Esfera Integradora; F – Fibra Óptica; G – Espectrofotômetro; e H – Computador.....	61
Figura 3.10 - Sistema de medição da transmitância espectral dos vidros fotovoltaicos: A – Fonte de Luz; B – Diafragma; C – Vidro de Módulo Fotovoltaico; D – Esfera Integradora; e E – Fibra Óptica.....	62
Figura 3.11 - Nove pontos de medição espectral.....	62
Figura 4.1 - Sujidade MG: MEV.....	66
Figura 4.2 - Sujidade MG: EDS.....	66
Figura 4.3 - Sujidade MG: MEV (300x).....	67
Figura 4.4 - Sujidade RJ: EDS.....	68
Figura 4.5 - Sujidade RJ: MEV (300x).....	68
Figura 4.6 - Sujidade SP: EDS.....	69
Figura 4.7 - Sujidade SP: MEV (300x).....	69
Figura 4.8 - Sujidade INPE: EDS.....	70

Figura 4.9 - Sujidade INPE: MEV (300x).....	70
Figura 4.10 - Sujidade MG: Transmitância por Concentração.....	72
Figura 4.11 - Sujidade MG: Perda de Transmitância por Concentração.....	73
Figura 4.12 - Sujidade MG: Perda Média de Transmitância por Concentração.....	73
Figura 4.13 - Sujidade RJ: Transmitância por Concentração.....	74
Figura 4.14 - Sujidade RJ: Perda de Transmitância por Concentração.....	75
Figura 4.15 - Sujidade RJ: Perda Média de Transmitância por Concentração..	75
Figura 4.16 - Sujidade SP: Transmitância por Concentração.....	76
Figura 4.17 - Sujidade SP: Perda de Transmitância por Concentração.....	77
Figura 4.18 - Sujidade SP: Perda Média de Transmitância por Concentração.	77
Figura 4.19 - Comparativo de transmitância espectral entre as sujidades obtidas em RJ, SP e MG para diferentes concentrações: Verde – MG, Azul – RJ e Vermelho – SP.....	78
Figura 4.20 - Comparativo: Perda Média de Transmitância por Concentração: Verde – Sujidade MG, Azul – Sujidade RJ e Vermelho – Sujidade SP.....	79
Figura 4.21 - Evolução de perdas de transmitância nos vidros fotovoltaicos em campo, considerando o comprimento de onda de 500 nm.....	80
Figura 4.22 - Perda de Transmitância Espectral do dia 16/07/2021.....	81
Figura 4.23 - Precipitação de Chuva em mm/h.....	83
Figura 4.24 - Precipitação de Chuva em mm/dia.....	84
Figura 4.25 - Precipitação de Chuva do dia 28/07/2021, em mm/h.....	85
Figura 4.26 - Precipitação de Chuva do dia 28/07/2021, em mm/10min.....	86
Figura 4.27 - Irradiância Média Diária em W/m ²	87
Figura 4.28 - Perda de Transmitância através dos Radiômetros.....	88
Figura 4.29 - Corrente Diária dos Módulos Fotovoltaicos.....	89
Figura 4.30 - Variação na corrente gerada nos módulos fotovoltaicos com a precipitação de chuvas.....	90

LISTA DE TABELAS

	<u>Pág.</u>
Tabela 2.1 - Concentração de Gases Permanentes e Variáveis na Atmosfera.	13
Tabela 2.2 - Comparativo de eficiência das principais tecnologias fotovoltaicas.	24
Tabela 2.3 - Taxas de sujidade estudadas em regiões do sul da Ásia e do Golfo.	41
Tabela 2.4 - Estudos sobre efeitos de sujidades na eficiência de módulos fotovoltaicos.	42
Tabela 2.5 - Diferença percentual de corrente entre módulo limpo/sujo para diferentes concentrações de sujeira.	51
Tabela 4.1 – Sujidade MG: DRX.	67
Tabela 4.2 – Resultados de EDS das Amostras de Sujidade.....	71
Tabela 4.3 – Referência de Intensidade de Chuvas, em mm/h.....	83
Tabela 4.4 – Intensidade de Chuvas, em mm/10 min.	85
Tabela A.1 - Grupos internacionais.	102
Tabela A.2 – Grupos nacionais.	104

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AIST	<i>National Institute of Advanced Industrial Science and Technology</i>
AMER	<i>North, Central and South America</i>
APAC	<i>Asia Pacific</i>
a-Si	Silício amorfo
a-Si:H	Silício amorfo hidrogenado
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
AM	<i>Air Mass</i>
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaics</i>
CBD	Deposição por banho químico
CBENS	Congresso Brasileiro de Energia Solar
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre-Índio
CPV	Concentração fotovoltaica
c-Si	Silício cristalino
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>
CSS	Sublimação em espaço reduzido
DRX	Difratometria de Raios-X
DSSC	Célula sensibilizada por corante
EDS	<i>Energy Dispersive Spectroscopy</i>
<i>Fraunhofer</i> ISE	<i>Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
IV	Infravermelho
LPCVD	Deposição química a vapor em baixas pressões
MEA	<i>Middle-East and Africa</i>
MEV	Microscópio eletrônico de varredura
MG	Estado de Minas Gerais
m-Si	Silício monocristalino

NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
O&M	Operação e Manutenção
OPV	<i>Organic Photovoltaic</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
p-Si	Silício policristalino
PCDs	Plataformas de Coleta de Dados
PV	<i>Photovoltaic</i>
RE	Resposta Espectral
RJ	Estado do Rio de Janeiro
Si-gE	Silício grau eletrônico
Si-gS	Silício grau solar
SP	Estado de São Paulo
SR	<i>Soiling Rate</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SWE	Efeito <i>Staebler-Wronski</i>
TCO	<i>Transparente conductive acide</i>
TSI	<i>Total Solar Irradiance</i>
UV	Ultravioleta

LISTA DE SÍMBOLOS

Al	Elemento Químico Alumínio
Au	Elemento Químico Ouro
c	Velocidade de propagação
c_{luz}	Velocidade da luz ($2,9979246 \times 10^8$ m/s)
°C	Graus Celsius, unidade de temperatura
C	Elemento Químico Carbono
Ca	Elemento Químico Cálcio
Cl	Elemento Químico Cloro
CO ₂	Gás carbônico
Dlcm	Insolação diária dos módulos limpos
Dlsm	Insolação diária dos módulos sujos
Fe	Elemento Químico Ferro
G _{cs}	Constante Solar ($1366,1$ W/m ²)
g/m ²	Unidade de densidade superficial (ou mg/cm ²)
h	Horas, unidade de tempo
Hz	Hertz, unidade de frequência
I	Corrente elétrica, (Âmpere)
K	Kelvin, unidade de temperatura
k	Elemento Químico Potássio
m	Metros, unidade de comprimento
Mg	Elemento Químico Magnésio
mg/cm ²	Unidade de densidade superficial (ou g/m ²)
min	Minutos, unidade de tempo

mm	Milímetros, unidade de comprimento
Mn	Elemento Químico Manganês
Na	Elemento Químico Sódio
nm	Nanômetros, unidade de comprimento
O	Elemento Químico Oxigênio
s	Segundos, unidade de tempo
S	Elemento Químico Enxofre
Si	Elemento Químico Silício
Ti	Elemento Químico Titânio
V	Tensão elétrica (Volts)
ν	Frequência de oscilação da radiação eletromagnética (Hz)
W	Watt, unidade de fluxo de energia
Wp	Watt-pico, unidade de potência de pico
W/m ²	Unidade de irradiância
γ	Raios Gama
λ	Comprimento de onda (m)
μm	Micrômetro, unidade de comprimento
%	Percentual
θ_z	Ângulo zenital de incidência solar

SUMÁRIO

Pág.

1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivo.....	3
1.1.1 Objetivos específicos	3
1.1.2 Estrutura do trabalho.....	4
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 Radiação solar.....	5
2.1.1 Espectro	5
2.1.2 Influências atmosféricas na radiação solar	8
2.1.2.1 Composição da atmosfera - gases	12
2.1.2.2 Composição da atmosfera - materiais particulados.....	14
2.2 Tecnologias fotovoltaicas.....	15
2.2.1 Cenário global	16
2.2.2 Cenário brasileiro	17
2.2.3 Classificação das células FV.....	19
2.2.3.1 Primeira geração	20
2.2.3.2 Segunda geração	21
2.2.3.3 Terceira geração	23
2.2.4 Comparativo de eficiência	24
2.2.5 Comparativo de resposta espectral.....	25
2.3 Sujidade.....	27
2.3.1 Histórico de estudos.....	28
2.3.2 Conceitos gerais sobre sujidade	33
2.3.2.1 Fatores gerais que influenciam o acúmulo de sujidade.....	33
2.3.2.2 Limpeza e Mitigação da sujidade	35
2.3.2.3 Chuva	36
2.3.2.4 Vento	37
2.3.2.5 Umidade	37
2.3.2.6 Pressão atmosférica.....	38
2.3.2.7 Temperatura	38
2.3.2.8 Inclinação	38
2.3.2.9 Taxa de sujidade	40

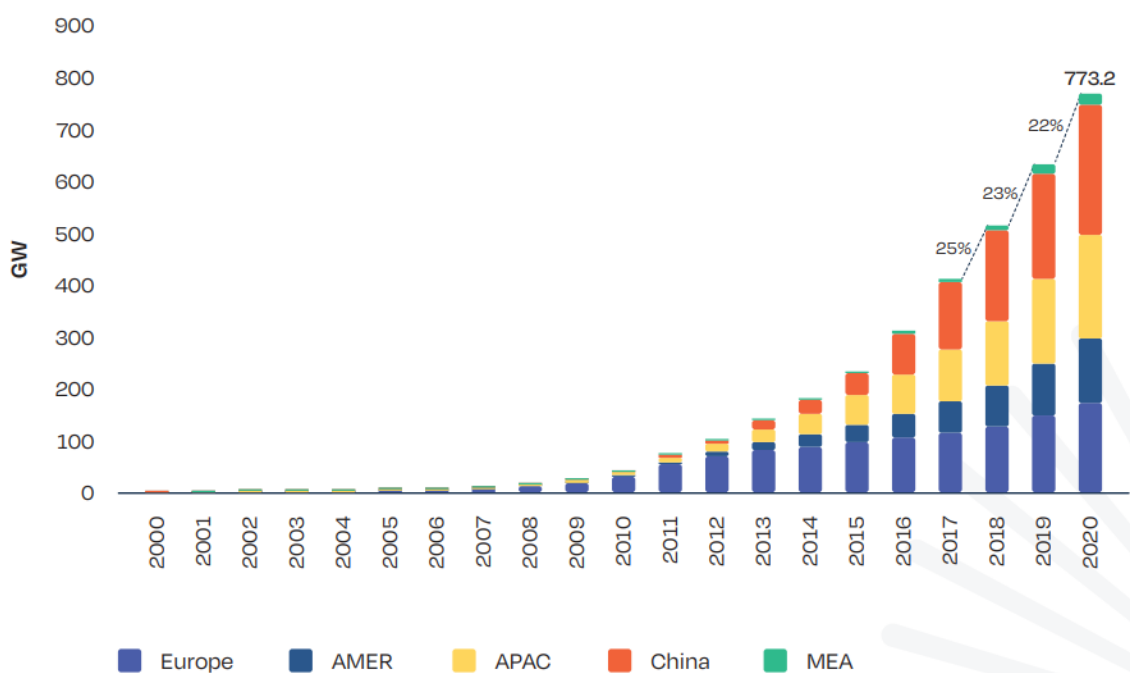
2.3.2.10	Perda de eficiência ou desempenho	42
2.3.2.11	Diversidade de sujidades.....	43
2.3.2.12	Propriedades da sujidade	44
2.3.2.13	Densidade de sujidade	46
2.3.2.14	Seletividade espectral.....	48
2.3.3	Sujidade em <i>softwares</i> de dimensionamento fotovoltaico.....	51
3	METODOLOGIA.....	53
3.1	Sujidades depositadas de forma artificial.....	53
3.2	Sujidades depositadas de forma natural.....	55
3.2.1	Estação meteorológica.....	57
3.2.1.1	Anemômetro	57
3.2.1.2	Barômetro.....	58
3.2.1.3	Pluviômetro.....	58
3.2.1.4	Radiômetros	59
3.2.1.5	Termo-higrômetro	59
3.3	Análises espectrais	60
3.3.1	Sujidade artificial	60
3.3.2	Sujidade natural	61
3.4	Análises físico-químicas	63
3.4.1	Difratometria de Raios-X	63
3.4.2	Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV)	63
3.4.3	Espectroscopia de Raios-X por Energia Dispersiva (EDS)	64
4	RESULTADOS	65
4.1	Caracterização físico-química.....	65
4.1.1	Sujidade MG	65
4.1.2	Sujidade RJ.....	68
4.1.3	Sujidade SP	69
4.1.4	Sujidade INPE	70
4.1.5	Comparativo	71
4.2	Dados espectrais de sujidade artificial.....	71
4.2.1	Sujidade MG	72
4.2.2	Sujidade RJ.....	74
4.2.3	Sujidade SP	76

4.2.4 Comparativo.....	78
4.3 Dados de sujidade natural	79
4.3.1 Dados meteorológicos	82
4.3.1.1 Chuvas	82
4.3.1.2 Radiação solar	86
4.3.2 Dados dos módulos fotovoltaicos.....	89
5 CONCLUSÕES	91
5.1 Trabalhos relacionados.....	92
5.2 Trabalhos futuros	93
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94

1 INTRODUÇÃO

Com o crescimento do mercado de energia solar fotovoltaica e o desenvolvimento de novas tecnologias, as necessidades de pesquisas na área de Operação e Manutenção (O&M) vêm crescendo. A quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados nos últimos anos vem aumentando significativamente, conforme ilustra a Figura 1.1 (*SOLAR POWER EUROPE, 2021*).

Figura 1.1 - Capacidade instalada de energia solar fotovoltaica entre 2000 e 2020 no mundo.



Fonte: *Solar Power Europe* (2021).

Espera-se que, até 2030, os 773,2 GWp instalados até 2020 se tornem 10 TWP e, até 2050, é possível que se torne a fonte mais representativa da matriz energética global, com uma capacidade de 30 a 70 TWP (HAEGEL et al., 2019).

Conforme o Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América, NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), as atividades relacionadas à sujidade se destacam entre as maiores e mais importantes no segmento de O&M. O acúmulo de sujidade impede que uma parte da radiação, que chega até os módulos fotovoltaicos, atravesse o vidro e atinja as células fotovoltaicas, de modo que aumenta as perdas de eficiência do sistema (NREL, 2016).

Atualmente os principais programas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos comerciais utilizam parâmetros de sujidade adicionados de forma manual, não havendo uma base de dados completa, com características específicas de cada tipo de sujidade, que permita automatizar e melhorar a precisão dessa análise (PVSYST, 2021). Em geral, o tipo de sujidade não é considerado nos projetos, pois preocupa-se simplesmente com a limpeza, sem buscar entender a fundo as características dos variados tipos e concentrações de sujidades e como elas afetam a geração. Estudos sobre sujidade são importantes porque permitem mitigar as perdas, aumentar a precisão das expectativas de geração e possibilitar estratégias de manutenções mais assertivas.

A sujidade sobre os módulos fotovoltaicos reduz a transmitância da radiação solar e, conseqüentemente, a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. No entanto são diversas as condições que influenciam o acúmulo e o tipo de sujidade e isso faz com que exista uma infinidade de variáveis e resultados obtidos. Embora haja algumas semelhanças conceituais, o acúmulo e o tipo de sujidade varia significativamente conforme as condições ambientais e do tipo de materiais particulados presentes na atmosfera de cada local estudado (MANI; PILLAI, 2010).

Alguns fenômenos meteorológicos ajudam na remoção da sujidade em módulos fotovoltaicos, como a chuva e o vento, porém, a maior parte da sujidade necessita ser removida por outros meios, seja de forma manual ou automática. Conforme Brito et al. (2016), a limpeza manual com água é a técnica mais empregada atualmente em usinas fotovoltaicas, no entanto, é uma técnica dispendiosa, que envolve recursos financeiros, humanos e hídricos. Esse último muitas vezes é escasso ou inexistente em determinadas usinas solares, por serem instaladas em locais remotos e, em alguns casos, em regiões de climas e biomas desérticos, mediterrâneos, áridos e semiáridos. Portanto, uma alternativa, que está sendo estudada e adotada para mitigar o acúmulo de sujidade, consiste em especificar características construtivas e tratamento superficial da cobertura dos módulos fotovoltaico para reduzir a aderência de diferentes tipos de sujidades ao vidro, geralmente realizada através de vidros específicos. Para este fim, Cuddihy (1980) descreve as principais características que as coberturas dos

módulos fotovoltaicos devem considerar, que são: dureza elevada, baixa rugosidade, hidrofobia, baixa energia superficial, ausência de sais solúveis em água e limpeza.

1.1 Objetivo

Este trabalho de mestrado teve como principal objetivo estudar os efeitos da sujidade na transmitância espectral em vidros fotovoltaicos, a partir da análise e compreensão do comportamento da transmitância espectral obtidas por quatro diferentes amostras de sujidades, depositadas de forma natural sobre vidros utilizados em módulos fotovoltaicos ou depositadas de forma artificial em lamínulas de vidro. Foram utilizados neste trabalho vidros específicos de aplicação solar, utilizados normalmente para cobertura de módulos fotovoltaicos, os quais são de baixo teor de ferro, combinado com a tecnologia de revestimento antirreflexo nanométrico que aumenta a transmitância solar por meio da diminuição da refletância da luz. Além disso, o comportamento hidrofóbico do revestimento melhora a autolimpeza do vidro (CSG SOLAR GLASS, 2021).

1.1.1 Objetivos específicos

- Coletar e analisar as sujidades formadas naturalmente em sistemas e experimentos instalados em São José dos Campos – SP, Jacareí – SP, Capitão Enéas – MG e Paraíba do Sul – RJ;
- Analisar as transmitâncias espectrais das amostras de sujidade, tanto às com deposição natural em vidros fotovoltaicos, quanto às com deposição artificial em lamínulas de vidro de microscopia;
- Correlacionar a variação de dados ambientais obtidos em uma estação meteorológica experimental, principalmente os dados de precipitação de chuvas, com os dados de perda de transmitância causados pelas sujidades nas amostras de vidros fotovoltaicos;
- Correlacionar a quantidade de material particulado depositado na superfície dos vidros (g/m^2) e as perdas de transmitância;

- Acompanhar a eficiência de módulos fotovoltaicos instalados no campus do INPE, em São José dos Campos - SP, e relacionar com dados ambientais.

1.1.2 Estrutura do trabalho

Esta dissertação de mestrado é composta por cinco capítulos:

- Capítulo 1: é feita a contextualização deste trabalho e são abordados os objetivos principais;
- Capítulo 2: é realizada a revisão bibliográfica que fundamenta os estudos desenvolvidos, que foi dividida em três grupos: Radiação Solar, Tecnologias Fotovoltaicas e Sujidade;
- Capítulo 3: é apresentada a metodologia de pesquisa utilizada neste trabalho;
- Capítulo 4: são apresentadas as análises dos dados e os resultados;
- Capítulo 5: são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para a realização dos estudos que envolvem a energia solar fotovoltaica é fundamental conhecer os processos físicos e as principais interações que a radiação solar sofre quando atravessa a atmosfera terrestre. Nesta revisão bibliográfica serão abordados alguns conceitos básicos sobre a Radiação Solar, seu Espectro, as Influências Atmosféricas, as Tecnologias Fotovoltaicas e a Sujidade.

2.1 Radiação solar

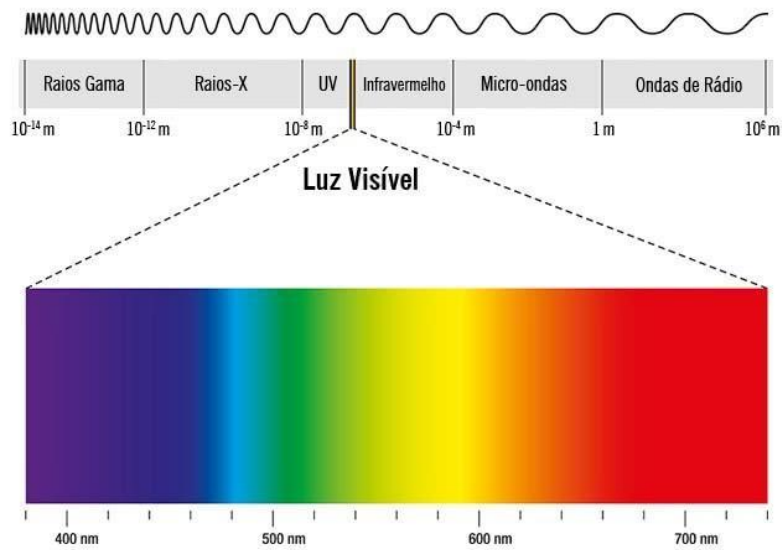
O Sol é um corpo celeste que se comporta como fonte natural de radiação eletromagnética que se propaga pelo universo, de modo que este é um processo pelo qual a energia solar é transferida para os outros corpos celestes através de ondas eletromagnéticas, sem a necessidade de um meio para se propagar (FRITSCHEN; GAY, 1979).

A onda eletromagnética é formada por dois campos oscilantes e perpendiculares entre si, um elétrico e um magnético, que propagam no vácuo na velocidade da luz ($c_{\text{luz}} = 2,99792458 \times 10^8 \text{ m/s}$) e transportam energia. Além da velocidade de propagação (c em m/s), as ondas eletromagnéticas são caracterizadas pela sua frequência de oscilação (ν em Hz) ou pelo comprimento de onda (λ em m), que se relacionam de forma inversamente proporcional.

2.1.1 Espectro

O espectro eletromagnético é o conjunto das possíveis frequências, comprimentos de onda ou energia que a radiação eletromagnética pode apresentar e é classificado didaticamente em faixas de comprimentos de onda conforme suas interações com a matéria e aplicações: Raios Gama (γ); Raios-X; Ultravioleta (UV); Luz Visível; Infravermelho (IV); Micro-ondas ou Ondas de Rádio (HARVEY, 2009). Na Figura 2.1 são ilustradas as regiões do espectro eletromagnético.

Figura 2.1 - Regiões do espectro eletromagnético.



Fonte: CPC (2018).

O intervalo de emissão da radiação solar está contido entre $0,1 \mu\text{m}$ e $1000 \mu\text{m}$ do espectro eletromagnético, compreendendo as regiões do ultravioleta, visível e do infravermelho (IQBAL, 1983).

A região do ultravioleta apresenta os menores comprimentos de onda e, por consequência, os fótons mais energéticos. Por outro lado, a região do infravermelho possui os comprimentos de onda mais longos e menores níveis de energia (NASA, 2012). Já a região do visível do espectro é conhecida como luz e possui a capacidade de interagir com células receptoras fotossensíveis presentes nos olhos humanos (BERNI, 2014; GENTIL, 2008).

As três principais regiões da radiação solar podem ser subdivididas didaticamente conforme as classificações utilizadas pela ISO (ROBLES-KELLY; HUYNH, 2013):

1. Ultravioleta: 100 a 400 nm

- a. UV-C: 100 a 280 nm;
- b. UV-B: 280 a 315 nm;
- c. UV-A: 315 a 400 nm.

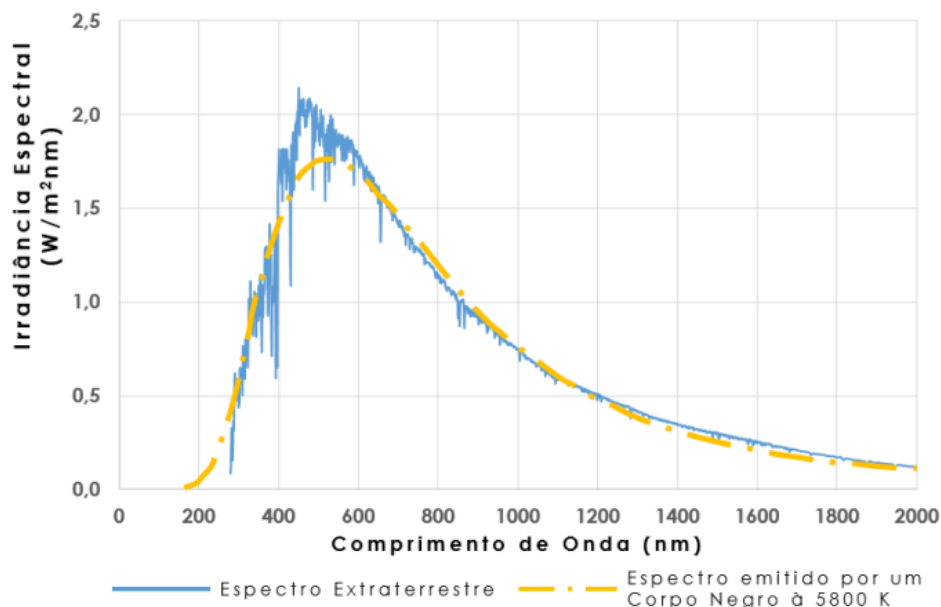
2. Visível: 400 a 780 nm

3. Infravermelho: 780 a 1.000.000 nm

- a. IV Próximo (IVP): 780 a 3.000 nm;
- b. IV Médio (IVM): 3.000 a 50.000 nm;
- c. IV Distante (IVD): 50.000 a 1.000.000 nm.

A distribuição espectral da radiação solar fora da atmosfera terrestre se assemelha à de um Corpo Negro à 5800 K, porém apresenta variações ao longo do tempo, que estão relacionadas a diversos fenômenos que ocorrem no Sol durante o ciclo solar. Pesquisas e metodologias foram realizadas para a determinação de um espectro solar padrão, de modo que a ASTM (*American Society for Testing and Materials*) desenvolveu um espectro padrão, baseado em dados obtidos em satélites, aviões em altas altitudes, foguetes, telescópios e modelos matemáticos. Este padrão é descrito na Norma ASTM E490-00a e recebeu o nome de espectro solar extraterrestre padrão ou Irradiância Espectral Solar de Massa Ar Zero (ASTM, 2014). A Figura 2.2 compara o espectro Padrão definido pela ASTM com o espectro de um corpo negro à 5800 K.

Figura 2.2 - Espectro Solar Extraterrestre ASTM versus Espectro do Corpo Negro.



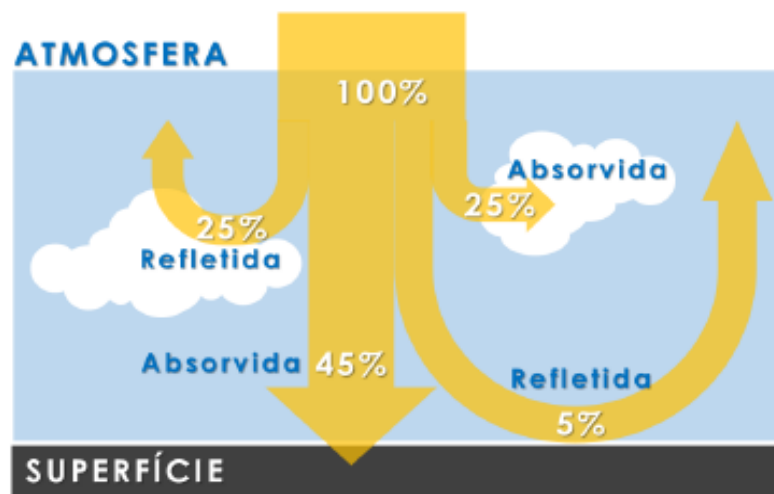
Fonte: Neves (2016).

O espectro solar extraterrestre, que representa a radiação que atinge o topo da atmosfera terrestre, consiste em 9% de radiação Ultravioleta, 46% de radiação Visível e 45% de radiação Infravermelha, sendo que apenas 1,2% da energia do espectro solar está na região abaixo de 300 nm e 4% está na região acima de 2400 nm (VILELA, 2010; IQBAL, 1983). A integração ao longo de todos os comprimentos de onda da radiação solar é conhecida como Irradiância Solar Extraterrestre Total, do inglês *Total Solar Irradiance* – TSI, que é definida como a energia radiante emitida pelo Sol em todos os comprimentos de onda que atravessam uma área de um metro quadrado por segundo no topo da atmosfera terrestre (VILELA, 2010; HATHAWAY, 2010). Essa grandeza possui um ciclo de 11 anos, com variações devido às atividades solares, e o seu valor médio é conhecido como Constante Solar (G_{cs}) e é padronizado pela ASTM, na Norma ASTM E490-00a, com o valor de $1366,1 \text{ W/m}^2$ (ASTM, 2014).

2.1.2 Influências atmosféricas na radiação solar

A radiação solar sofre variações dentro e fora da atmosfera até atingir a superfície do planeta Terra. No espaço as influências são causadas basicamente por atividades solares e pelo movimento terrestre, porém enquanto atravessa a atmosfera há a interação com vários componentes atmosféricos. Em geral, 30% da radiação retorna ao espaço através da reflexão e os demais 70% são absorvidos, espalhados ou transmitidos pelas componentes atmosféricas e pela superfície terrestre, conforme ilustra a Figura 2.3 através de um esquema simplificado das interações da radiação solar com a atmosfera terrestre (PEREIRA et al., 2006). As perdas energéticas do topo da atmosfera até a superfície terrestre são de aproximadamente 27%, reduzindo a Constante Solar para cerca de 1.000 W/m^2 de irradiância que atinge a superfície, sendo este valor definido como condição padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*) para determinação das especificações de células e módulos fotovoltaicos de uso terrestre (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2.3 - Esquemático das Interações da Radiação Solar com a Atmosfera.

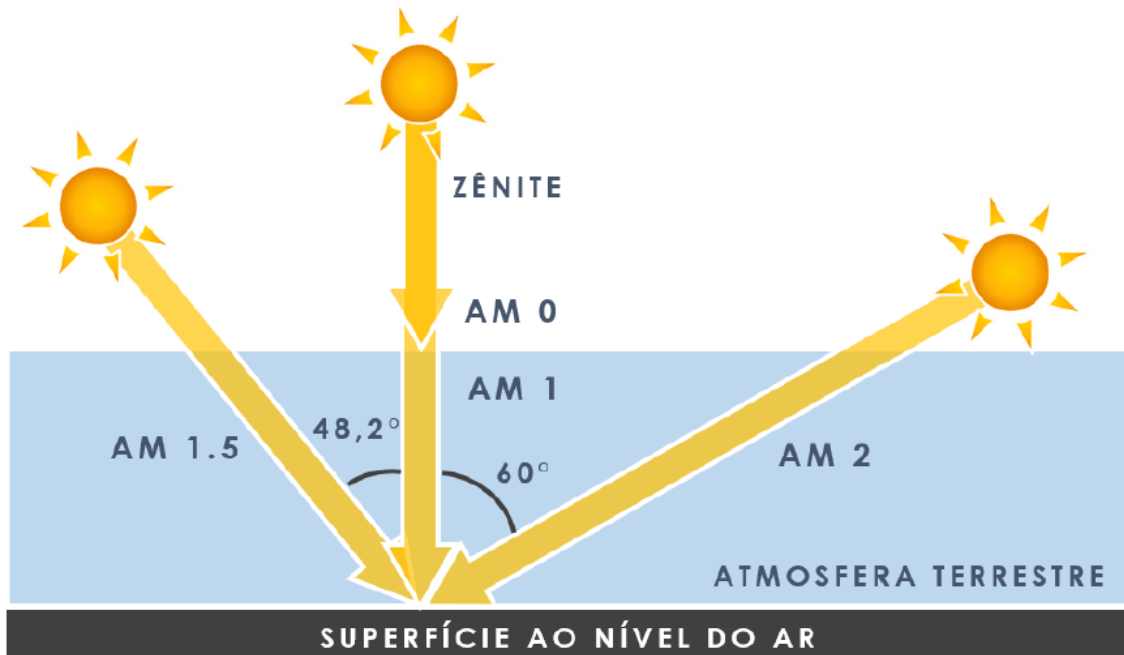


Fonte: Pereira et al. (2006).

As influências atmosféricas, não só exercem atenuações no valor absoluto da irradiância solar, mas também causam atenuações e distorções significativas em determinados intervalos de sua distribuição espectral, as quais dependem em grande parte da espessura da camada atmosférica, identificada pelo coeficiente de massa ar (AM, do inglês *Air Mass*) e, conseqüentemente, do caminho que a radiação percorre até atingir a superfície, que é variável conforme o ângulo zenital de incidência solar (θ_z), distância entre a Terra e o Sol e das condições atmosféricas e meteorológicas. Algumas massas de ar são denominadas como AM0 (massa ar no topo da atmosfera), AM1 (massa ar quando o ângulo zenital é igual a 0° , portanto o Sol encontra-se no zênite, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar), AM1,5 (quando o ângulo zenital é igual a $48,2^\circ$, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar) e AM2 (quando o ângulo zenital é igual a 60° , incidindo sobre uma superfície ao nível do mar). A Figura 2.4 abaixo ilustra as massas de ar AM0, AM1, AM1,5 e AM2, em relação ao ângulo zenital. O cálculo utilizado para definição da massa ar segue a Equação 2.1 (PINHO; GALDINO, 2014; IQBAL, 1983).

$$AM = 1/\cos\theta_z \quad (2.1)$$

Figura 2.4 - AM0, AM1, AM1,5 e AM2, em relação ao ângulo zenital.

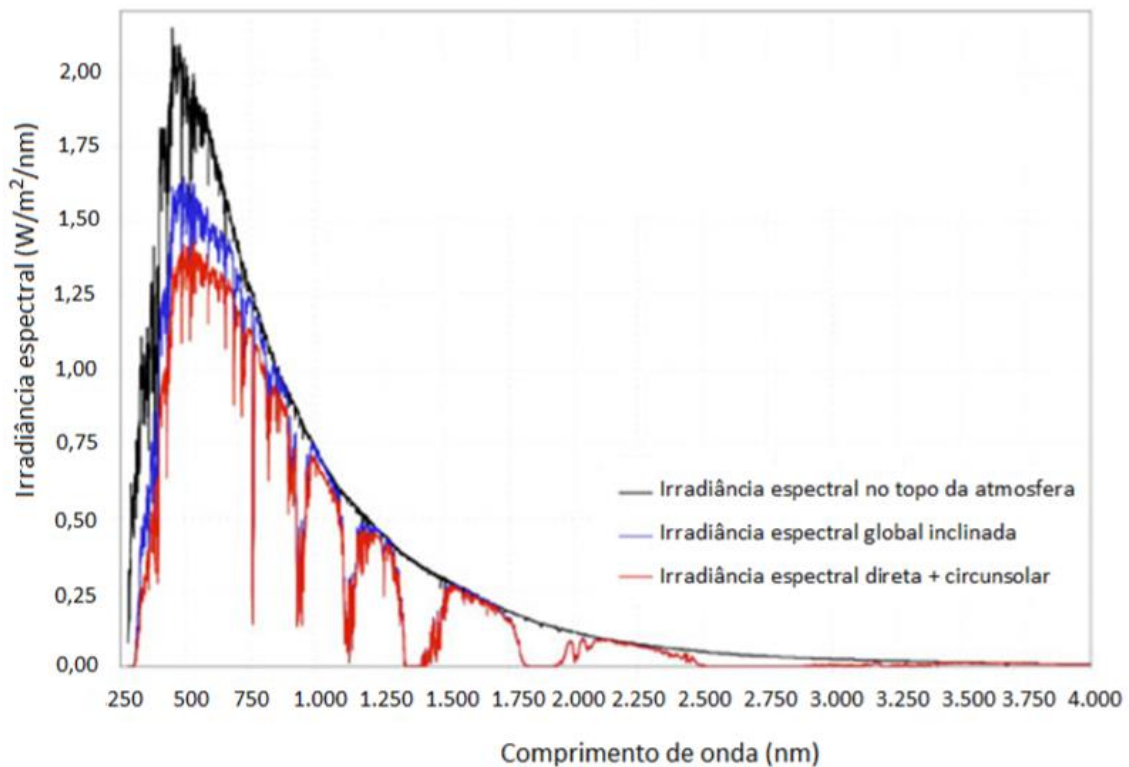


Fonte: Neves (2016).

A Figura 2.5 compara a distribuição do espectro solar em AM0 com duas condições de atenuação do espectro devido à massa ar:

- **Irradiância espectral global inclinada:** irradiância ao atingir perpendicularmente uma superfície ao nível do mar, inclinada em 37° e voltada para a linha do Equador (AM1,3);
- **Irradiância espectral direta + circunsolar:** irradiância após atravessar uma espessura da atmosfera 50 % maior que a espessura quando o Sol se encontra no zênite, incidindo sobre uma superfície ao nível do mar (AM1,5, que é utilizada como condição padrão de ensaios - STC).

Figura 2.5 - Comparativo do Espectro Solar em Diferentes Massas de Ar – AM0, AM1,3 e AM1,5.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os principais componentes atmosféricos que afetam o espectro da radiação solar são os gases e materiais particulados em suspensão na atmosfera, devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Alguns componentes atmosféricos que afetam o espectro solar são variáveis e estão sujeitos as condições de tempo e localização geográfica e mesmo em baixas frações de massa ou volume podem influenciar consideravelmente a energia que chega à superfície terrestre. (LIOU, 2002).

O espalhamento da radiação é a principal causa da dispersão da radiação solar na atmosfera, conhecida como radiação difusa, e pode ser definido em três principais tipos (MACHADO, 2019):

- **Rayleigh:** ocorre quando as partículas são muito menores que os comprimentos de onda da radiação (partículas com menos de 1/10 do comprimento de onda). Em geral o efeito afeta os pequenos comprimentos de onda e ocorre no topo da atmosfera com moléculas dos

gases e pequenas partículas de poeira, causando, por exemplo, a coloração azul do céu pelo maior espalhamento dos pequenos comprimentos de onda da porção visível da radiação. Esse mesmo efeito é o que causa a coloração alaranjada do nascer e pôr do sol (PINHO; GALDINO, 2014);

- **Mie:** ocorre quando as partículas são do mesmo tamanho do comprimento de onda da radiação. Em geral o efeito afeta os maiores comprimentos de onda e ocorre mais próximo à superfície, nas partes baixas da atmosfera, onde as maiores partículas estão concentradas, como poeira, fumaça e vapor d'água;
- **Não seletivo:** ocorre quando as partículas são muito maiores que o comprimento de onda da radiação. Em geral o efeito afeta igualmente todos os comprimentos de onda, causando o aparecimento da cor branca, e, assim como no espalhamento mie, ocorre mais próximas à superfície, onde as maiores partículas estão concentradas, como gotas d'água e grandes partículas de poeira.

Diferente do espalhamento, que simplesmente muda a direção da radiação, a absorção converte a radiação solar em calor, que ocorre quando uma molécula de gás absorve energia da radiação e causa maior movimentação interna molecular, aumentando a sua temperatura (MACHADO, 2019).

2.1.2.1 Composição da atmosfera - gases

A atmosfera é composta por gases que podem ser classificados em gases com concentrações permanentes ou variáveis. Os gases permanentes constituem 99% do volume da atmosfera e não apresentam variações significativas em suas concentrações, com exceção aos gases gerados pela poluição humana, como CO₂, CH₄ e N₂O, que tem crescido com o passar dos anos. Já os gases variáveis alteram suas proporções de acordo com a localização geográfica, altitude, estação do ano, clima, hora do dia, dentre outros. Apesar de estarem presentes com menor concentração, podem apresentar efeitos significativos ao espectro solar (LIOU, 2002; MCCARTNEY, 1983).

Na Tabela 2.1 encontra-se uma relação de gases permanentes e variáveis presentes na atmosfera e suas respectivas concentrações.

Tabela 2.1 - Concentração de Gases Permanentes e Variáveis na Atmosfera.

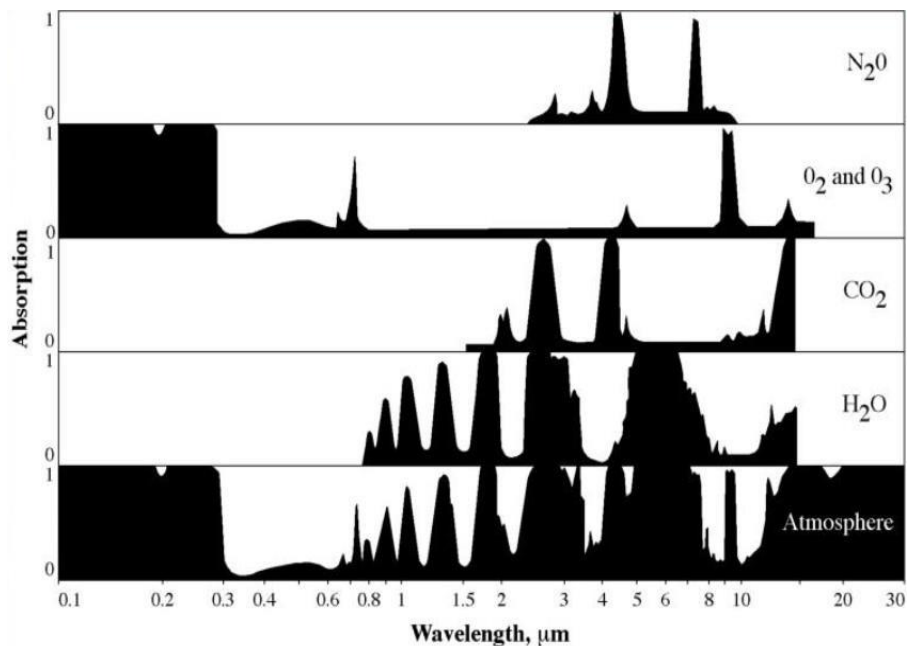
Constituintes Permanentes		Constituintes Variáveis	
Constituintes	Volume (%)	Constituintes	Volume (%)
Nitrogênio (N ₂)	78,084	Vapor de Água (H ₂ O)	0 - 0,04
Oxigênio (O ₂)	20,948	Ozônio (O ₃)	0 - 12 x 10 ⁻⁴
Argônio (Ar)	0,934	Dióxido de Enxofre (SO ₂) ^a	0,001 x 10 ⁻⁴
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0,036	Dióxido de Nitrogênio (NO ₂) ^a	0,001 x 10 ⁻⁴
Neônio (Ne)	18,18 x 10 ⁻⁴	Amônia (NH ₃) ^a	0,004 x 10 ⁻⁴
Hélio (He)	5,24 x 10 ⁻⁴	Óxido Nítrico (NO) ^a	0,0005 x 10 ⁻⁴
Criptônio (Kr)	1,14 x 10 ⁻⁴	Sulfato de Hidrogênio (H ₂ S) ^a	0,00005 x 10 ⁻⁴
Xenônio (Xe)	0,089 x 10 ⁻⁴	Ácido Nítrico (HNO ₃)	Vestígio
Hidrogênio (H ₂)	0,5 x 10 ⁻⁴	Clorofluorcarbonos (CFC1 ₃ , CF ₂ Cl ₂ , CH ₃ CCl, CCl ₄ , etc.)	Vestígio
Metano (CH ₄)	1,7 x 10 ⁻⁴		
Óxido Nitroso (N ₂ O) ^a	0,3 x 10 ⁻⁴		
Monóxido de Carbono (CO) ^a	0,08 x 10 ⁻⁴		

^a Concentração perto da superfície da Terra.

Fonte: Adaptado de Liou (2002).

Conforme informado acima, quando a radiação atravessa a atmosfera, os gases são os principais causadores de sua absorção. Isso ocorre através de bandas de absorção específicas. Por exemplo, o ozônio (O₃) absorve na faixa do Ultravioleta, em comprimentos de onda inferiores à 300 nm. Já o vapor d'água (H₂O) e o dióxido de Carbono (CO₂) absorvem em bandas do Infravermelho, em comprimentos de onda superiores à 1000 nm (YASTREBOVA, 2007). Contudo é possível relacionar as absorções, descritas na Figura 2.6 abaixo, com as atenuações que ocorrem com o espectro solar, indicadas na Figura 2.5.

Figura 2.6 - Bandas de Absorção Específicas da Radiação Solar na Atmosfera.



Fonte: Jensen (2000).

2.1.2.2 Composição da atmosfera - materiais particulados

Em meio aos gases atmosféricos e com distribuição variável ao longo da atmosfera, existem variados materiais particulados em suspensão, como aerossóis, nuvens, hidrometeoros ou litometeoros, que exercem grande influência no espalhamento da radiação solar, gerando impactos no balanço energético da atmosfera e no clima.

Os aerossóis são particulados sólidos ou líquidos em suspensão que podem apresentar origem de processos naturais, como poeira mineral e maresia, ou atividades humanas (artificiais), como fuligem, sulfatos, nitratos e amônia, cujo tamanho pode variar entre aproximadamente 10^{-3} μm e 20 μm. Os aerossóis citados acima podem permanecer em suspensão na atmosfera por até cerca de 10 dias, tempo no qual podem sofrer uma série de transformações químicas ou físicas, até serem retirados da atmosfera através de deposição seca (sedimentação e difusão) ou úmida (neve e chuva) (LIOU, 2002; IPCC, 2007; FELIX et al., 2004). Destacam-se entre as principais fontes de aerossóis (YAMASOE, 2006):

- Naturais: vulcões; poeira levantada pelo vento; incêndios naturais; maresia; etc.;
- Artificiais: queima de combustíveis fósseis; processos industriais; queima de biomassa; etc.

A concentração de aerossóis em uma região varia conforme a sua fonte geradora, transformações químicas e físicas, o tempo de suspensão da partícula e, por fim um fator muito impactante, a presença de vapor de água. Este último elemento também causa impacto no tamanho dos aerossóis, pois gera a característica das partículas se condensarem, aumentando-as. Os locais com as maiores concentrações destes elementos são as regiões desérticas e urbanas, pois apresentam fontes emissoras extremamente ativas (LIOU, 2002; YAMASOE, 2006; IQBAL, 1983).

Hidrometeoros são meteoros constituídos por um conjunto de partículas de água, em fase líquida ou sólida, que sofrem os fenômenos de precipitação, suspensão e levantamento, de modo que as partículas podem ser encontradas em queda na atmosfera, depositadas sobre uma superfície ou em levantadas da superfície pela ação dos ventos. Segundo o Glossário do INMET, os hidrometeoros mais comuns são: Chuva, Chuvisco ou Garoa, Sereno, Neve, Pelotas de Neve, Neve Granular, Pelotas de Gelo, Saraiva, Nevoeiro, Névoa, Tempestade de Neve, Orvalho, Geadas, Escarcha Branca, Escarcha Transparente e Tromba. Já os litometeoros são fenômenos também causados pela suspensão de partículas, porém de natureza sólida e não aquosa. Assim como exemplificados os hidrometeoros, os litometeoros mais comuns são: Névoa Seca, Tempestade de Poeira ou Tempestade de Areia, Turbilhão de Poeira ou Turbilhão de Areia (COMET-RJ, 2021).

2.2 Tecnologias fotovoltaicas

A energia solar fotovoltaica tem como princípio de funcionamento o efeito fotoelétrico, que foi observado em 1839 pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel. Esse efeito consiste na absorção de um fóton por um elétron na superfície de um material, geralmente um metal, e utiliza uma certa quantidade

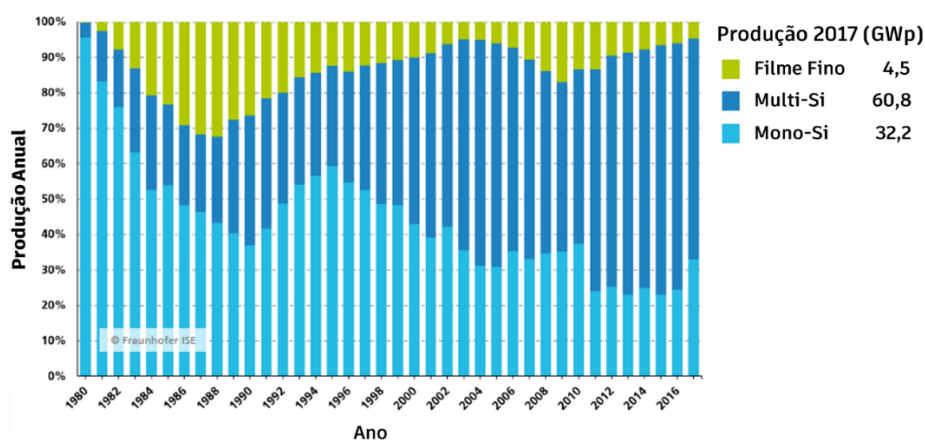
da energia incidente na sua liberação e o restante resulta em energia cinética que acelera o elétron para fora do material. Já o efeito fotovoltaico consiste na conversão direta da energia luminosa (fótons), proveniente do sol e incidente em células fotovoltaicas, em energia elétrica através de um processo interno no semicondutor onde o elétron passa da banda de valência para a banda de condução. Apesar do efeito fotoelétrico ter sido constatado por Becquerel, ele foi estudado e equacionado por Einstein em 1905, o que lhe rendeu o Prêmio Nobel de 1921 com a descoberta do efeito fotoelétrico (GARRIDO, 2010; SANTOS, 2015).

2.2.1 Cenário global

Muitas tecnologias de células fotovoltaicas estão em desenvolvimento, entretanto poucas possuem representatividade no mercado fotovoltaico mundial, devido à relação preço e eficiência que as tornam viáveis técnica e economicamente. As cinco tecnologias mais aplicadas comercialmente pertencem às primeira e segunda gerações, descritas nas Figura 2.7 e Figura 2.8.

As células de silício cristalino (c-Si), mais consolidadas e que correspondem à primeira geração, representaram 95,4% da produção mundial em 2017, em que 62,4% foram de células policristalinas (p-Si ou Multi-Si) e 33,0% monocristalinas (m-Si ou Mono-Si).

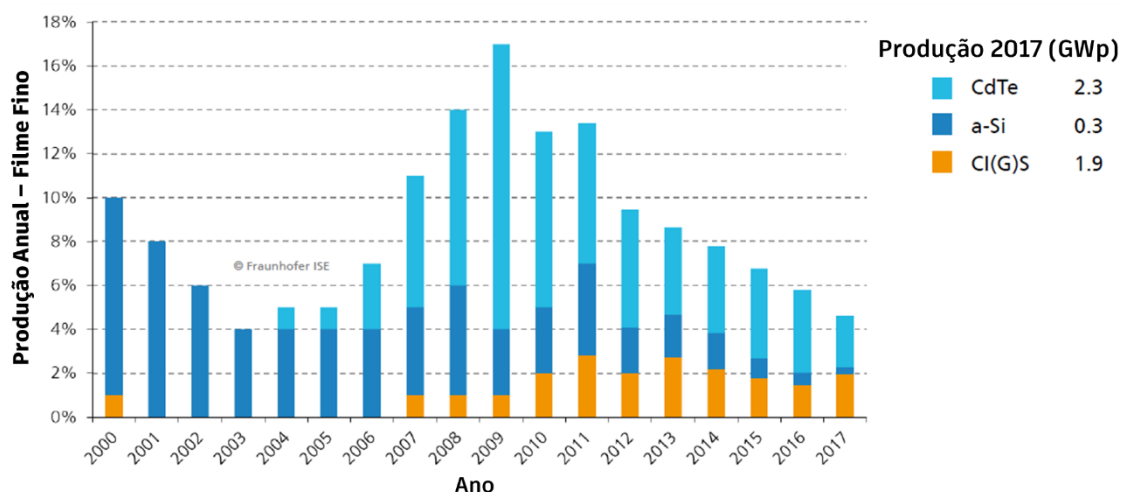
Figura 2.7 - Produção no mercado mundial de cada tecnologia fotovoltaica.



Fonte: *Fraunhofer* (2019).

Já as tecnologias de filmes finos, mais recentes e que representam a segunda geração, corresponderam à 4,6% da produção mundial em 2017, em quem 2,4% foram de Telureto de Cádmio (CdTe), 1,9% de Disseleneto de Cobre-Índio e Cobre-Índio-Gálio (CIS e CIGS) e 0,3% de silício amorfo (a-Si).

Figura 2.8 - Produção no mercado mundial de filmes finos.



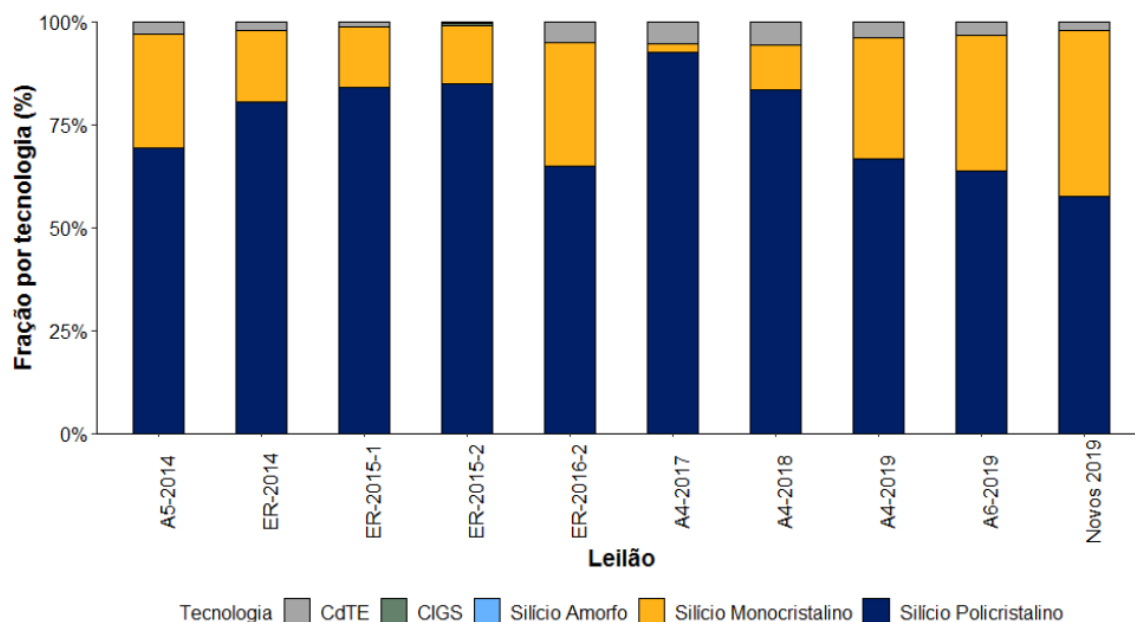
Fonte: Fraunhofer (2019).

Nota-se o aumento da representatividade das tecnologias CIS e CIGS e a queda da tecnologia de Silício Amorfo, entre os filmes finos. Enquanto a tecnologia de CdTe corresponde à maior fatia dos filmes finos desde 2007. Grandes usinas geradoras com módulos de CdTe já foram construídas, como é o caso da *Topaz Solar Farm*, na Califórnia, com mais de 9 milhões de módulos e uma potência de 550 MW (BÜHLER; SANTOS; GABE, 2018).

2.2.2 Cenário brasileiro

Assim como a tendência mundial, pode-se notar na Figura 2.9, pelos projetos habilitados aos últimos leilões de energia do Governo brasileiro, a predominância de utilização das tecnologias de Silício Cristalino e, em seguida com uma pequena representatividade, Telureto de Cádmio.

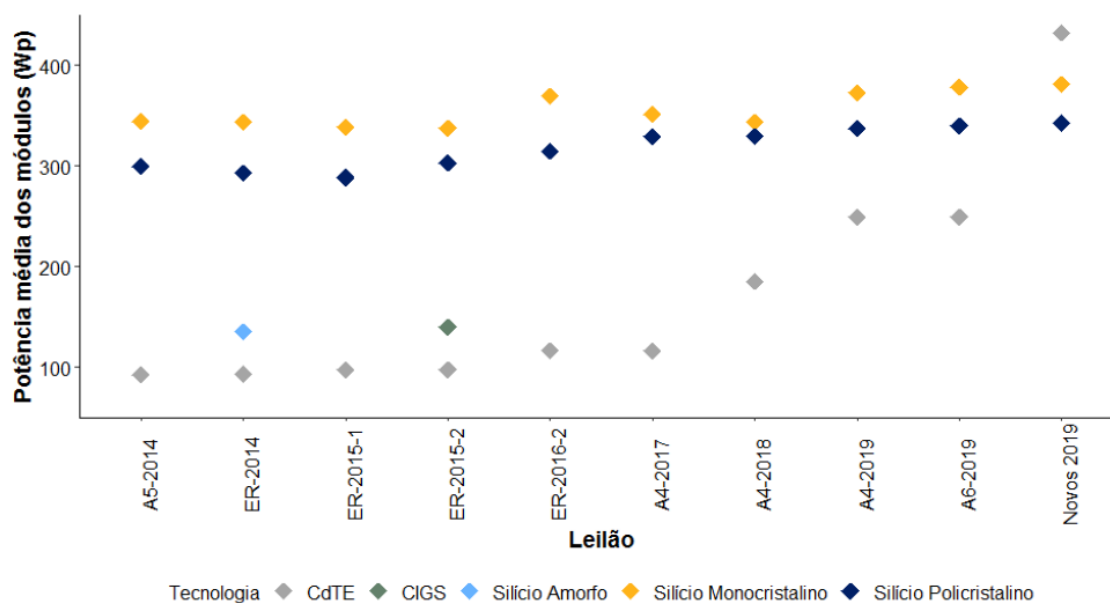
Figura 2.9 - Percentual de participação das tecnologias fotovoltaicas nos leilões brasileiros.



Fonte: EPE (2020).

As tecnologias a-Si e CIGS, conforme Figura 2.10, apenas foram habilitadas em projetos dos leilões ER-2014 e ER2015-2, respectivamente, e em percentuais ínfimos que não ficam visíveis no gráfico da Figura 2.9.

Figura 2.10 - Potência média dos módulos fotovoltaicos nos leilões brasileiros.



Fonte: EPE (2020).

2.2.3 Classificação das células FV

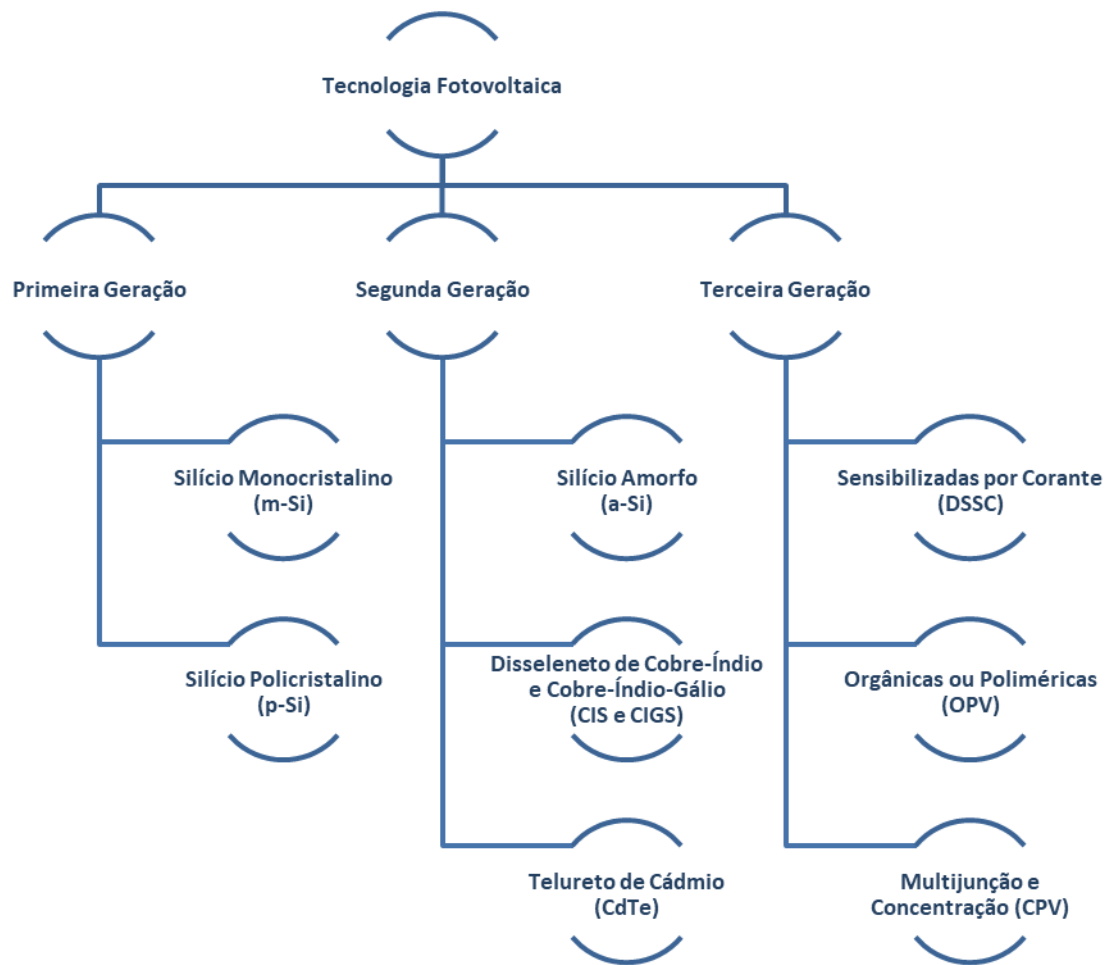
As células fotovoltaicas são basicamente compostas por diferentes tipos de semicondutores, orgânicos e/ou inorgânicos. Dentre eles, os inorgânicos são os semicondutores mais utilizados, de modo que são escolhidos com base na compatibilidade de suas características de absorção com o espectro solar e, principalmente, sua viabilidade econômica (*SOLAR POWER EUROPE*, 2019). As diversas tecnologias de células fotovoltaica podem ser classificadas de diferentes formas (MIT, 2015).

O Laboratório Nacional de Energias Alternativas dos Estados Unidos da América – NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) adota o conceito de família de semicondutores e classifica as células em: (NREL, 2020)

- Multijunção;
- Arseneto de Gálio de junção única;
- Silício cristalino;
- Filmes finos;
- Tecnologias emergentes.

Outra classificação comumente utilizada, que também será adotada para este trabalho, é baseada em gerações, conforme ilustra a Figura 2.11. As células de primeira e segunda gerações são as mais consolidadas, que apresentam parte considerável do mercado fotovoltaico, como visto nos itens anteriores. Já as células de terceira geração são compostas por algumas das células recentes que mais se destacam, porém com pouca representatividade comercial por ainda estarem em fase de pesquisa e desenvolvimento (P&D) da solução e, em sua grande maioria, ainda apresentarem custos elevados (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 2.11 - Diagrama das 3 gerações de tecnologias de células fotovoltaicas.



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

2.2.3.1 Primeira geração

As células fotovoltaicas de primeira geração correspondem às primeiras tecnologias utilizadas comercialmente, em meados de 1950, e são representadas pelas células baseadas em semicondutores de silício cristalino (c-Si) (MARQUES, 2014).

Como visto, a tecnologia de c-Si apresenta a maior representatividade do mercado global, com aproximadamente 95,4% do mercado em 2017 (FRAUNHOFER, 2019). Essa grande participação e consolidação do Si se deve por diversos aspectos, como:

- Elemento abundante na natureza;

- Menores custos, por conta da maior escala de produção;
- Indústria produtiva consolidada e com domínio tecnológico em diversos países;
- Alta eficiência de conversão, devido às boas características de absorção e resposta espectral do material semiconductor.

O Brasil é um dos principais produtores mundiais de Quartzo, que é a principal matéria prima utilizada para a fabricação das células fotovoltaicas, porém o país não realiza a purificação do silício e fabricação de células (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

As células fotovoltaicas de silício cristalino, tanto monocristalino (m-Si) quanto policristalino (p-Si), são produzidas a partir do silício ultrapuro, que pode ser utilizado com grau de pureza de 99,999 99 99% (9N), chamado de silício grau eletrônico (Si-gE), ou 99,9999% (6N), chamado de silício grau solar (Si-gS) que apresenta menor custo (PINHO; GALDINO, 2014).

A fabricação ocorre a partir de processos em blocos de silício ultrapuro até a formação de um lingote cilíndrico de silício para o processo m-Si, que posteriormente é cortado para obter aspecto quadrado, ou um bloco em cubo para o processo p-Si. Ambos são laminados em *wafers* muito finos, entre 100 e 200 microns, passam por processos químicos de dopagem para atribuir propriedades fotossensíveis, recebem uma camada antirreflexiva e os condutores metálicos. Por fim, são associados eletricamente e encapsulados em módulos para atribuir resistência mecânica, pois as células em si são rígidas e quebradiças (GOODRICH et al., 2013; VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.2.3.2 Segunda geração

As células fotovoltaicas de segunda geração vêm sendo utilizadas desde a década de 1970, através de células de silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) aplicadas em calculadoras, relógios e outros equipamentos de baixo consumo. A partir da década de 1990 passou a ser aplicada em grandes usinas, porém atualmente detém uma pequena parcela das aplicações comerciais, com

representatividade de aproximadamente 5% do mercado global em 2017 (BAINBRIDGE et al., 2011; FRAUNHOFER, 2019).

Os filmes finos, como são conhecidas as células fotovoltaicas de segunda geração, apresentam como um de seus principais aspectos positivos a possibilidade de fabricação de células extremamente finas, com espessuras da ordem de 1 micrômetro (μm), que é permitido devido ao elevado coeficiente de absorção óptica dos materiais aplicados, 40 vezes mais eficiente do que a absorvidade do m-Si. Isso possibilita um alto potencial de redução de custos, pelo menor consumo de energia e utilização de menos material semicondutor à fabricação dos módulos (LASNIER et al., 1990; IPCC, 2012; MIT, 2015).

A aplicação é outro aspecto positivo, pois os materiais fotossensíveis e o filme transparente condutor (TCO – *transparente conductive oxide*) podem ser depositados, através de uma ou mais camadas sucessivas, em substratos rígidos ou flexíveis, como vidro, plástico, cerâmica ou metal, de modo que, diferentemente dos formatos restritos das células de c-Si, gera maior flexibilidade de aplicações e integrações da tecnologia (FTHENAKIS, 2004).

Em geral, os módulos de filmes finos são fabricados através de técnicas de pulverização catódica, em que camadas de materiais semicondutores e condutores são depositados sobre um substrato através de um processo integrado, se diferenciando das diversas etapas do processo produtivo dos módulos de c-Si, que envolve processos separados entre si. A deposição pode ocorrer por outros processos, tais como eletrodeposição, CBD (deposição por banho químico), CSS (sublimação em espaço reduzido) e LPCVD (deposição química a vapor em baixas pressões) (EL CHAAR et al., 2011; BÜHLER; SANTOS; GABE, 2018).

Apesar dos aspectos positivos, as principais influências negativas que dificultam a utilização da tecnologia em maior escala, em comparação às células de c-Si, são (ALVES, 2018; IPCC, 2012; MIT, 2015; PINHO et al., 2014):

- menor disponibilidade de matéria prima;

- menor vida útil, porém atualmente o efeito Staebler-Wronski (SWE), que causava a degradação rápida de rendimento quando a célula era exposta ao sol, tem sido minimizado em algumas tecnologias pela aplicação de múltiplas camadas, de modo que alguns fabricantes conseguem maior estabilidade e, com isso, oferecem garantias similares aos módulos de c-Si;
- toxicidade de alguns elementos;
- menor eficiência das células, portanto, para uma mesma quantidade de geração, as usinas precisam de maiores áreas e, conseqüentemente, maiores custos de mão de obra e materiais (cabos e estruturas).

2.2.3.3 Terceira geração

As células de primeira e segunda geração, que são as mais antigas e consolidadas, praticamente dominam as aplicações comerciais, visto que correspondem, respectivamente, à aproximadamente 95% e 5% do mercado, conforme indicado nos itens anteriores. Portanto, as células de terceira geração, são células emergentes que estão em fase de testes, P&D e ainda apresentam baixa produção e alto custo. Porém, de modo geral as células de terceira geração buscam maior sustentabilidade da cadeia produtiva através de (IPCC, 2012; GROSSIORD et al., 2012; ELY et al., 2015):

- elevadas eficiências de conversão, superiores às células de única camada, as quais possuem o limite de eficiência máxima em 31% (SHOCKLEY; QUEISSER, 1961);
- custos de produção reduzidos;
- materiais abundantes na natureza e de baixa toxicidade;
- características para aplicações específicas, como por exemplo ao setor de construção, através do conceito de BIPV (*Building Integrated Photovoltaics*).

Essa categoria é muito ampla, devido às novas tecnologias e desenvolvimento da nanotecnologia que estão sendo incorporadas e testadas constantemente, porém algumas tecnologias merecem destaque, pois, mesmo em menor escala e ainda em fase de estudos, já apresentam aplicações comerciais, como é o caso das células sensibilizadas por corante, orgânicas e de multijunção (BÜHLER; SANTOS; GABE, 2018; MARQUES, 2014).

2.2.4 Comparativo de eficiência

Instituições como NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) nos Estados Unidos, AIST (*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology*) no Japão e *Fraunhofer ISE* (*Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems*) na Alemanha, constantemente acompanham o desenvolvimento dos diferentes tipos de células fotovoltaicas e do crescimento de suas eficiências. Principalmente com base em dados encontrados na NREL e *Fraunhofer ISE*, segue na Tabela 2.2 um comparativo de valores de eficiência máxima de células e módulos, para as principais tecnologias fotovoltaicas descritas neste trabalho. O Anexo B indica o acompanhamento realizado pela NREL (2021) da evolução em relação às máximas eficiências das células fotovoltaicas entre 1975 e 2021, para diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.

Tabela 2.2 - Comparativo de eficiência das principais tecnologias fotovoltaicas.

Geração	Tecnologia	Sigla	Maior Eficiência de Célula	Maior Eficiência de Módulo
1ª	Silício Monocristalino	m-Si	27,6% ¹	24.4% ²
1ª	Silício Policristalino	p-Si	23.3% ¹	19.9% ²
2ª	Silício amorfo	a-Si	14.0% ¹	10,2% ³
2ª	Disseleneto de Cobre-Índio/Cobre-Índio-Gálio	CIS/CIGS	23.4% ¹	19.2% ²
2ª	Telureto de Cádmio	CdTe	22.1% ¹	18.6% ²
3ª	Sensibilizada por Corante	DSSC	13.0% ¹	10.7% ⁴
3ª	Orgânica	OPV	18.2% ¹	9.7% ⁴
3ª	Multijunção	-	47.1% ¹	-

Fonte: ¹NREL (2021); ²*Fraunhofer* (2019); ³Green et al. (2015); e Bühler, Santos e Gabe (2018).

Apesar de as células de multijunção apresentarem as maiores capacidades de conversão, máximo de 47,1% de eficiência, a tecnologia ainda não possui um

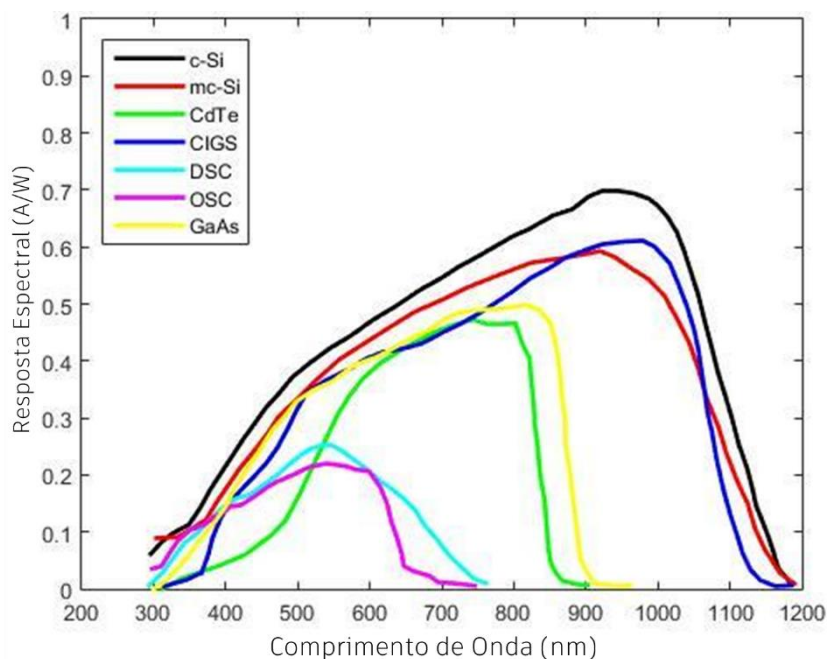
custo-benefício suficiente para competir comercialmente com as células de primeira e segunda geração, portanto apresentam aplicações bem específicas para sistemas espaciais ou de tecnologias de concentração (MIT, 2015).

Pode-se observar que as células em si apresentam maiores eficiências em relação aos módulos, isso se deve por conta das perdas ópticas provocadas pelo encapsulamento, utilizado para proteção das células, e pela resistência dos condutores, inseridos para interligar eletricamente as células (LEMOS, 2016).

2.2.5 Comparativo de resposta espectral

A resposta espectral (RE) é fundamental para estimar o impacto que as variações do espectro solar, em cada comprimento de onda ou níveis de energia, podem influenciar a corrente fotogerada e, conseqüentemente, afetar a eficiência da célula. A Figura 2.12 indica quais são as faixas espectrais representativas para cada tipo de célula fotovoltaica, através da indicação de suas diferentes respostas espectrais, típicas a cada material utilizado.

Figura 2.12 - Curvas típicas de respostas espectrais de tecnologias de células fotovoltaicas.



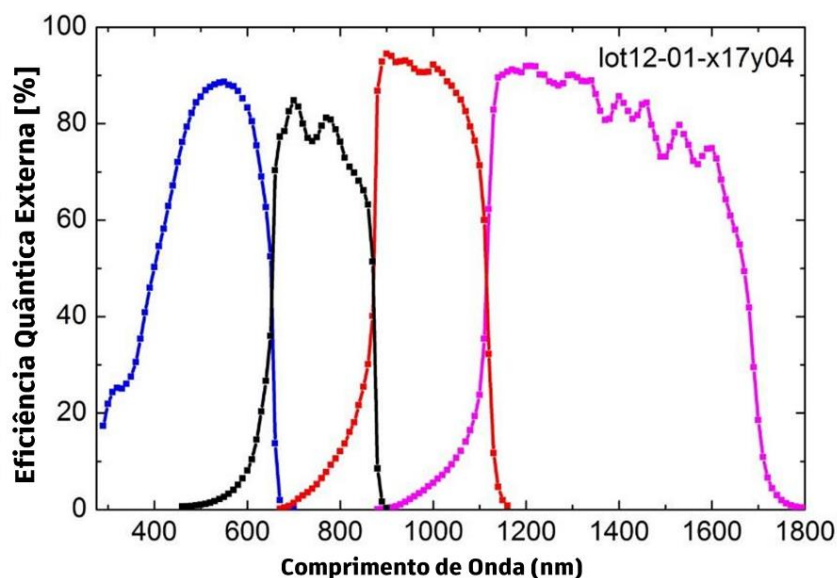
Fonte: Sandia (2017).

Pode-se observar a maior eficiência de conversão das células de silício e Cl(G)S , por abrangerem maiores faixas de comprimentos de onda. Por esse motivo, são os materiais que menos sofrem variações de eficiência ao longo do dia, pois, em materiais como o CdTe , a curva de resposta espectral é mais estreita e são mais afetadas por variações da distribuição espectral da radiação solar incidente (BÜHLER; SANTOS; GABE, 2018)

Os fótons com menores comprimentos de onda, insuficientes para superar a banda proibida, e os mais energéticos, cuja energia excedente causa a termalização das células, não são aproveitados no processo de conversão. Em busca de reduzir essas regiões incapazes de absorver a radiação incidente e utilizar ao máximo a energia disponível, as células de multijunção operam com a combinação de camadas de diferentes materiais, cada um absorvendo a radiação de sua região específica de resposta espectral, por isso apresentam as maiores eficiências de conversão (HONSBURG; BOWDEN, 2015)

A Figura 2.13 ilustra o gráfico de resposta espectral de uma célula desenvolvida pelo instituto alemão *Fraunhofer*, que atingiu 44,7 % de eficiência, recorde mundial em 2013. A célula apresenta quatro junções e obteve essa eficiência a partir de uma aplicação com concentração (CPV) de 297 sóis.

Figura 2.13 - Resposta espectral de célula fotovoltaica de quatro junções.



Fonte: *Fraunhofer* (2013).

2.3 Sujidade

Segundo Michaelis (2021), sujidade pode ser designada por falta de limpeza, imundície, excremento ou, simplesmente, sujeira. Já Spartanbrasil (2021) define que sujidade é o residual de sujeira encontrado em superfícies, seja ela orgânica (gordura, oleosidades e graxa, por exemplo) ou inorgânica (óxidos e calcários, por exemplo).

Em aplicações de sistemas fotovoltaicos, o material particulado, cujo diâmetro seja menor que 500 μm , que se deposita sobre os módulos e interfere na transmitância da radiação, devido à absorção, reflexão e dispersão, e, conseqüentemente, causa a perda de geração de energia elétrica, é conhecido como sujidade (ou *soiling*, no termo em inglês). O crescimento de microbianos também pode ser caracterizado como sujidade, não só o material particulado depositado (SHIRAKAWA et al., 2015; ROBLES-KELLY; HUYNH, 2013).

As principais fontes de deposição de sujeira em módulos fotovoltaicos são provenientes de poluição do ar, atividades agrícolas, obras, vegetação, processos produtivos, indústrias, veículos, poeira, pólen, tempestades de areia, materiais orgânicos, excrementos de pássaros e crescimento de líquenes (SHAJU et al., 2018; ROBLES-KELLY et al., 2013; HICKEL, 2017; YAMASOE, 2006)

A sujidade pode ser categorizada em partículas de solo, cimento, cinzas, carbono, limonita, sílica, carbonato de cálcio, areia, argila, solo, fungos, fezes de pássaros, lama e materiais grosseiros (folhas e galhos), além de elementos raros como metais pesados, neve e seiva de árvore (DARWISH et al., 2015; FRITSCHEN et al., 1979).

Já Sarver et al. (2013) define que a sujidade pode ser dividida em pólen (vegetação, fungos e bactérias), células humanas e animais, fibras de carpete e materiais têxteis e outras micro-areias, sendo mais comumente, minerais orgânicos geomorfológicos (areia, argila, calcário). Diversos aspectos podem interferir nas condições da sujidade que será depositada, podendo variar

conforme a região, taxa de acumulação, comportamento da deposição, entre outros.

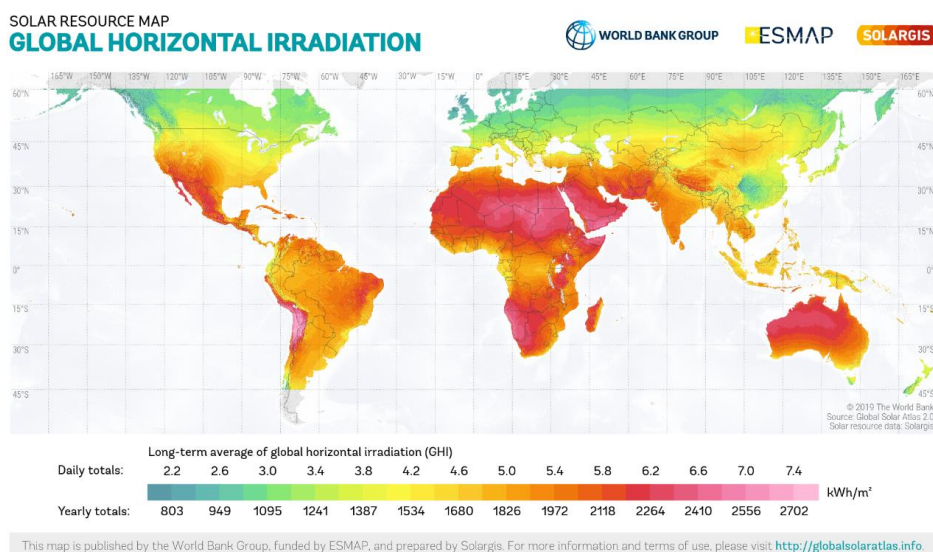
2.3.1 Histórico de estudos

Na década de 40, um dos estudos pioneiros sobre sujidade foi realizado por Hottel e Woertz (1942) em Boston, Estados Unidos, dando início aos estudos de sujidade aplicados à coletores solares térmicos, neste caso a partir do estudo de perda de desempenho, que foi de 4,7% de queda nos 3 meses de análise.

Já na década de 70 outros estudos podem ser destacados. O estudo realizado por Garg (1974), na Índia, nos permitiu observar a importância da escolha do material utilizado na superfície transparente dos coletores e da inclinação de instalação. Em seu estudo a superfície de plástico sofreu maior acúmulo de sujidade e maiores perdas em relação à de vidro, além de mostrar que quanto mais próxima da horizontal é a inclinação dos coletores maiores são as perdas.

Também na década de 70, os estudos realizados por Sayigh (1978) na Arábia Saudita, segundo Ghazi et al. (2014), despertaram grande interesse pela investigação dos efeitos da sujidade em regiões de climas e biomas desérticos, mediterrâneos, áridos e semiáridos, devido ao grande impacto indicado pelos estudos à região do Golfo Árabe, com perda de um terço da energia para um período de 3 meses de análise. Essas regiões comumente apresentam baixa precipitação anual, como é o caso do Egito que pode chegar a apresentar apenas 2 mm de precipitação em intervalos de anos (SOLIMAN, 1953), o que reforça a necessidade do desenvolvimento de estudos de sujidade. Além do mais, essas regiões despertam grande interesse destes estudos por concentrarem elevado potencial de irradiação horizontal global, conforme ilustra a Figura 2.14, possuírem tempestades de areia e, em alguns casos, escassez de recursos hídricos à limpeza.

Figura 2.14 - Irradiação Horizontal Global.



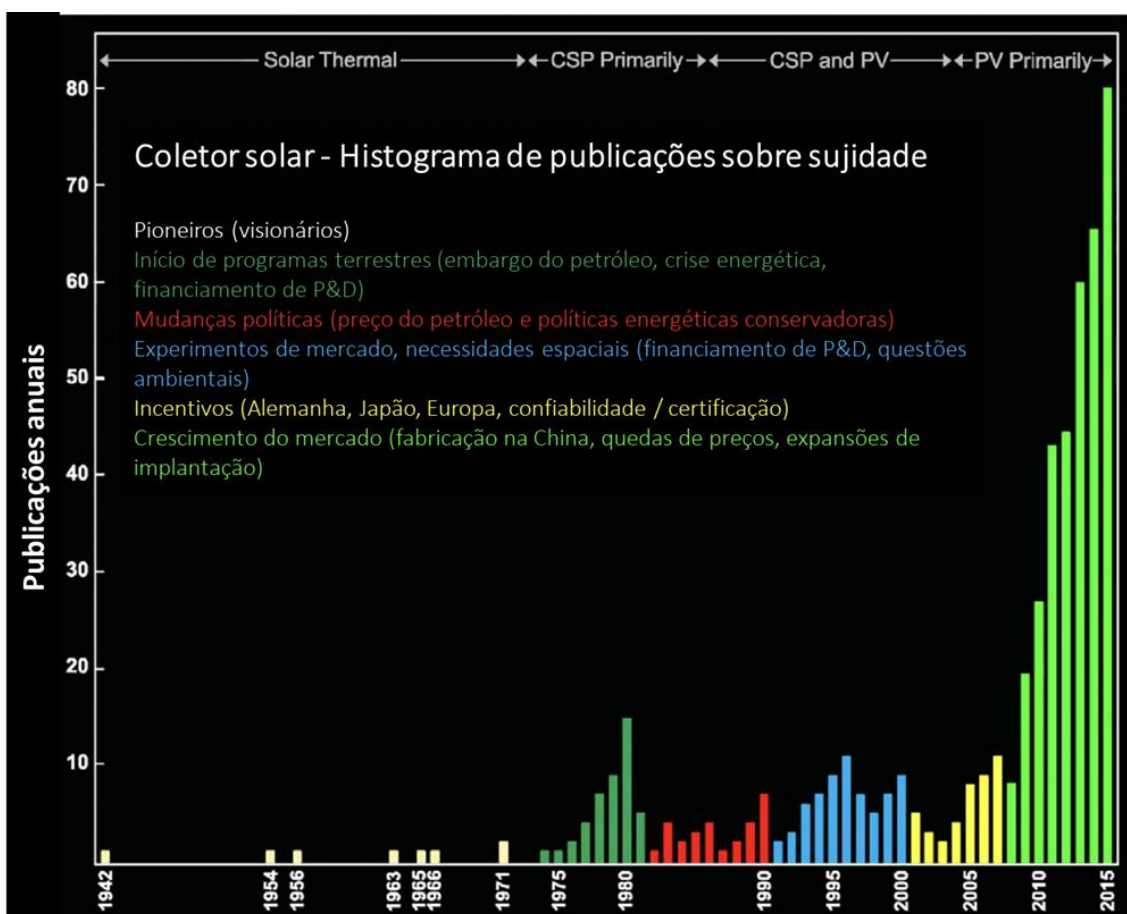
Fonte: Global Solar Atlas (2020).

Até a década de 70 a utilização de energias renováveis era escassa e inviável economicamente se comparada aos combustíveis fósseis amplamente utilizados. A partir do histórico embargo do petróleo e, conseqüentemente, crise energética ocorridos nesta década, houve um incentivo e um aumento significativo ao desenvolvimento de tecnologias alternativas e uso de recursos renováveis (BARSKY et al., 2004; COSTA et al., 2016). Conforme a Figura 2.15, os estudos pioneiros desenvolvidos até os anos 70, baseados na tecnologia de coletores solares térmicos, serviram como base ao desenvolvimento de métodos, análises e novas tecnologias aplicados aos estudos voltados às tecnologias de concentração solar (CSP, *Concentrated Solar Power*) e, posteriormente, fotovoltaica (PV, *Photovoltaic*).

O estudo responsável pela Figura 2.15 foi realizado por Costa et al. (2016), o qual quantifica e classifica algumas publicações realizadas sobre sujidade em coletores solares entre os anos 1942 e 2015. Além da indicação das principais tecnologias abordadas em cada período (solar térmica, concentração solar e fotovoltaica, respectivamente), o estudo classifica as publicações em 6 períodos, que são descritos pelos principais marcos históricos para a evolução da utilização da energia solar em cada período. Além dos estudos pioneiros sobre coletores térmicos e a década de 70 abordados acima, as seguintes décadas

foram marcadas por mudanças políticas (anos 80), exploração espacial (anos 90), experiências de mercado (anos 90) e programas de incentivos e subsídios (anos 2000), porém não tiveram o impacto expressivo no crescimento das publicações sobre o tema sujidade como foi a partir do ano 2008, em que a queda nos preços dos módulos fotovoltaicos, impulsionada pela fabricação chinesa, alavancou o crescimento do mercado e, conseqüentemente, houve a perceptível evolução dos estudos sobre sujidade observada no gráfico da Figura 2.15.

Figura 2.15 - Evolução das Publicações sobre Sujidade, de 1942 a 2015.



Fonte: Adaptado de Costa et al. (2016).

Outra abordagem de classificação dos períodos de estudos sobre o tema sujidade aplicada à energia solar é realizada por Mani e Pillai (2010), os quais dividem os estudos em duas fases. A primeira fase compreende os estudos realizados entre as décadas de 40 e 90, focados na superfície transparente dos módulos e no impacto de sua inclinação de instalação, devido às restrições tecnológicas da época, de modo que, a partir dos anos 90 (período que

corresponde à segunda fase), as metodologias ficaram cada vez mais sofisticadas, rigorosas e permitiram maior abrangência e confiabilidade dos ensaios e temas abordados.

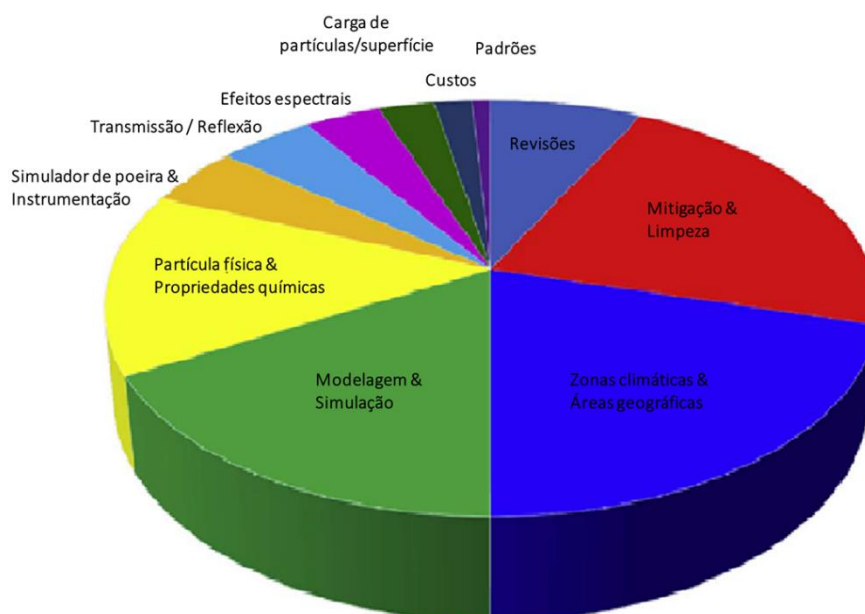
O estudo pioneiro, que caracteriza o início da segunda fase, é o estudo de El-Shobokshy e Hussein (1993), o qual caracterizou fisicamente os tamanhos dos particulados de três tipos de sujidades através de microscopia óptica, que é a técnica pela qual se limitavam os primeiros estudos físico-químicos da sujidade, além de estudos teóricos, que adotavam as partículas como esferas de mesmo tamanho e previam a relação de transmitância e ângulo de incidência com base em cálculos de espalhamento (SARVER et al., 2013; SOLIMAN, 1953). Via granulometria e utilização de lâmpadas halógenas, como simulador solar, observou-se que as partículas menores, independentemente do tipo, causam maior redução do desempenho do módulo, de forma que os efeitos não se relacionam apenas ao tempo de exposição, mas também à densidade da sujidade, de maneira que para uma mesma densidade, as menores partículas causam maiores impactos. Este importante resultado encontrado se dá pela maior área de superfície específica de contato, que favorece a nucleação, agregação e crescimento cristalino e cria maior impedimento à radiação solar.

Até 2010, 80% dos estudos abordavam apenas o monitoramento e as perdas de desempenho ocasionadas pelo acúmulo de sujidade, porém, a partir de então, os estudos passaram a adotar maior sofisticação, em busca de compreender os fenômenos que estão relacionados à deposição e desenvolver metodologias para mitigar o acúmulo de sujidade nas superfícies dos módulos. Costa et al. (2016) realizaram um levantamento bem aprofundado e focado nas publicações e resultados encontrados em pesquisa sobre sujidade realizadas entre 2013 e 2015, mas com a indicação de publicações pontuais desde 2010. Em sequência, dando continuidade ao estudo, Costa et al. (2017) analisaram e tabelaram de forma minuciosa as publicações realizadas em 2016 e classificaram seus respectivos temas em categorias, conforme ilustra o gráfico da Figura 2.16 além de incluir algumas publicações de 2017 que já estavam disponíveis. O estudo identificou um aumento expressivo no quantitativo de publicações sobre sujidade no ano de 2016, em relação ao ano de 2015, com crescimento de cerca de 80%.

Destes estudos, 85% foram concentrados na tecnologia fotovoltaica, o restante trata da tecnologia de concentração solar (CSP, *Concentrated Solar Power*).

Conforme o gráfico da Figura 2.16, os temas com a maior quantidade de publicações realizadas foram: propostas de soluções para mitigação dos efeitos da sujidade e limpeza dos sistemas fotovoltaicos; características climáticas e geográficas nas quais os sistemas fotovoltaicos estão inseridos; modelagem e simulação das perdas a partir da deposição das partículas; e análise físico-química das partículas e propriedades que compõem a sujidade.

Figura 2.16 - Distribuição dos estudos sobre os efeitos da sujidade publicados em 2016.



Fonte: Adaptado de Costa et al. (2017).

Por se tratar de um tema que a cada ano ganha um grande volume de novos estudos, foi feito um levantamento, de forma não exaustiva, de alguns grupos de estudos, internacionais (20 países distintos) e nacionais (7 Estados distintos), que recentemente desenvolveram e publicaram, a partir de 2018, estudos relacionados à sujidade, conforme tabelas no Apêndice A. No Brasil, os dois últimos Congressos CBENS (Congresso Brasileiro de Energia Solar), que aconteceram em 2018 e 2020, apresentaram ao menos 7 estudos cada envolvendo sujidade em sistemas fotovoltaicos.

2.3.2 Conceitos gerais sobre sujidade

Alguns conceitos são importantes ao entendimento sobre o tema sujidade, que foram abordados através dos estudos atuais e divididos em algumas temáticas.

2.3.2.1 Fatores gerais que influenciam o acúmulo de sujidade

Há o consenso de que o acúmulo de sujidade sobre módulos fotovoltaicos reduz a transmitância dos raios solares e, conseqüentemente, a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. No entanto são diversos os aspectos que influenciam o acúmulo de sujidade e fazem com que exista uma infinidade de variáveis e resultados distintos nos estudos sobre o tema. Nesta linha de raciocínio, Mani e Pillai (2010) e Garcia et al. (2011) afirmam que, embora haja algumas semelhanças conceituais, o acúmulo de sujidade varia significativamente conforme as condições ambientais particulares de cada local estudado.

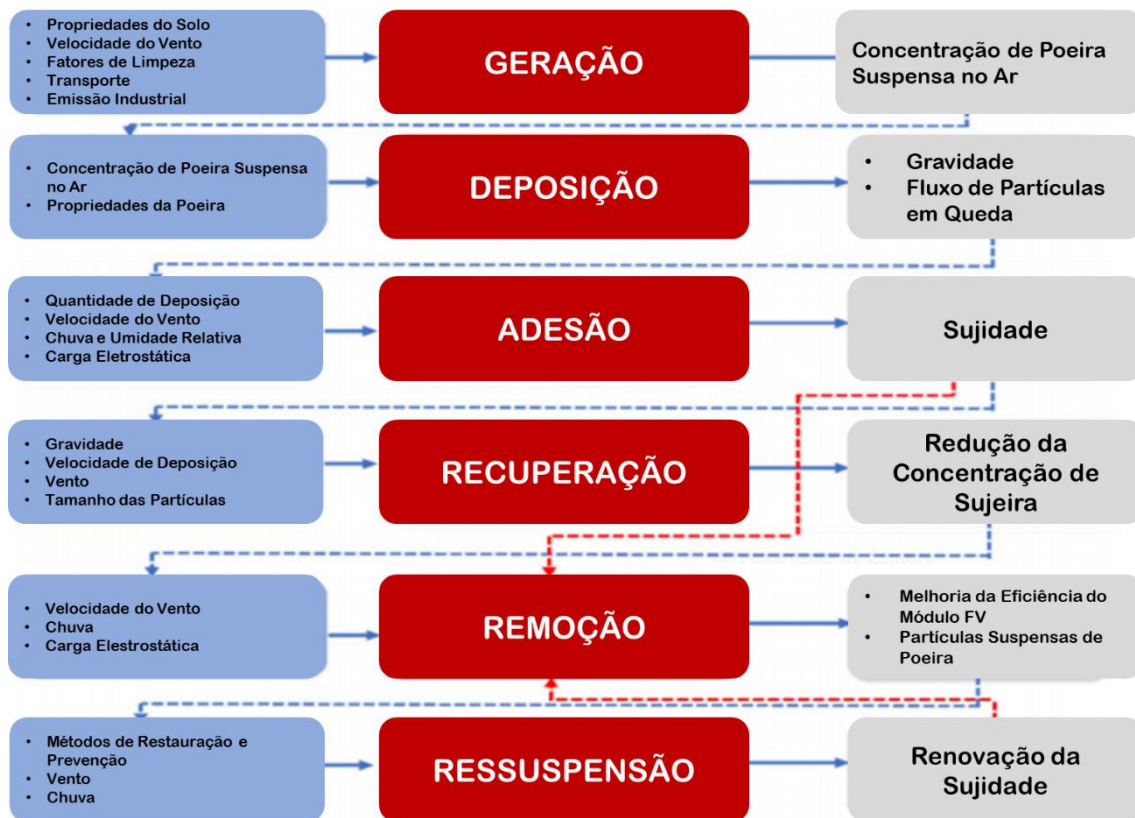
Na Índia, Shaju e Chacko (2018) publicaram um estudo que trata dos diversos fatores que influem o acúmulo de sujidade em módulos fotovoltaicos, como:

- Inclinação e orientação dos módulos;
- Altura da instalação;
- Características do vidro;
- Tecnologia fotovoltaica aplicada;
- Propriedades da sujeira;
- Características locais (por exemplo, zonas urbanas ou rurais);
- Localização geográfica e condições climáticas;
- Velocidade do vento;
- Temperatura ambiente;
- Pressão;

- Precipitação;
- Umidade;
- Vegetação.

Outra importante revisão dos efeitos do acúmulo de sujeira em módulos fotovoltaicos e técnicas para mitigá-los foi realizada por um grupo do Reino Unido, Chanchangi et al. (2020a). A Figura 2.17 exibe um ciclo esquematizado das fases e mecânica de comportamento da sujeira. Já as técnicas de mitigação propostas por eles serão apresentadas no Item 2.3.2.2 a seguir.

Figura 2.17 - Mecânica e fases da sujeira.

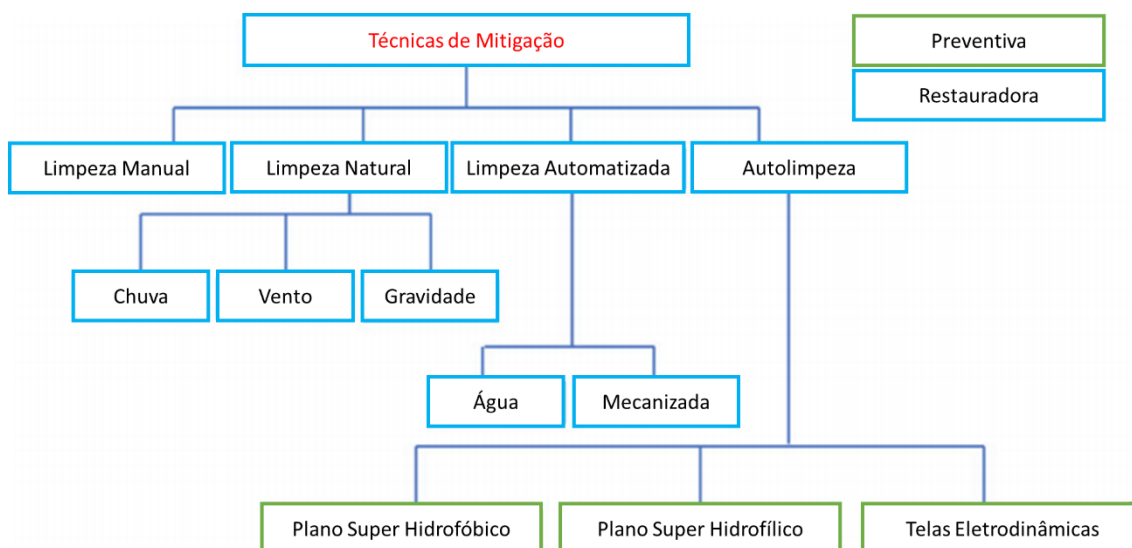


Fonte: Chanchangi et al. (2020a).

2.3.2.2 Limpeza e Mitigação da sujidade

Conforme indicado anteriormente, Chanchangi et al. (2020a) propuseram algumas técnicas de limpeza e mitigação do acúmulo de sujidade, as quais estão ilustradas no fluxograma esquemático da Figura 2.18.

Figura 2.18 - Técnicas de Mitigação



Fonte: Chanchangi et al. (2020a).

Embora alguns fatores ambientais ajudem na remoção natural da sujidade, como a chuva, o vento e a gravidade, conforme indica a Figura 2.18, a maior parte necessita ser removida por outros meios, seja de forma manual ou automática. Conforme Brito et al. (2016), a limpeza manual com água é a técnica mais empregada atualmente em usinas fotovoltaicas. No entanto, é uma técnica dispendiosa, que envolve recursos financeiros, humanos e hídricos, este último muitas vezes é escasso em determinadas usinas que são instaladas em locais afastados de regiões urbanas. Portanto, uma alternativa, que está sendo estudada e adotada para mitigar o acúmulo de sujidade, consiste em especificar características construtivas e tratamento superficial da cobertura dos módulos fotovoltaico, geralmente realizada através de vidros específicos. Para este fim, Cuddihy (1980) descreve as principais características físico-químicas que as coberturas dos módulos fotovoltaicos devem considerar, que são:

- Dureza elevada: aumenta a resistência aos desgastes e reduz a incrustação de partículas;
- Baixa rugosidade: diminui a incorporação de partículas;
- Hidrofobia: reduz a atração a compostos iônicos, absorção de sólidos e retenção de água;
- Baixa energia superficial: menos reações químicas com o meio;
- Ausência de sais solúveis em água: passíveis de combinar com partículas de poeira;
- Limpeza: livre de interação com materiais pegajosos e viscosos.

Sistemas fotovoltaicos da Espanha (Madri) e Austrália (Camberra) foram analisados por Vivar et al. (2010), os quais analisaram a influência da sujidade e concluíram que não há como definir uma periodicidade padrão para realização de limpezas em regiões distintas, devido às diferentes características locais de cada instalação.

A revisão de técnicas de limpeza de módulos fotovoltaicos, realizada por Costa et al. (2018), concluiu que as técnicas mais exploradas em estudos tem sido as passivas, devido aos melhores resultados de limpeza e redução dos desgastes das superfícies dos módulos causados pelas técnicas ativas. Porém, para se chegar ao método adequado para determinada instalação, uma série de fatores devem ser levados em consideração, como: tipo de sujidade, tamanho da usina, custo da aplicação, disponibilidade de recursos, dentre outros aspectos técnicos e de viabilidade da limpeza.

2.3.2.3 Chuva

A precipitação de chuvas é um dos principais aspectos ambientais que auxilia a limpeza dos módulos fotovoltaicos. Portanto, muitos estudos correlacionam essa condição climática ao acúmulo de sujidade, como é o caso do estudo de Júnior, J. G. S. et al. (2018), realizado na Espanha, que indicou que um sistema que apresenta até 20% de perdas em períodos sem chuvas, apresentou perda de

apenas 5% após uma chuva de 1 mm. Por outro lado, o estudo chegou à conclusão de que pequenas chuvas podem causar concentrações parciais de sujidade, que impacta a geração e a vida útil dos módulos, devido aos sombreamentos parciais e, conseqüentemente, pontos quentes (*hotspots*).

2.3.2.4 Vento

O vento pode ser benéfico ao sistema fotovoltaico, não apenas pelo auxílio na redução da temperatura, mas também pela retirada de parte da sujidade que se deposita sobre os módulos. No entanto, assim como a chuva, caso o vento não seja suficiente para a retirada das partículas, pode gerar concentrações não uniformes da sujidade, o que resultaria em impactos negativos ao sistema fotovoltaico, devido à queda de tensão e geração, causados pelo sombreamento e aquecimentos dos módulos. Há casos em que, assim como o resultado do estudo de Mekhilef et al. (2012), a velocidade do vento não é suficiente para superar a força de adesão da sujidade ao módulo e auxiliar na autolimpeza dos módulos.

Por outro lado, um outro efeito pode ser observado em alguns estudos, como em Juzaili et al. (2017), que é quando ventos de altas velocidades ao invés de auxiliarem a retirada de partículas de sujidade, auxiliam a intensificação do acúmulo de sujidade. Porém, essa intensificação de acúmulo de sujidade se faz mais provável quando os ventos são fracos. Para locais em que os ventos possuem grande presença de poeira, a possibilidade de maior deposição se intensifica.

O estudo Xu et al. (2020) indica que quanto mais alta a velocidade do vento, menores são as temperaturas, porém o efeito é mais efetivo em superfícies limpas.

2.3.2.5 Umidade

Com o aumento da umidade relativa do ar, a aderência dos materiais particulados ao módulo se intensificará e formará uma camada pegajosa, que resultará em uma remoção mais complexa (SAYYAH; HORENSTEIN; MAZUMDER, 2014). Visto este processo, conhecido de cimentação ou

solidificação, é de fundamental importância o conhecimento das propriedades físico-químicas da sujidade, pois essas características determinam os mecanismos de adesão e conexão entre as partículas e a superfície do módulo e, também, entre as partículas em si.

Sinha et al. (2014) observou uma perda de desempenho de 2% causada pela umidade, por conta de absorções e dispersões dos raios solares em comprimentos de onda específicos.

2.3.2.6 Pressão atmosférica

Conforme indicado por Mekhilef et al. (2012), quando a velocidade do ar é alta e a pressão é baixa, ocorre menos acúmulo de sujidade e vice-versa.

2.3.2.7 Temperatura

O estudo Xu et al. (2020) indicou que quando o módulo está limpo a temperatura tende a ser menor, de modo que no experimento realizado com o vidro limpo a temperatura aumentou em 33,3% em relação à temperatura inicial, mas com vidro sujo esse aumento foi de 64,7%. Outra indicação do estudo é que as superfícies inferiores dos módulos apresentam maiores impactos e maior aquecimento devido à maior concentração de sujidade, devido à ação gravitacional em módulos inclinados.

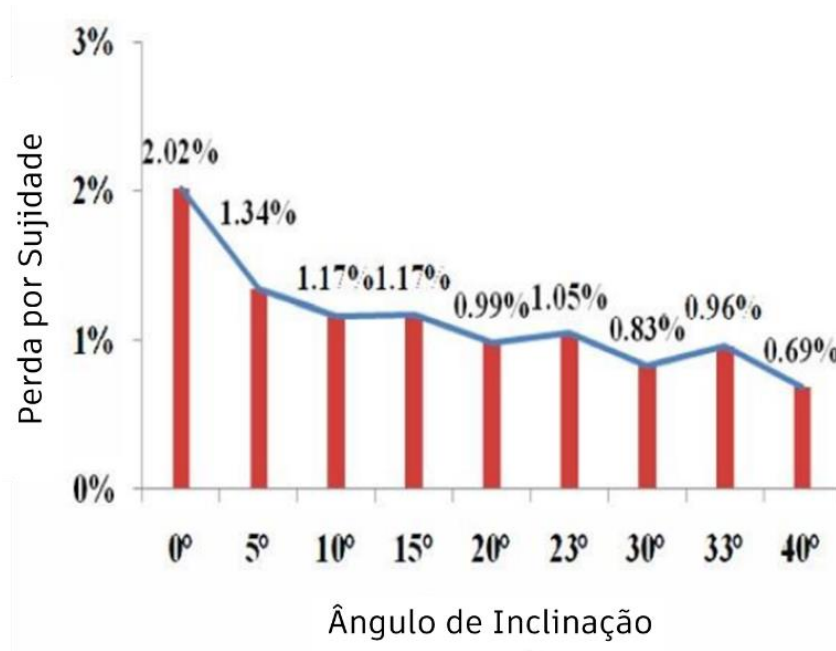
Sinha et al. (2014) conclui que a temperatura ambiente e a irradiância são os principais responsáveis pelo aumento de temperatura do módulo fotovoltaico, de modo que podem afetar em até 6 % o seu desempenho.

2.3.2.8 Inclinação

A inclinação dos módulos, além de trazer o benefício de otimizar o desempenho em relação à radiação direta quando em inclinação semelhante à latitude do local de instalação, promove o efeito de autolimpeza causado pela chuva por conta da gravidade. Cano et al. (2014) indica que em chuvas fortes os módulos serão limpos, porém quando a chuva é fraca as partículas de sujidade se depositarão na parte inferior dos módulos comerciais, de modo que reduzirão as perdas por

sujidade temporariamente, porém continuarão a aumentar pouco após a chuva. Segue na Figura 2.19 os resultados encontrados no experimento, que nos permite identificar que a média de perdas por sujidade decai com o aumento da inclinação do módulo.

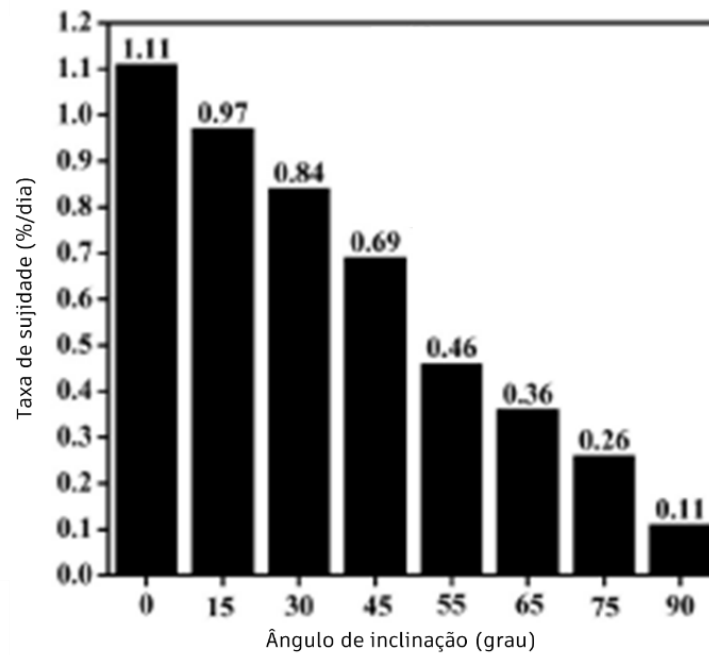
Figura 2.19 - Média de perda por sujidade e inclinação das células.



Fonte: Cano et al. (2014).

Assim como o estudo anterior, o estudo realizado em Lahore, Paquistão, por Ullah et al. (2020) também apresenta a queda do impacto da sujidade com o acréscimo de inclinação aos módulos fotovoltaicos, conforme Figura 2.20.

Figura 2.20 - Taxa de sujidade versus inclinação.



Fonte: Ullah et al. (2020).

2.3.2.9 Taxa de sujidade

Os dois estudos indicados no Item 2.3.2.8 também avaliaram a taxa de sujidade, do termo em inglês *Soiling Rate* (SR), que é um parâmetro regularmente empregado pelos estudos sobre sujidade, o qual relaciona os dados entre os módulos sujos e limpos.

O experimento de Cano et al. (2014) foi realizado através de 18 módulos fotovoltaicos calibrados, divididos em dois grupos de 9, com 9 inclinações diferentes. Com um grupo limpo periodicamente, para serem utilizados como referência e outro mantido com acúmulo de sujidade, o cálculo da perda por sujidade foi realizado através da relação entre a insolação diária dos módulos limpos (D_{lcm}) e dos módulos sujos (D_{ism}), conforme Equação 2.2.

$$Perda\ por\ sujidade\ (\%) = \left[\frac{D_{lcm} - D_{ism}}{D_{lcm}} \right] \times 100 \quad (2.2)$$

Já Ullah et al. (2020), aos 4 meses avaliados, encontrou para 30 graus de inclinação uma taxa de sujidade de cerca de 0,8% ao dia (equivalente a 0,01 a

0,02 mg/cm²), uma das mais altas taxas encontradas para a região sul da Ásia e do Golfo, conforme Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Taxas de sujidade estudadas em regiões do sul da Ásia e do Golfo.

Autor	Localização	Latitude	Dispositivo Solar	Taxa de Sujidade (por dia)	Duração
Ali et al. [11]	Taxila, Paquistão	33,74°N	Módulo FV	0,24	3 meses
Amarnadh et al. [28]	Vellore, Índia	12,92°N	Módulo FV	0,55	1 mês
John et al.	Mumbai, Índia	19,08°N	Módulo FV	0,40	100 dias
Bhattacharya et al. [29]	Tripurá, Índia	23,74°N	Módulo FV	0,06	6 meses
Ju et al. [30]	Dameisha, China	22,60°N	Sistema FV	0,09	3 meses
Liqun et al. [31]	Taiuã, China	37,87°N	Módulo FV (Vidro)	1,30	2 semanas
Pang et al. [32]	Hong Kong	22,40°N	Módulo FV	0,18	3 meses
Asl-Soleimani et al. [33]	Teerã, Irã	35,69°N	Sistema FV	0,20	10 meses
Rahman et al. [34]	Daca, Bangladesh	23,81°N	Módulo FV	0,60	1 mês
Al-Sabounchi et al. [3]	Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos	24,30°N	Sistema FV	0,87	1 ano
Ghazi et al. [35]	Bagdá, Iraque	33,31°N	Módulo FV	0,55	3 meses
Adinoyi et al. [9]	Darã, Arábia Saudita	26,24°N	Módulo FV	0,27	1,5 anos
Mohamed et al. [4]	Riade, Arábia Saudita	25,00°N	Módulo FV	1,00	3 meses
Ibrahim [36]	Arar, Arábia Saudita	30,96°N	Módulo FV	0,25	2 meses
Al-Helal et al. [37]	Riade, Arábia Saudita	25,00°N	Vidro (Polietileno)	0,13	1 mês
AA Salim [14]	Riade, Arábia Saudita	25,00°N	Módulo FV (Vidro)	1,08	6 meses
Touati et al. [38]	Doha, Catar	25,28°N	Módulo FV	0,10	100 dias
Al-Busairi et al. [39]	Kuwait	29,31°N	Módulo FV	0,80	6 meses
Eliminir et al. [24]	Heluã, Egito	29,85°N	Células FV e Vidro	0,58	7 meses
Hegazy [20]	Minia, Egito	28,09°N	Vidro	0,60	1 mês
Mohamed et al. [4]	Murzuque, Líbia	25,91°N	Sistema FV	0,10	4 meses
Awwad et al. [40]	Al Qastal, Jordânia	31,33°N	Sistema FV	0,03	~4 meses
Sakhuja et al. [41]	Cingapura	1,35°N	Módulo FV (Vidro)	0,06	3 meses
Alnaser et al. [42]	Zallaq, Bahrein	26,05°N	Sistema FV	1,08	7 meses
Kalogirou et al. [43]	Limassol, Chipre	34,71°N	Módulos FV	0,31	4 semanas

Fonte: Adaptado de Ullah et al. (2020).

2.3.2.10 Perda de eficiência ou desempenho

O estudo realizado por Alves (2018) identificou variadas perdas de eficiências devido à sujidade, encontradas na literatura, que vão de 2% a 30%, com suas respectivas regiões e tecnologias fotovoltaicas, conforme Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Estudos sobre efeitos de sujidades na eficiência de módulos fotovoltaicos.

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

Fonte: Adaptado de Alves (2018).

2.3.2.11 Diversidade de sujidades

Chanchangi et al. (2020b), no Reino Unido, investigou o efeito do acúmulo de treze amostras de diferentes sujidades (cinzas, excrementos de pássaros, poeira de carpetes, cimento, carvão vegetal, argila, areia grossa, laterita, solo argiloso, sal, solo arenoso, pó de pedra e pó de madeira) aplicadas de forma seca e úmida sobre lâminas de vidro, com baixo teor de ferro, e plástico acrílico, com ênfase em suas propriedades e sua influência no desempenho fotovoltaico. As técnicas de transmitância espectral (a), MEV (b) e curva IxV (c e d) foram utilizadas para avaliação das amostras. Conforme a Figura 2.21, estão identificados os resultados das amostras de sal, que foram as que apresentaram os menores impactos, com redução de 7% no desempenho. Por outro lado, o carvão apresentou 98% de impacto no desempenho, o maior dentre os analisados.

Figura 2.21 - Resultados do sal (a) transmitância espectral, (b) MEV, (c) e (d) curva IxV com deposição seca e molhada respectivamente.

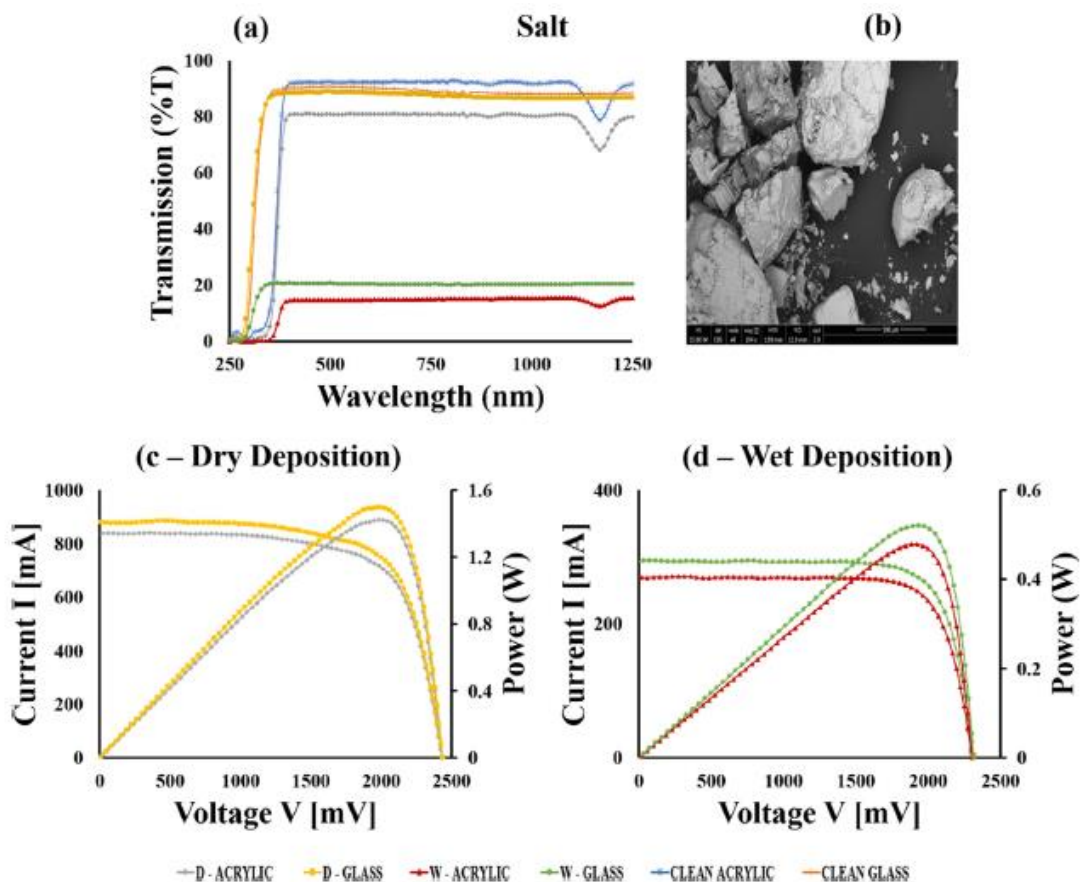
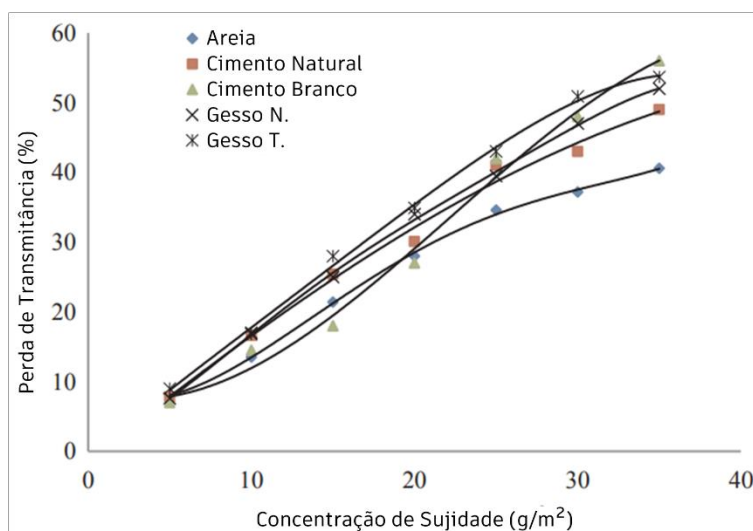


Fig. 17. Salt - (a) Spectral transmittance (b) SEM imaging (c and d) PV performance.

Fonte: Chanchangi et al. (2020b).

Assim como Chanchangi et al. (2020b), Alnasser et al. (2020) realizou análises com diferentes tipos de sujidades, porém neste caso foram analisados materiais particulados característicos de construção civil, como areia, cimento (natural e branco) e gesso (normal e técnico), que foram identificados pela caracterização da sujidade, coletada após 3 meses de deposição, como os maiores representantes da sujidade, sendo os óxidos de silício (areia) os mais representativos, com mais de 50% das partículas. Dos cinco materiais testados, os que causaram maiores perdas foram, respectivamente, o cimento natural, o cimento branco, a areia e o gesso. No entanto, quando acumulado em mais de 25 g/m², o gesso industrial causa a maior redução, muito por conta de sua capacidade em aderir à superfície, vide Figura 2.22.

Figura 2.22 - Diminuição da transmitância devido à deposição dos materiais estudados no painel de vidro.



Fonte: Alnasser et al. (2020).

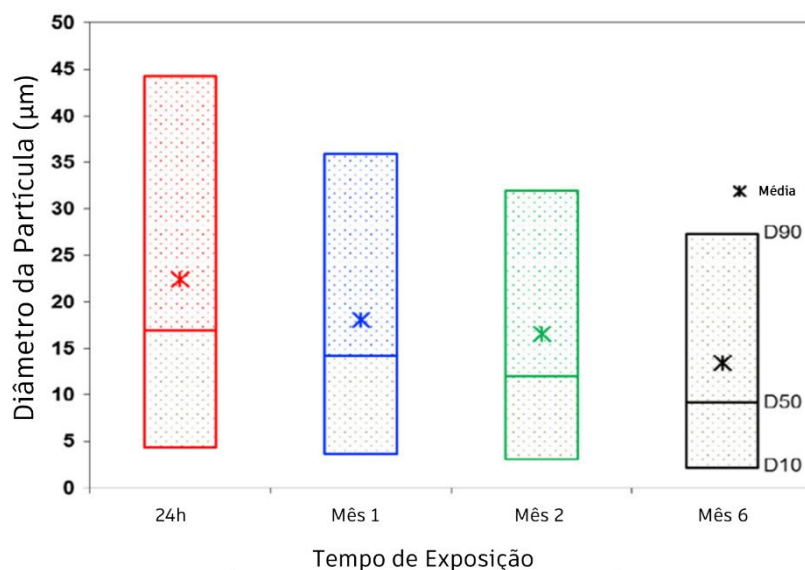
2.3.2.12 Propriedades da sujidade

Devido a diversa possibilidade de encontrar sujidades diferentes, é fundamental correlacionar os resultados obtidos nos estudos com a caracterização e identificação de suas propriedades físico-químicas, para identificar e distinguir o comportamento e impacto que cada material apresenta. O estudo indicado

anteriormente e elaborado por Ullah et al. (2020), realizou a caracterização físico-química das partículas por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV), Difração de Raios-X (DRX) e Espectroscopia de Raios-X por Energia Dispersiva (EDS), de maneira que as amostras apresentaram altos teores de carbono, relacionados aos poluentes do ar e ao quartzo.

Já Javed et al. (2017), durante dez meses, coletaram e caracterizaram sujidades em módulos fotovoltaicos de CdTe em Doha, Catar. As caracterizações foram realizadas através de Difração de Raios-X (DRX), Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e análise de tamanho de partícula. Neste caso, os elementos com maior representatividade na sujidade acumulada foram, respectivamente, cálcio, silício, ferro, magnésio e alumínio. O tamanho das partículas está relacionado ao tempo de exposição dos módulos fotovoltaicos, de forma que, ao passar do tempo, o tamanho médio das partículas diminui, como mostrado na Figura 2.23. A perda de eficiência devido à sujidade encontrada no estudo foi de até 2,5%.

Figura 2.23 - Tamanho de partícula de poeira acumulada em função do tempo de exposição.

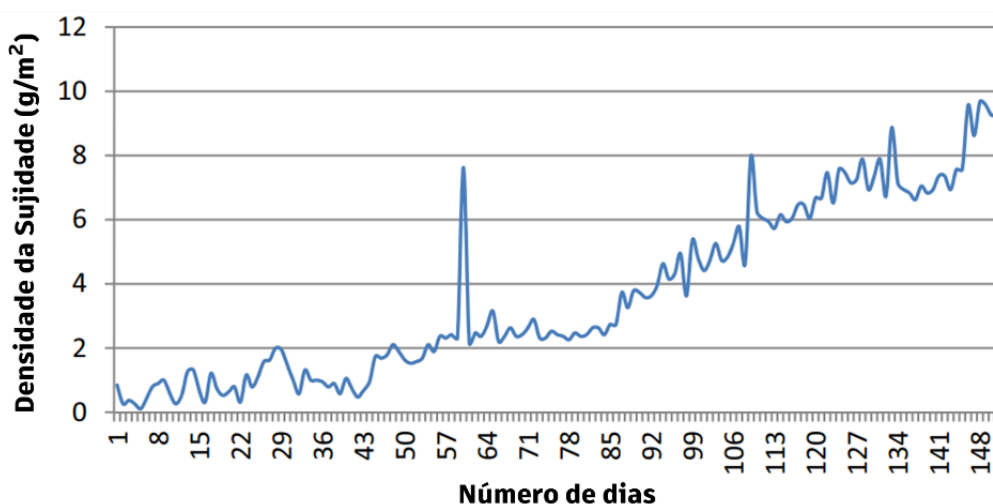


Fonte: Javed et al. (2017).

2.3.2.13 Densidade de sujidade

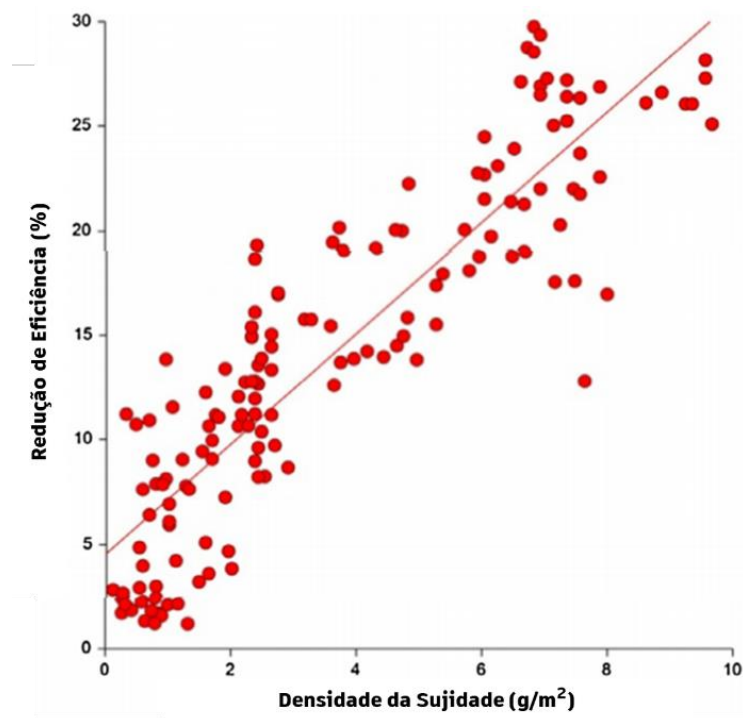
Outro parâmetro importante de sujidade relacionado à perda de eficiência fotovoltaica é a densidade da sujeira acumulada (g/m^2 ou, em alguns casos, mg/cm^2). Paudyal e Shakya (2016), na cidade de Catmandu no Nepal (local de muita poluição e poucas chuvas), compararam dois módulos fotovoltaicos (p-Si) de mesmas especificações, um limpo diariamente e o outro exposto à sujidade durante cinco meses. Neste período a densidade da sujidade aumentou linearmente, acompanhada pela queda de eficiência do módulo. A densidade era de cerca de 2 g/m^2 no final do primeiro mês e quase 10 g/m^2 no final dos cinco meses, conforme Figura 2.24. Já em relação à queda da eficiência, esta foi de até 30% durante o estudo e está correlacionada à densidade de sujidade no gráfico da Figura 2.25.

Figura 2.24 - Densidade da sujidade depositada.



Fonte: Paudyal e Shakya (2016).

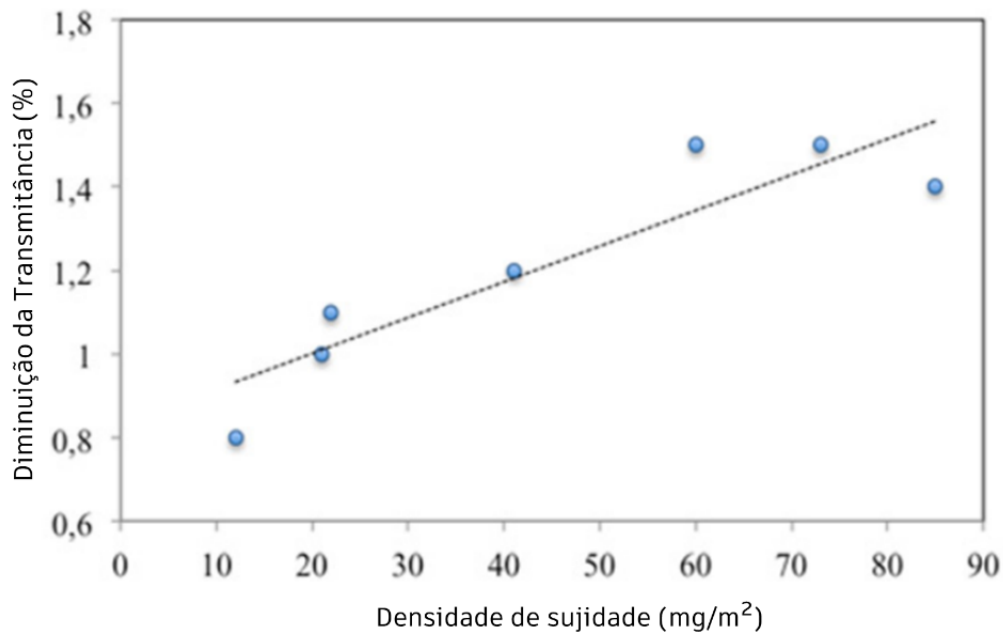
Figura 2.25 - Efeito da densidade da sujidade na redução de eficiência do módulo.



Fonte: Paudyal e Shakya (2016).

Assim como o estudo de Paudyal e Shakya (2016), Pedersen et al. (2016) observaram, no interior da Noruega e na cidade de Kalkbult na África do Sul, uma correlação quase linear entre a queda da transmitância e o aumento da densidade da sujidade depositada nos módulos fotovoltaicos (m-Si e CdTe), conforme demonstra a Figura 2.26.

Figura 2.26 - Diminuição da transmitância em função da densidade da sujidade.



Fonte: Pedersen et al. (2016).

Sangchulo (2019) realizou no Qatar um estudo que aplica modelagem analítica, simulações e alguns conceitos para avaliar o impacto da sujidade, de maneira que chegou às seguintes conclusões:

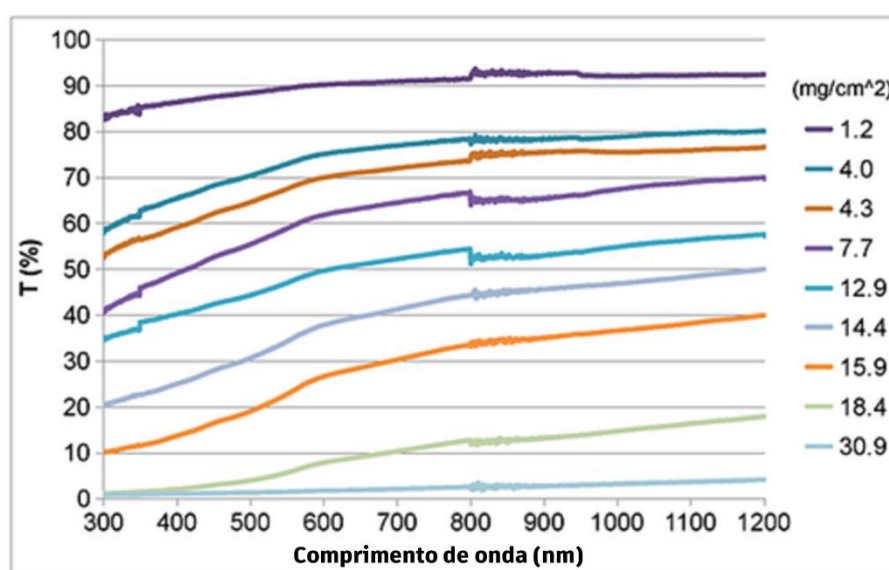
- Lei de Lambert-Beer-Bouguer: a transmitância da luz é reduzida exponencialmente em função da densidade da sujidade.
- Coeficientes de extinção em massa: para uma mesma densidade de sujidade, quanto mais finos os pós, maiores serão as reduções de transmitância.
- Simulação de Monte-Carlo: a redução na transmitância tem maiores variações para partículas maiores.

2.3.2.14 Seletividade espectral

Qasem et al. (2012) analisaram diferentes densidades de amostras de sujidade do Kuwait em um espectrofotômetro, entre os intervalos de 300 nm a 1200 nm, comparando-se a transmitância percentual relativa entre o vidro sujo e o vidro limpo. Na Figura 2.27, pode-se observar que houve uma diminuição na

transmitância aos menores comprimentos de onda, abaixo de 570 nm, devido à dispersão de Mie, explicada no Item 2.1.2, que gera uma característica de transmitância espectro-seletiva à sujidade. Além do mais, observa-se que, mesmo a densidade sendo aumentada, o comportamento das curvas de transmitância segue com o mesmo perfil. As pequenas oscilações nos trechos 350 nm e 800 nm são incertezas de medição, normais para o dispositivo utilizado.

Figura 2.27 - Transmitância percentual para diferentes comprimentos de onda, em diferentes concentrações de sujeira.



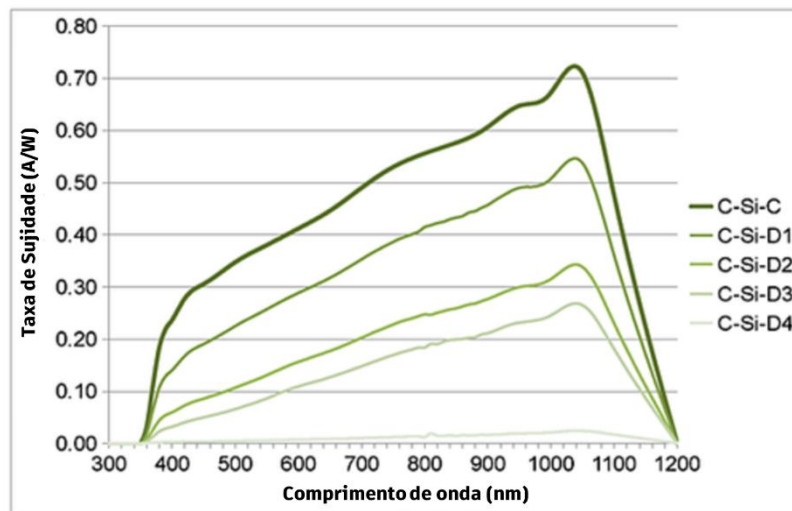
Fonte: Qasem et al. (2012).

Portanto, visto que essa sujidade afeta com maior impacto os menores comprimentos de onda, integrando essas curvas com as respostas espectrais das tecnologias fotovoltaicas, as que operam mais próximas ao espectro azul serão as mais impactadas. Com isso, tecnologias de filme fino sofreriam maior impacto que silício cristalino, por exemplo.

Por fim, foi simulada a seletividade espectral da sujidade para cada tecnologia fotovoltaica, de modo que, dentre as quatro tecnologias abordadas pelo estudo, a tecnologia mais afetada seria a de silício amorfo, seguida de TeCd e, por fim, as tecnologias de silício cristalino e CIG, considerando a região de resposta espectral de cada tecnologia, conforme são mostrados nas Figura 2.28 e Figura 2.29. As respostas espectrais foram corrigidas para cada tecnologia,

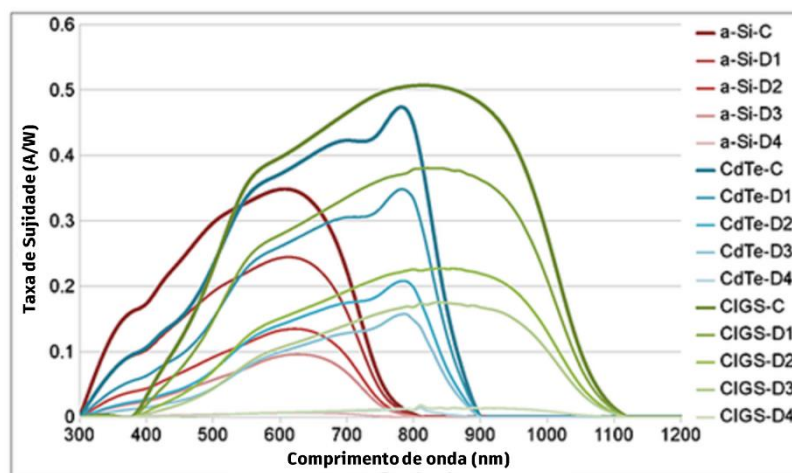
consideradas as transmitâncias obtidas para as concentrações de 4,25 (D1), 14 (D2), 19 (D3) e 30 (D4) mg / cm² e as curvas obtidas foram integradas com o espectro padrão.

Figura 2.28 - Resposta espectral de módulos c-Si corrigida para quatro curvas de poeira de transmitância espectral diferentes, D1 = 4,25, D2 = 14, D3 = 19 e D4 = 30 mg/cm².



Fonte: Qasem et al. (2012).

Figura 2.29 - Resposta espectral de módulos de filme fino corrigida para quatro curvas de poeira de transmitância espectral diferentes, D1 = 4,25, D2 = 14, D3 = 19 e D4 = 30 mg/cm².



Fonte: Qasem et al. (2012).

Integrando-se as áreas sob as curvas de produto de AM 1.5 e as respostas espectrais de cada tecnologia, foi possível obter as fotocorrentes espectrais indicadas na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Diferença percentual de corrente entre módulo limpo/sujo para diferentes concentrações de sujeira.

Densidade (mg/cm ²)	a-Si (%)	CIGS (%)	CdTe (%)	c-Si (%)
1,20	-10,8	-9,1	-9,7	-9,1
4,25	-33,0	-28,5	-30,1	-28,6
14,00	-66,0	-59,6	-61,9	-59,6
19,00	-77,4	-70,6	-73,1	-70,6
30,00	-98,4	-97,8	-98,1	-97,8

Fonte: Qasem et al. (2012).

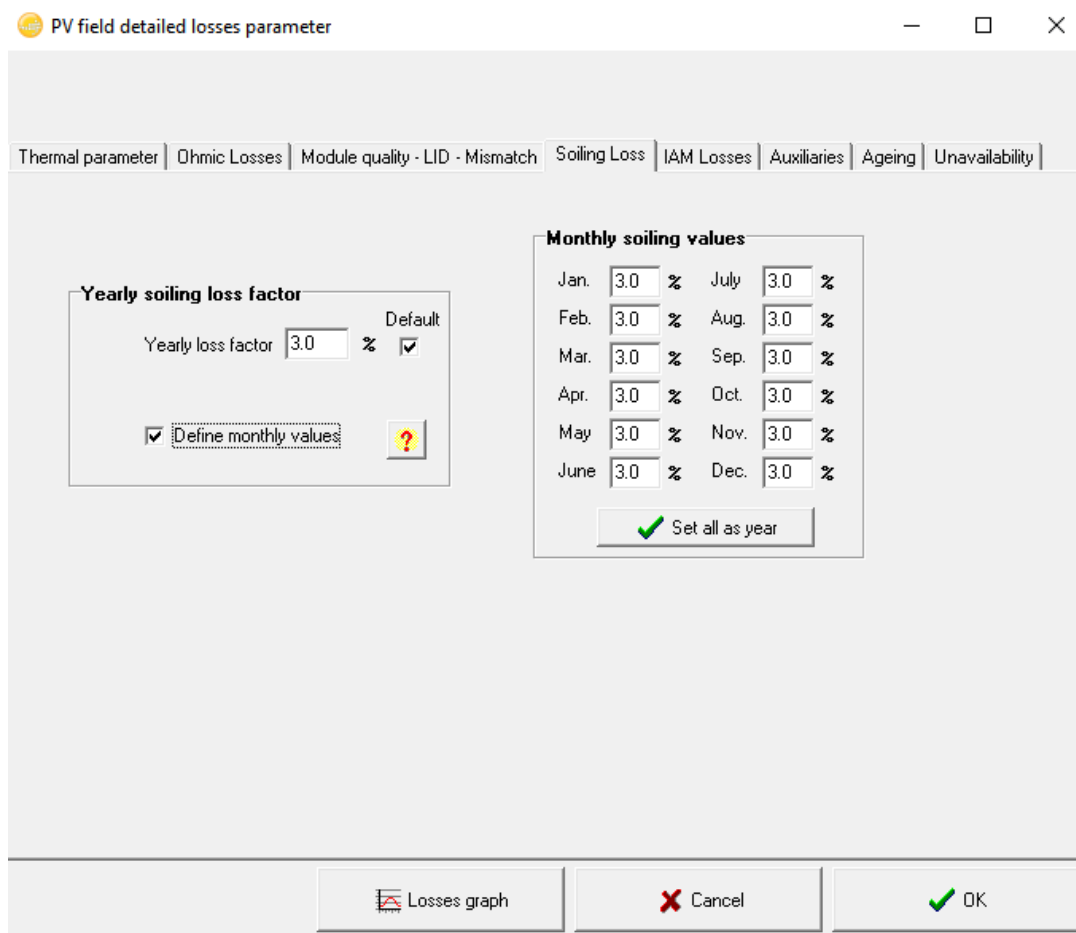
2.3.3 Sujidade em softwares de dimensionamento fotovoltaico

Diversos *softwares* são utilizados para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, de tal modo que cada um trabalha com suas premissas padrões de sujidade e, em sua grande maioria, permite a inclusão de valores de perdas por sujidade de forma manual pelo usuário. O *software Solar Pro*, da desenvolvedora *Laplace Systems*, indica uma perda padrão de 1%, enquanto os *softwares Helioscope* e *PVWatts*, respectivamente da *Folsom Lab* e NREL, adotam 2%. Já o *software SOLergo*, desenvolvido pela *Electro Graphics*, adota 5%.

Para ilustrar como é indicada a perda por sujidade em um dos *softwares* mais conceituados e amplamente utilizados para dimensionamento de usinas fotovoltaicas, o *software PVSyst*, segue na Figura 2.30 a aba de perda de sujidade da tela de parâmetros de perdas detalhadas, porém, nota-se que o valor padrão do *software* é abordado de maneira simplificada, apenas indicando uma perda constante de 3% durante a operação do sistema, sem referências precisas e variáveis que ajustem a perda conforme a variação das condições ambientais e local da instalação. No entanto este *software* permite o ajuste manual de perda por sujidade, não apenas como valor constante anual, mas também com a indicação de variações mensais, que pode ser ajustado pelo projetista conforme, por exemplo, previsão de limpezas e períodos chuvosos do local. A própria

descrição e explicação do termo perda por sujidade na ajuda do *software* PVSyst expõe que há pouca base teórica, indica algumas referências, porém deixa explícito que elas não fornecem respostas definitivas.

Figura 2.30 - Parametrização de sujidade no *software* PVSyst.



Fonte: PVSyst (2021).

É neste ponto em que esse e outros estudos sobre sujidade se tornam importantes, pois de maneira complementar fornecem informações e embasamento teórico em busca de respostas mais precisas para as perdas causadas pelas sujidades. Portanto, podemos notar que ainda se tem uma gama muito ampla de oportunidades para estudos sobre o tema, baseado em diversas variáveis encontradas para cada localidade.

3 METODOLOGIA

Basicamente, o trabalho desenvolvido foi dividido em análises de dois grupos de sujidades: sujidades depositadas de forma artificial em laboratório e sujidades depositadas de forma natural em campo. Ambas foram analisadas em relação aos seus impactos na transmitância espectral em vidros e às suas caracterizações físico-químicas. A sujidade depositada de forma natural também foi correlacionada com as condições ambientais do local, principalmente com a precipitação de chuvas, e a corrente elétrica gerada dos módulos fotovoltaicos instalados.

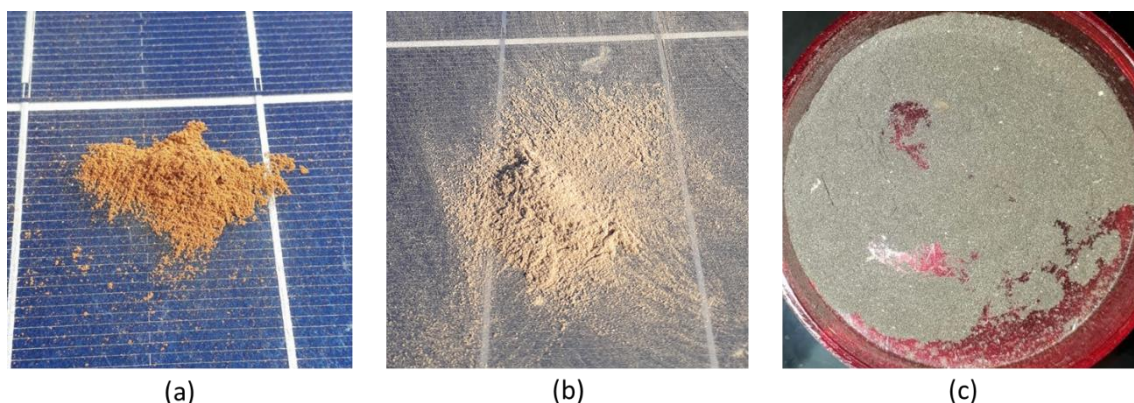
3.1 Sujidades depositadas de forma artificial

Foram coletadas amostras de diferentes usinas fotovoltaicas instaladas em três locais distintos, para serem aplicadas e depositadas em laboratório e permitir as análises das transmitâncias espectrais e caracterizações físico-químicas de diferentes materiais particulados, característicos de cada região.

As coletas das amostras das sujidades dos módulos fotovoltaicos foram realizadas através da utilização de pincéis de cerdas finas e as sujidades armazenadas em frascos higienizados, para evitar contaminação com outros materiais. Conforme pode-se observar na Figura 3.1, foram coletadas amostras em três localidades diferentes e distantes entre si, localizadas em cidades de três Estados do sudeste brasileiro:

- Sujidade MG: Capitão Enéas – MG ($16^{\circ}18'55.02''S$, $43^{\circ}40'27.67''O$);
- Sujidade RJ: Paraíba do Sul – RJ ($22^{\circ}13'34.14''S$, $43^{\circ}20'13.30''O$);
- Sujidade SP: Jacareí – SP ($23^{\circ}18'1.19''S$, $45^{\circ}58'13.58''O$).

Figura 3.1 - Sujidades coletadas sobre os módulos em (a) Capitão Enéas - MG; (b) Paraíba do Sul - RJ; e (c) Jacareí - SP.



Fonte: Produção do autor.

As sujidades coletadas nas usinas indicadas acima, foram depositadas sobre lamínulas de microscópio com o objetivo de permitir a análise espectral. O processo de deposição se iniciou através da mistura das sujidades em água destilada, fazendo misturas de diferentes concentrações, com quantidades controladas, dentro de béqueres, com a utilização de bastões de vidro e banho de ultrassom sem aquecimento para a mistura. Após a homogeneização das misturas, elas foram despejadas sobre as lamínulas de microscópio, dentro de recipientes de vidro limpos, até a cobertura completa da superfície superior das lamínulas.

Para cada processo de deposição, os recipientes de vidro ficaram armazenados, passando pelo processo de evaporação natural da água destilada durante aproximadamente uma semana em temperatura ambiente, visto que o processo testado para acelerar a evaporação através do aquecimento em estufa gerou heterogeneidades na camada depositada. Após a deposição e as amostras estarem secas, a parte inferior das lamínulas foram limpas com água destilada e foram armazenadas em porta amostras, para não sofrerem contaminações até serem utilizadas, estando prontas para realização das análises de espectro.

Todas as lamínulas de vidro foram pesadas em balança de precisão, antes e depois da deposição, assim permitindo quantificar a sujidade seca que ficou depositada sobre cada lamínula.

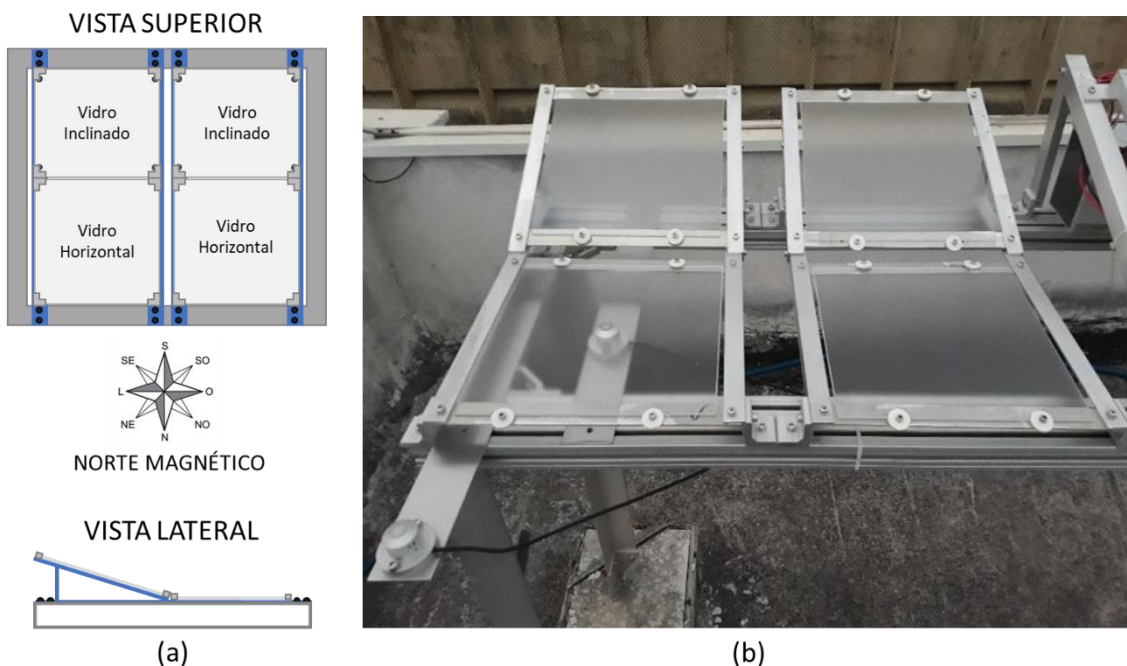
3.2 Sujidades depositadas de forma natural

Uma montagem com vidros fotovoltaicos e sensores meteorológicos foi instalada na cobertura do prédio da Coordenação de Laboratórios Associados (COCTE II) do INPE, em São José dos Campos SP (23°12'29.58"S 45°51'33.65"O), com o objetivo de relacionar a deposição natural de sujidade com as condições meteorológicas do local, analisar em laboratório o impacto causado pela sujidade à transmitância de radiação através do vidro fotovoltaico e obter as características físico-químicas da sujidade depositada.

Foi instalado um experimento com quatro amostras de vidros fotovoltaicos sobre a laje do prédio COCTE II no INPE/SJC, as quais iniciaram o processo de deposição natural de sujidade no final de janeiro de 2020. Simultaneamente foi iniciado o processo de aquisição de dados meteorológicos no local, até o início de agosto de 2021, para correlacionar os dados obtidos e as análises em laboratório. Dois vidros de módulos fotovoltaicos, de 30 x 30 cm, foram instalados no plano horizontal e outros dois foram instaladas no plano inclinado em 23°, conforme a latitude local, para avaliar se a inclinação dos módulos interfere na maneira como a sujidade se deposita. A utilização de dois vidros para cada plano permitiu que, ao levar os vidros para a realização de medidas em laboratório, um outro conjunto de vidros permanecesse exposto, continuando com a deposição e medições normalmente, além de permanecer como reserva contra imprevistos.

A Figura 3.2 ilustra a instalação do experimento em campo para deposição de sujidade nos vidros fotovoltaicos, voltada ao Norte Magnético, portanto com aproximadamente 21° de desvio do Norte Geográfico. Também foi instalado no local uma estação meteorológica automática.

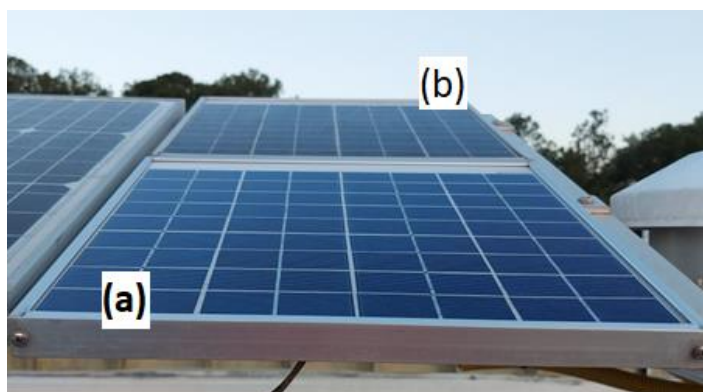
Figura 3.2 - Setup de deposição de sujidade: (a) Representação Esquemática e (b) Foto do sistema instalado em campo.



Fonte: Produção do autor.

Para estudar o impacto real da sujidade em sistemas fotovoltaicos foram instalados no mesmo local dois módulos fotovoltaicos policristalino, de mesma marca e modelo, para verificação da diferença de corrente gerada entre um módulo limpo periodicamente e outro módulo sem limpeza, conforme ilustra a Figura 3.3.

Figura 3.3 – Módulos fotovoltaicos: (a) com limpezas periódicas e (b) sem limpeza.



Fonte: Produção do autor.

3.2.1 Estação meteorológica

A fim de correlacionar a deposição natural de sujeira com as condições ambientais do local, foi instalada uma estação meteorológica no telhado, próxima aos vidros fotovoltaicos. A estação meteorológica instalada é composta basicamente por uma torre metálica de três metros de altura, semelhante às PCDs (Plataformas de Coleta de Dados) do INPE instaladas em todo o território nacional, com sensores ambientais e um sistema de aquisição de dados. Os sensores utilizados são conectados a um sistema de aquisição de dados modelo CR23X, da *Campbell Scientific*. Segue abaixo as principais especificações de cada sensor utilizado.

3.2.1.1 Anemômetro

O anemômetro é o sensor responsável pelas medidas de velocidade e direção do vento. Nessa estação foi utilizado o anemômetro mecânico, modelo 034A/B, marca *MetOne*, configurado para medir apenas as condições de velocidade do vento, em uma faixa de 0 a 49 m/s, com uma incerteza de + 1,1 %. A Figura 3.4 ilustra um exemplar do anemômetro.

Figura 3.4 - Modelo do anemômetro utilizado na estação meteorológica.



Fonte: Fornari (2013).

3.2.1.2 Barômetro

Barômetro é o instrumento responsável por medir a pressão atmosférica. Dentro da caixa ambiental foi instalado o barômetro modelo 276-ROHS, marca Setra, que opera com variações de pressão entre 800 e 1100 kPa, com incerteza de +0,25%. A Figura 3.5 ilustra o modelo do barômetro utilizado.

Figura 3.5 - Modelo do barômetro utilizado na estação meteorológica.



Fonte: Fornari (2013).

3.2.1.3 Pluviômetro

O pluviômetro é o instrumento responsável pelas medidas de precipitação de chuva. Utilizou-se para este trabalho o pluviômetro modelo S2163, fabricado pela Squitter, que utiliza um sistema de básculas e opera em uma faixa de 0 a 500 mm/h, com uma incerteza de 0,20 mm. A Figura 3.6 ilustra o pluviômetro utilizado.

Figura 3.6 - Modelo do pluviômetro utilizado na estação meteorológica.



Fonte: Fornari (2013).

3.2.1.4 Radiômetros

Utilizou-se para este trabalho dois radiômetros modelo SP LITE, marca *Kipp & Zonen*, com $70 \mu\text{V/W/m}^2$ e $67 \mu\text{V/W/m}^2$ de sensibilidade. Um deles foi instalado embaixo do vidro fotovoltaico (a) e o outro foi instalado fora do vidro fotovoltaico (b), conforme ilustra a Figura 3.7, para servir de referência e permitir a comparação entre as medidas com e sem a interferência do vidro fotovoltaico e da sujidade.

Figura 3.7 – Modelo dos radiômetros utilizados: (a) embaixo do vidro fotovoltaico; e (b) fora do vidro fotovoltaico (referência).



Fonte: Produção do autor.

3.2.1.5 Termo-higrômetro

O termo-higrômetro é o instrumento capaz de medir a temperatura e umidade relativa do ar, geralmente instalado dentro de um abrigo meteorológico para proteção contra a incidência direta de chuva e radiação solar, que podem comprometer as medidas. Nesta estação foi utilizado o termo-higrômetro modelo HC2, da fabricante Rotronic, e o abrigo meteorológico da marca Squitter, conforme mostrado respectivamente na Figura 3.8. O sensor de temperatura opera na faixa entre $-40 \text{ }^\circ\text{C}$ a $+85 \text{ }^\circ\text{C}$, com $0,2 \text{ }^\circ\text{C}$ de incerteza, enquanto o sensor de umidade relativa do ar opera entre 0 a 100 %, com incerteza de 1,5 %.

Figura 3.8 - Modelos de (a) Termo-higrômetro e (b) abrigo da estação meteorológica.



Fonte: Fornari (2013).

3.3 Análises espectrais

As sujidades depositadas sobre os vidros foram analisadas em laboratório, o que permitiu estudar o impacto das sujidades na transmitância espectral da radiação. A técnica para medida de transmitância de luz em um determinado material consiste em incidir um feixe de luz policromático sobre a amostra a ser analisada e, através de um detector, registrar o sinal elétrico proporcional a intensidade de cada comprimento de onda. Neste trabalho utilizamos a transmitância relativa, que consiste na razão entre a intensidade do sinal que atravessa a amostra e o sinal que atravessa um referencial, como por exemplo o vidro sem sujidade.

3.3.1 Sujidade artificial

As análises espectrais das sujidades depositadas de forma artificial sobre as lamínulas de microscópio foram realizadas através do espectrofotômetro Hitachi U-3501 UV-Vis-NIR, o qual já possui um suporte específico para lamínulas de microscopia, portanto sem a necessidade de montagem de um sistema personalizado para medições.

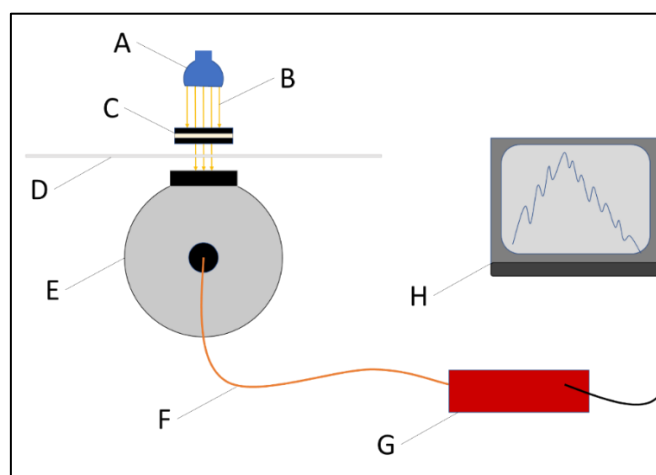
O equipamento foi configurado neste trabalho para medições de transmitância na faixa de 200 até 2000 nm, com intervalos de 5 nm. Para cobrir a faixa escolhida, o equipamento realiza trocas de lâmpada e detector em 370 e 900 nm, respectivamente. Estas mudanças causam instabilidades nos dados medidos próximos à estas faixas de comprimento de onda, que foram desconsiderados durante a análise dos resultados apresentados nesse trabalho.

Considerando possíveis variações na distribuição da sujidade nas superfícies das lamínulas, foram calculadas médias através de medições em duas regiões distintas de cada lamínula, conforme as posições permitidas pelo equipamento.

3.3.2 Sujidade natural

Para as análises de sujidade depositadas de forma natural, construiu-se no laboratório um sistema para medição da transmitância espectral. A técnica utilizada para a medida de transmitância dos vidros fotovoltaicos consistiu basicamente na emissão de um feixe de luz branca (lâmpada halógena modelo 64615 da marca OSRAM) que atravessa o vidro fotovoltaico e entra em uma esfera integradora onde a radiação é medida com um espectrômetro (Thorlabs). O efeito da sujidade na transmitância do vidro é obtido de forma relativa, calculando a razão entre a intensidade do sinal que atravessa a amostra em relação ao sinal que atravessa o vidro sem sujidade para cada comprimento de onda. Segue na Figura 3.9 um esquemático com os principais componentes utilizados.

Figura 3.9 - Representação esquemática do sistema de medições de transmitância espectral dos vidros fotovoltaicos: A – Fonte de Luz; B – Feixe de Luz; C – Diafragma; D – Vidro de Módulo Fotovoltaico; E – Esfera Integradora; F – Fibra Óptica; G – Espectrofotômetro; e H – Computador.

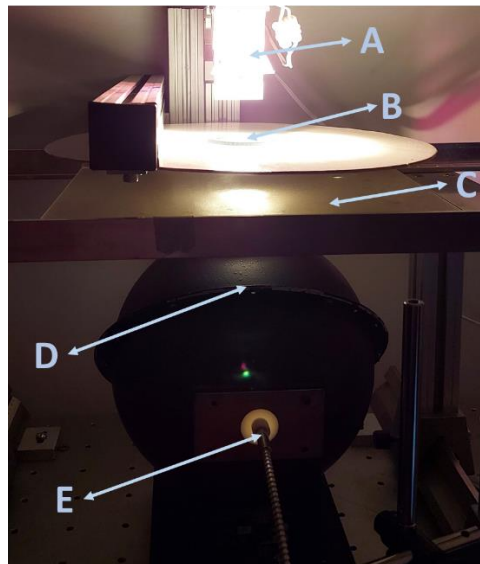


Fonte: Produção do autor.

Segue na Figura 3.10 uma foto da montagem do sistema para medição da transmitância espectral dos vidros fotovoltaicos. A montagem permitiu a realização de medições de transmitância relativa para comprimentos de onda

entre 400 e 900 nm com intervalos de 0,2 nm, que coincide com a principal faixa de trabalho das células tradicionais de Si, comercialmente aplicadas em sistemas FV.

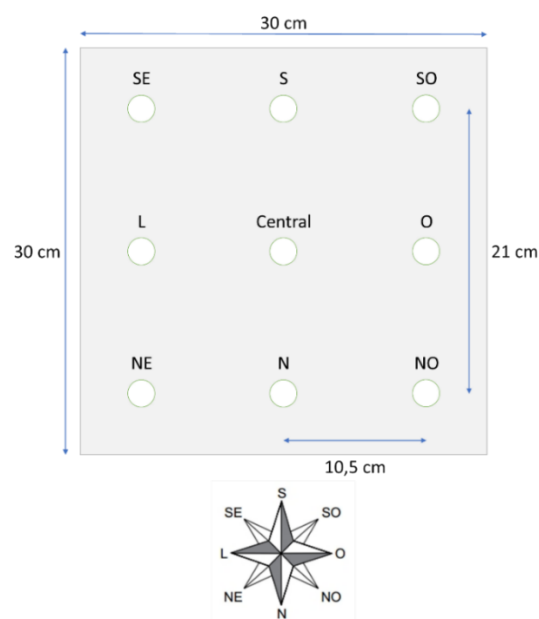
Figura 3.10 - Sistema de medição da transmitância espectral dos vidros fotovoltaicos: A – Fonte de Luz; B – Diafragma; C – Vidro de Módulo Fotovoltaico; D – Esfera Integradora; e E – Fibra Óptica.



Fonte: Produção do autor

Para cada placa de vidro foram realizadas medições em 9 regiões distintas, conforme ilustrado pela Figura 3.11.

Figura 3.11 - Nove pontos de medição espectral.



Fonte: Produção do autor.

3.4 Análises físico-químicas

Em conjunto às análises espectrais, foram realizadas caracterizações das sujidades, quanto às suas composições física e química, para identificar e correlacionar o resultado espectral com o tipo de sujidade.

Para determinação da composição das amostras de sujidade foram utilizadas técnicas de caracterização físico-química como a Difratomia de Raios-X (DRX), Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e Espectroscopia de Raios-X por Energia Dispersiva (EDS).

3.4.1 Difratomia de Raios-X

A técnica Difratomia de Raios-X, também conhecida como DRX, foi utilizada nas análises mineralógicas, de forma qualitativa, para a identificação das fases minerais nas amostras geológicas. Esse método consiste em avaliação de padrões de interferência sofridos pelos feixes incidentes de raios-X, devido ao espaçamento e estruturas atômicas, moleculares e cristalográficas, pelo qual os raios incidentes se difratam em ângulos e intensidades características, de modo que seja possível identificar informações como a densidade de elétrons, ligações químicas, posições atômicas no cristal e demais informações importantes, até se obter a definição composicional do material analisado (IUCR, 1999).

3.4.2 Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV)

O microscópio eletrônico de varredura, ou MEV, é capaz de produzir imagens de alta resolução dos aspectos topográficos (mapeamento de superfície) de uma amostra. Ele se diferencia dos microscópios convencionais pela utilização de feixe de elétrons, ao invés de fótons. O princípio de funcionamento é baseado em carregamento de elétrons, elétrons retro espalhados e elétrons secundários, no entanto, nessa interação eletrônica, alguns elétrons são absorvidos pela amostra e precisam ser conduzidos para terra. Por esse motivo, para melhorar a qualidade das imagens quando as amostras não são condutoras, como é o caso específico desse trabalho, é necessário realizar a deposição de íons metálicos (neste caso, foi utilizado ouro) (DEDAVID et al., 2007).

3.4.3 Espectroscopia de Raios-X por Energia Dispersiva (EDS)

Espectroscopia de Raios-X por Energia Dispersiva, conhecida como EDS (do Inglês: *Energy Dispersive Spectroscopy*), é uma técnica analítica que se baseia na investigação de uma amostra através de interações entre partículas ou radiação eletromagnética com a matéria, analisando os raios-X emitidos pela matéria em resposta à incidência de partículas carregadas. Este método é utilizado para a identificação dos elementos de uma amostra, aplicada em conjunto com o MEV (ASTM, 2003).

4 RESULTADOS

4.1 Caracterização físico-química

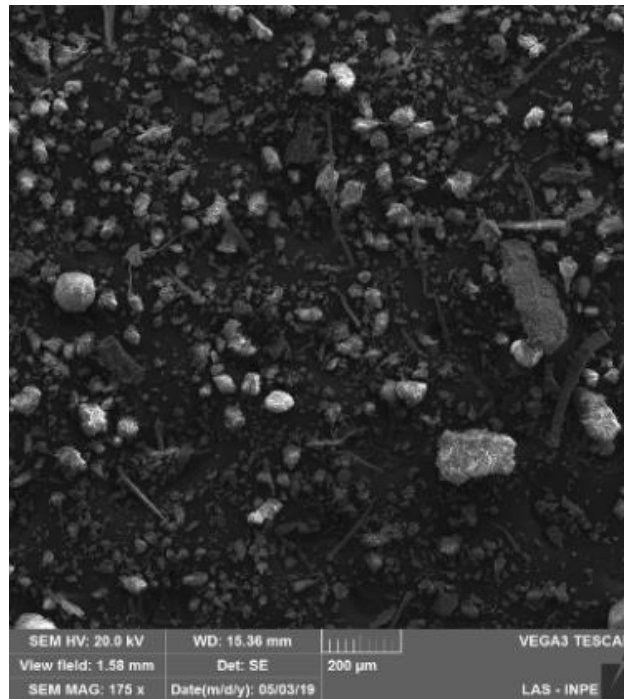
Com o objetivo de identificação dos elementos das sujidades e para permitir comparações, foram avaliadas todas as quatro sujidades utilizadas neste trabalho e nomeadas conforme indicação entre parênteses: Capitão Enéas - MG (Sujidade MG), Paraíba do Sul - RJ (Sujidade RJ), Jacareí - SP (Sujidade SP) e INPE/São José dos Campos - SP (Sujidade INPE). As amostras destas sujidades foram submetidas para análises em MEV e EDS, além de análise em DRX da amostra coletada nos módulos fotovoltaicos de Capitão Enéas – MG, por conta de ter sido a primeira coleta realizada e com maior disponibilidade de material para análises.

As análises de MEV e EDS foram realizadas com a deposição das amostras de sujidade sobre fitas de dupla face de carbono e com recobrimento de ouro, portanto, os elementos C e Au foram desconsiderados dos resultados das análises de EDS, dentre os mais representativos de cada amostra.

4.1.1 Sujidade MG

Observa-se através da Figura 4.1 que as partículas analisadas apresentaram granulometria abaixo de 200 microns, com sua maior representatividade em partículas inferiores a 20 microns. Conforme Appels et al. (2013) isso pode ser explicado pois as precipitações de chuva, de modo geral, removem as partículas maiores, mas não possuem o mesmo efeito para partículas menores. Além do mais, no processo de coleta da sujidade, uma parte das partículas mais finas fica aderida aos módulos, de forma que, nos módulos em campo as partículas menores estariam presentes em quantidades ainda maiores.

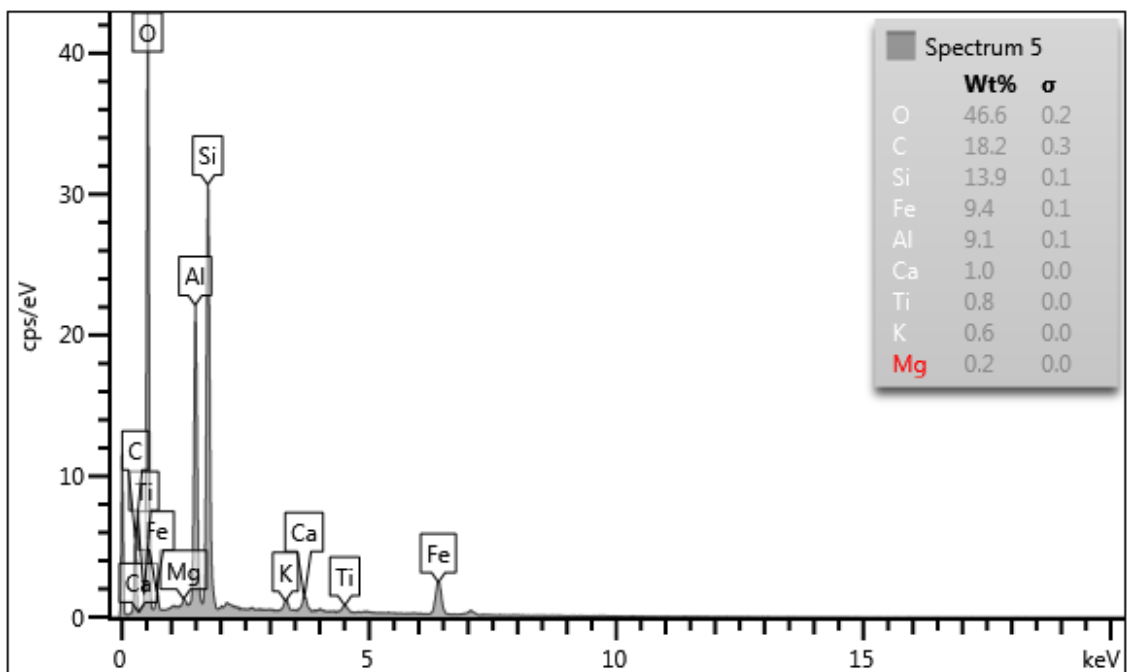
Figura 4.1 - Sujidade MG: MEV.



Fonte: Produção do autor.

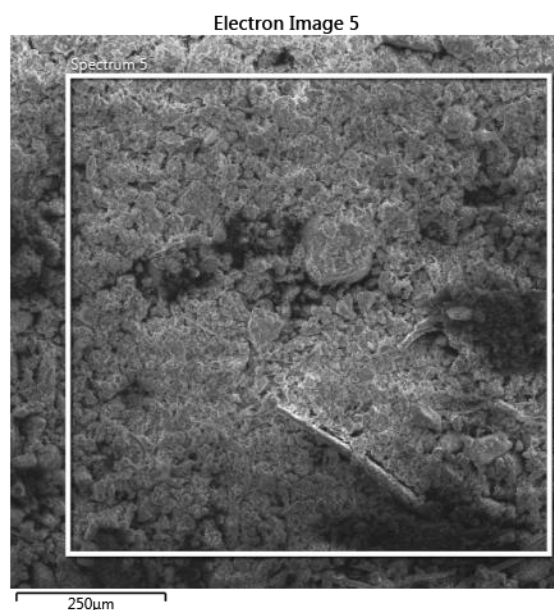
Conforme ilustra a Figura 4.2, os elementos mais encontrados na análise EDS da Sujidade MG foram O, Si, Fe e Al. Na Figura 4.3 segue a imagem do MEV que resultou nesse resultado de EDS.

Figura 4.2 - Sujidade MG: EDS.



Fonte: Produção do autor.

Figura 4.3 - Sujidade MG: MEV (300x).



Fonte: Produção do autor.

A Tabela 4.1 mostra os três principais componentes encontrados na análise de DRX realizada com a amostra de sujidade retirada dos módulos fotovoltaicos de Capitão Enéas - MG, mesmos elementos constituintes encontrados na análise EDS.

Tabela 4.1 – Sujidade MG: DRX.

Ref. Code	Score	Scale Factor	Componente	Fórmula
01-083-2465	84	0,739	QUARTZO Óxido de Silício	SiO ₂
00-029-1488	55	0,075	CAULINITA Silicato de Alumínio Hidratado	Al ₂ Si ₂ O ₅ (OH) ₄
01-089-2810	39	0,092	HEMATITA Óxido de Ferro	Fe ₂ O ₃

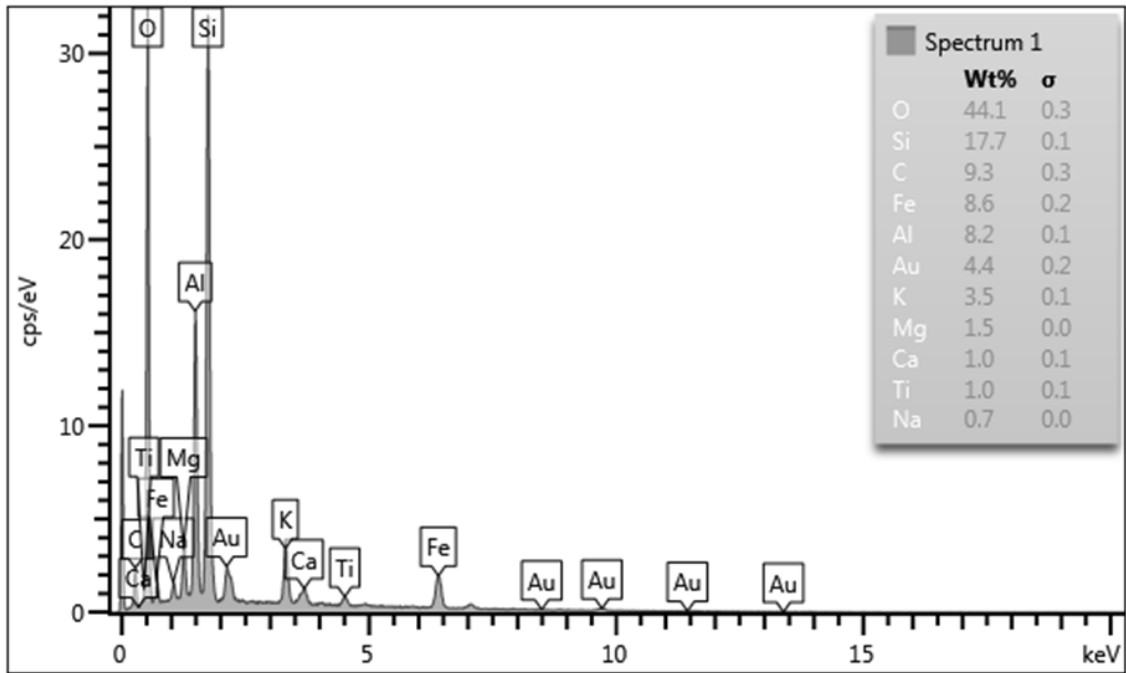
Fonte: Produção do autor.

Estes resultados podem ser comparados com as análises realizadas por Costa (2016), visto que os dados encontrados estão em concordância e apresentaram os mesmos componentes minerais característicos para a região Norte de Minas Gerais, que é a mesma região de onde foram coletadas as amostras.

4.1.2 Sujidade RJ

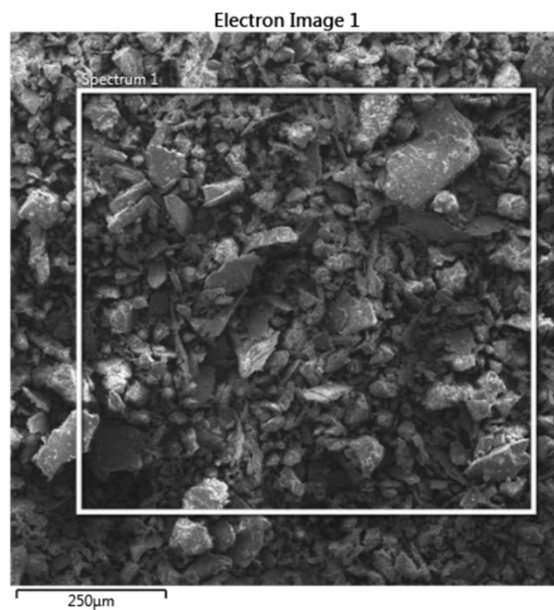
Conforme ilustra a Figura 4.4, os elementos mais encontrados na análise EDS da Sujidade RJ foram O, Si, Fe e Al. A Figura 4.5 mostra a imagem do MEV que resultou nesse resultado de EDS.

Figura 4.4 - Sujidade RJ: EDS.



Fonte: Produção do autor.

Figura 4.5 - Sujidade RJ: MEV (300x).

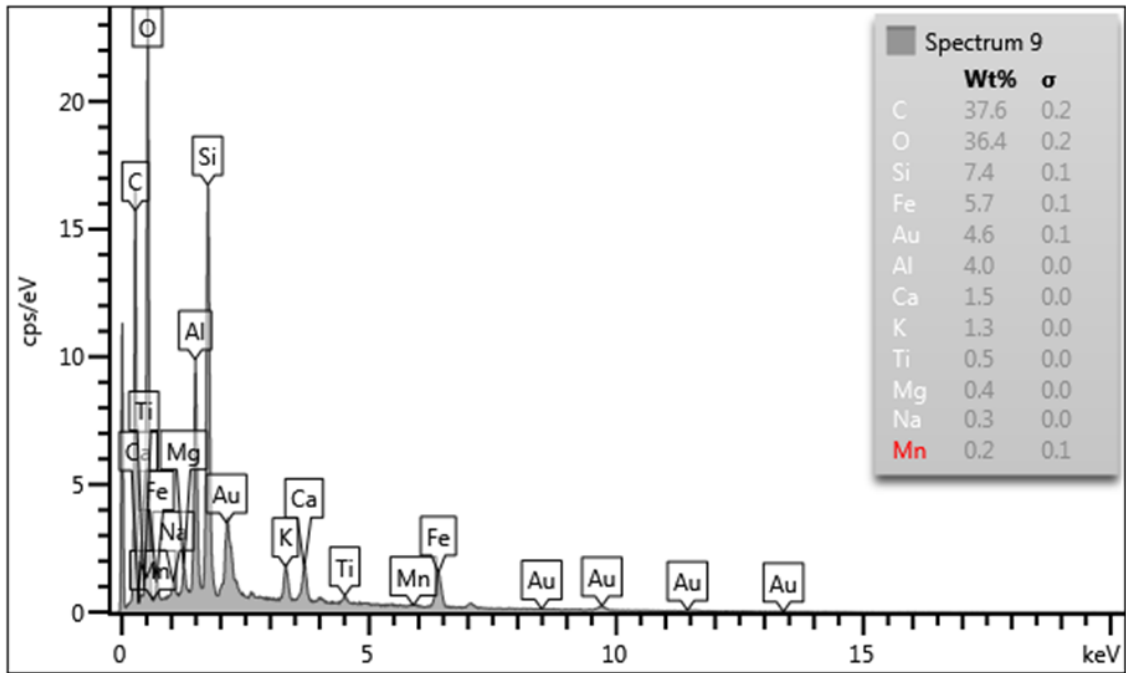


Fonte: Produção do autor.

4.1.3 Sujidade SP

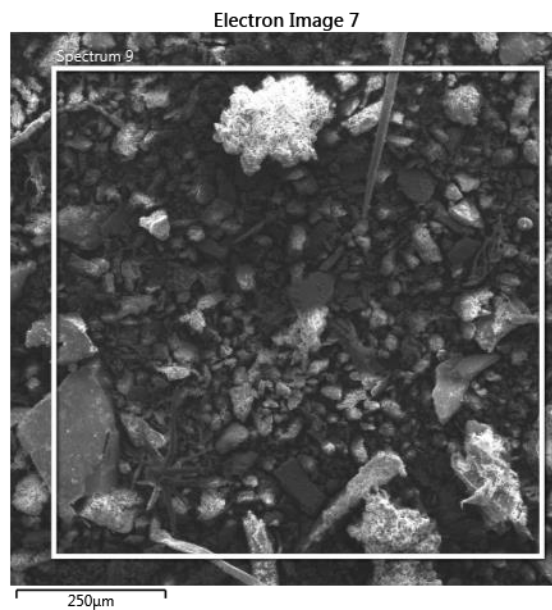
Conforme ilustra a Figura 4.6, os elementos mais encontrados na análise EDS da Sujidade SP foram O, Si, Fe e Al. A Figura 4.7 mostra a imagem do MEV que resultou nesse resultado de EDS.

Figura 4.6 - Sujidade SP: EDS.



Fonte: Produção do autor.

Figura 4.7 - Sujidade SP: MEV (300x).

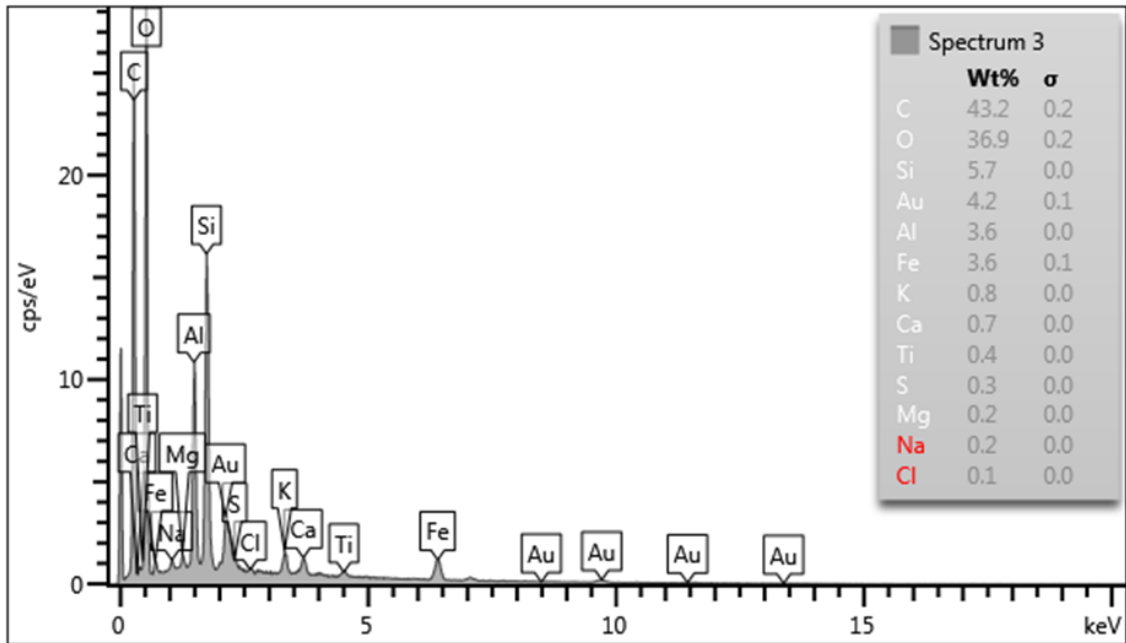


Fonte: Produção do autor.

4.1.4 Sujidade INPE

Conforme ilustra a Figura 4.8, os elementos mais encontrados na análise EDS da Sujidade INPE foram O, Si, Al e Fe. A Figura 4.9 mostra a imagem do MEV que resultou nesse resultado de EDS.

Figura 4.8 - Sujidade INPE: EDS.



Fonte: Produção do autor

Figura 4.9 - Sujidade INPE: MEV (300x).



Fonte: Produção do autor.

4.1.5 Comparativo

As caracterizações indicaram que todas as amostras apresentaram elementos semelhantes, sendo os elementos O, Si, Fe e Al os principais observados, conforme resumo de resultados de EDS da Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Resultados de EDS das Amostras de Sujidade.

Resultados de EDS das Amostras de Sujidade							
Sujidade MG		Sujidade RJ		Sujidade SP		Sujidade INPE	
Elemento	Wt%	Elemento	Wt%	Elemento	Wt%	Elemento	Wt%
O	46,6	O	44,1	C	37,6	C	43,2
C	18,2	Si	17,7	O	36,4	O	36,9
Si	13,9	C	9,3	Si	7,4	Si	5,7
Fe	9,4	Fe	8,6	Fe	5,7	Au	4,2
Al	9,1	Al	8,2	Au	4,6	Al	3,6
Ca	1,0	Au	4,4	Al	4,0	Fe	3,6
Ti	0,8	K	3,5	Ca	1,5	K	0,8
K	0,6	Mg	1,5	K	1,3	Ca	0,7
Mg	0,2	Ca	1,0	Ti	0,5	Ti	0,4
		Ti	1,0	Mg	0,4	S	0,3
		Na	0,7	Na	0,3	Mg	0,2
				Mn	0,2	Na	0,2
						Cl	0,1

Fonte: Produção do autor.

4.2 Dados espectrais de sujidade artificial

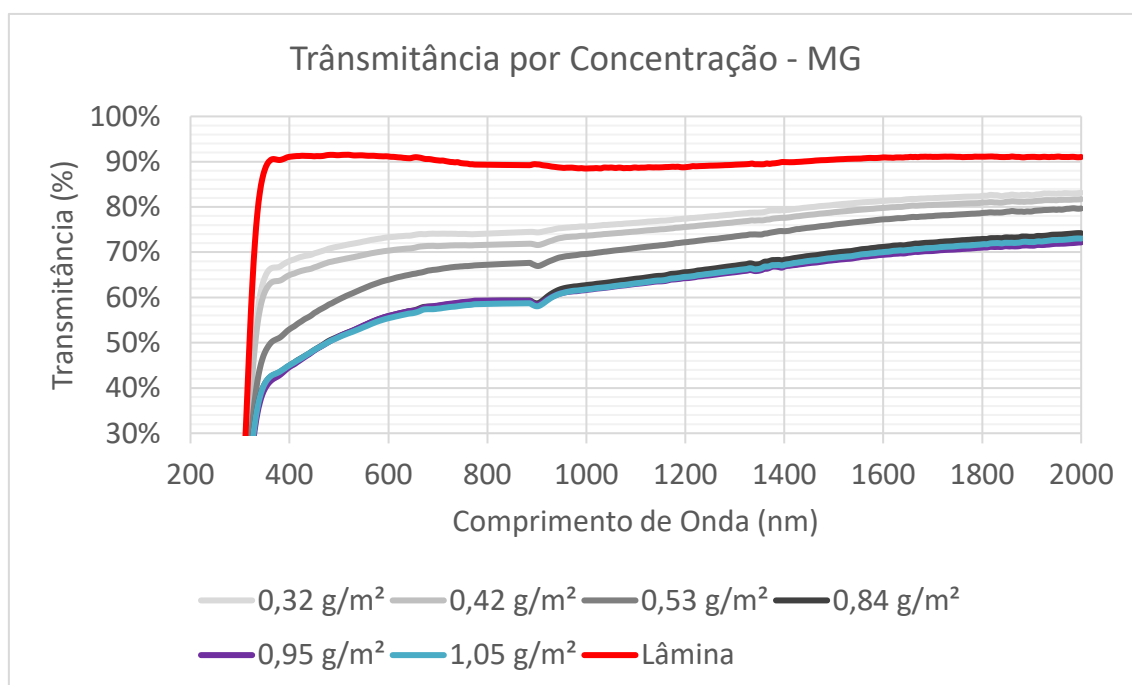
Devido ao processo de deposição de sujidade natural ser lento e contínuo, que necessitaria de maior período de análise para estabelecer um detalhamento sobre o comportamento à longo prazo, foram realizadas aplicações artificiais de sujidades em lâminas de microscópio para obter diversas concentrações de sujidade, simulando um maior período de exposição e analisando se a tendência de perda aumenta de forma linear ou se tende a uma saturação. Para essa análise, as sujidades de três usinas fotovoltaicas de localidades diferentes foram avaliadas.

4.2.1 Sujidade MG

Das treze amostras preparadas com a sujidade de Capitão Enéas - MG, vinte e seis medições foram realizadas e seis concentrações distintas foram obtidas e analisadas no espectrofotômetro, conforme metodologia do Item 3.3.1.

Na Figura 4.10 é possível verificar, em vermelho, a transmitância da lâmina de vidro limpa e, nas demais cores, as transmitâncias das lâminas com sujidade MG depositada para várias concentrações. Percebe-se que quanto maior a concentração (g/m^2), menor é a transmitância.

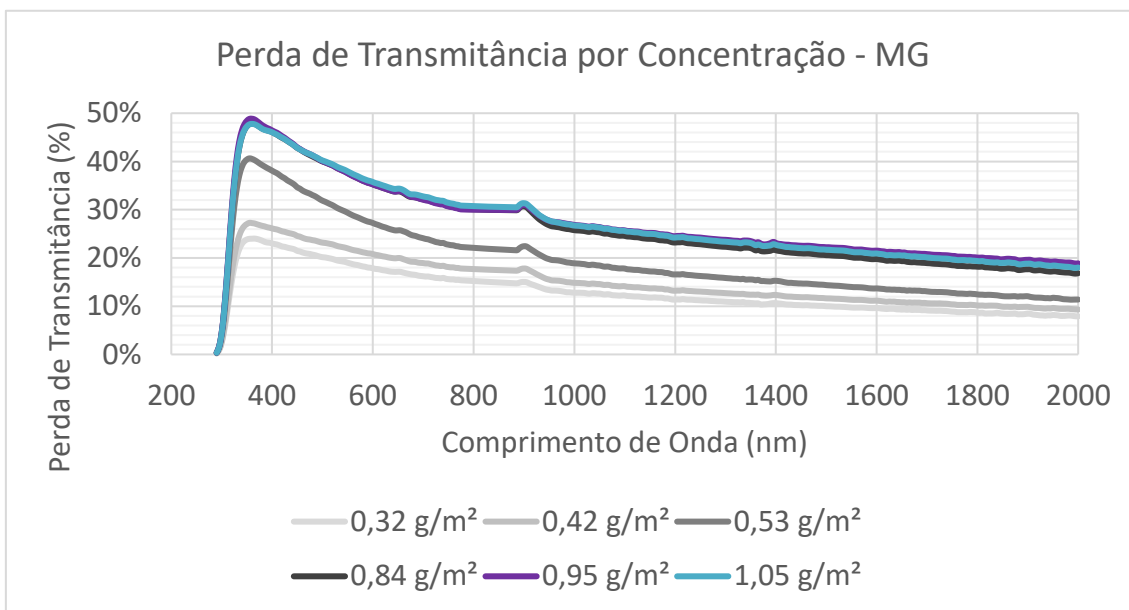
Figura 4.10 - Sujidade MG: Transmitância por Concentração.



Fonte: Produção do autor.

A perda da transmitância, desconsiderando a perda da lâmina de microscópio, tem a tendência de maior perda nas faixas de menor comprimento de onda, conforme ilustra o gráfico da Figura 4.11.

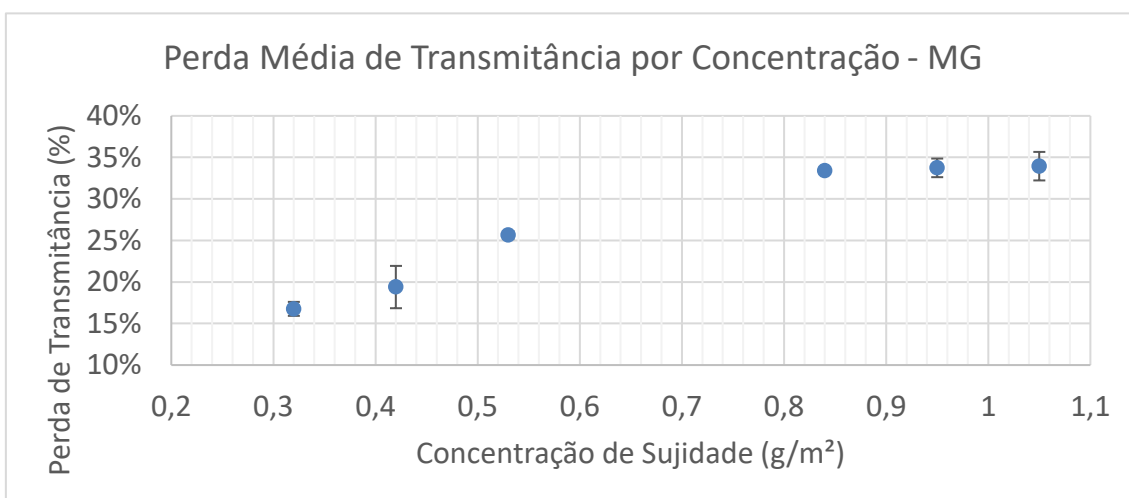
Figura 4.11 - Sujidade MG: Perda de Transmitância por Concentração.



Fonte: Produção do autor.

Contabilizando as perdas médias entre os comprimentos de onda de 380 nm e 1100 nm, o gráfico da Figura 4.12 ilustra a perda média de transmitância por concentração da sujidade de MG. Nota-se que há tendência de crescimento para concentrações mais baixas de sujidade, porém a partir da concentração de 0,84 g/m² a perda de transmitância apresentou uma tendência de saturação em torno de 34%.

Figura 4.12 - Sujidade MG: Perda Média de Transmitância por Concentração.



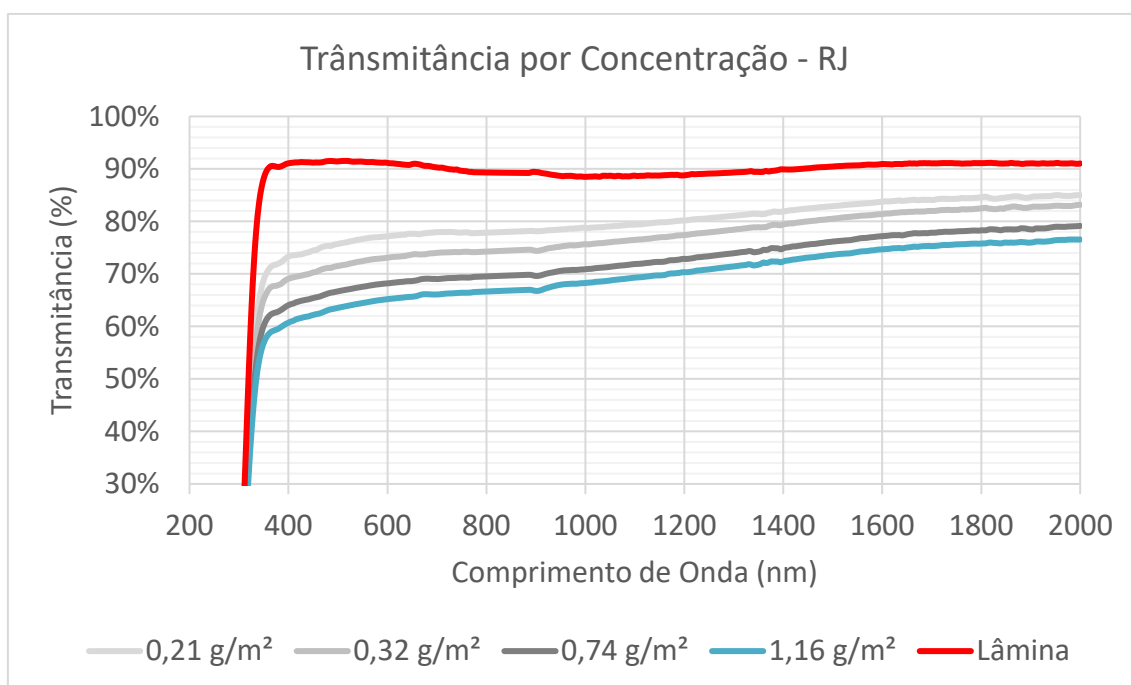
Fonte: Produção do autor.

4.2.2 Sujidade RJ

Das sete amostras preparadas com a sujidade de Paraíba do Sul - RJ, quatorze medições foram realizadas e quatro concentrações distintas foram obtidas e analisadas no espectrofotômetro, conforme metodologia do Item 3.3.1.

Na Figura 4.13 é possível verificar, em vermelho, a transmitância da lâmina de vidro limpa e, nas demais cores, as transmitâncias das lâminas com sujidade RJ depositada para várias concentrações. Conforme verificado anteriormente, quanto maior a concentração (g/m^2), menor é a transmitância atingida.

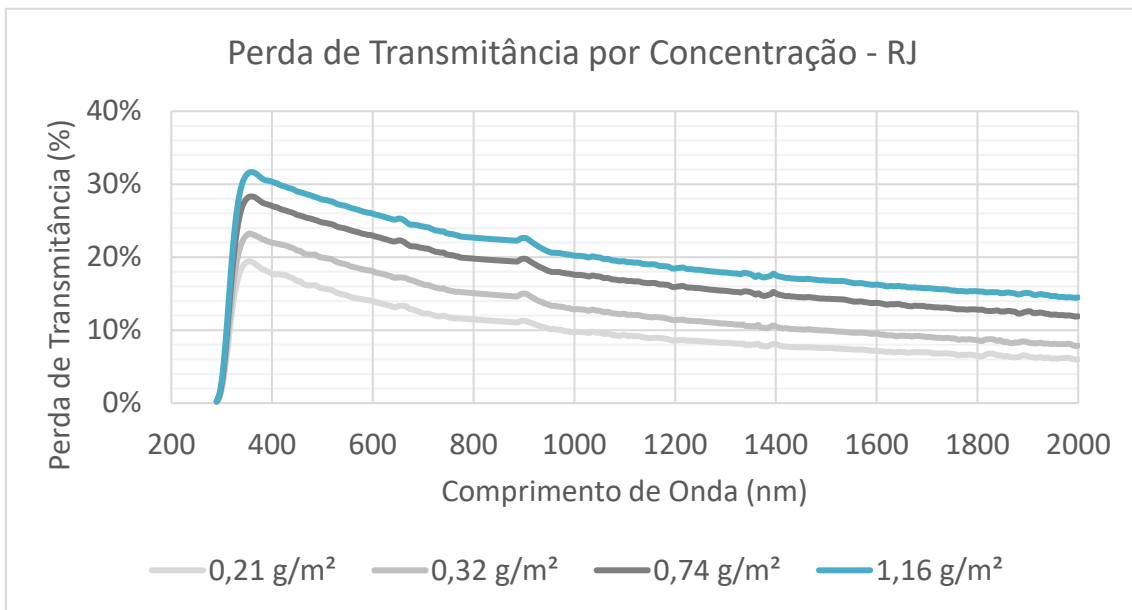
Figura 4.13 - Sujidade RJ: Transmitância por Concentração.



Fonte: Produção do autor.

Na Figura 4.14, temos que a perda da transmitância, desconsiderando a lâmina de microscópio, apresenta o mesmo comportamento, ou seja, maior perda nas faixas de menor comprimento de onda.

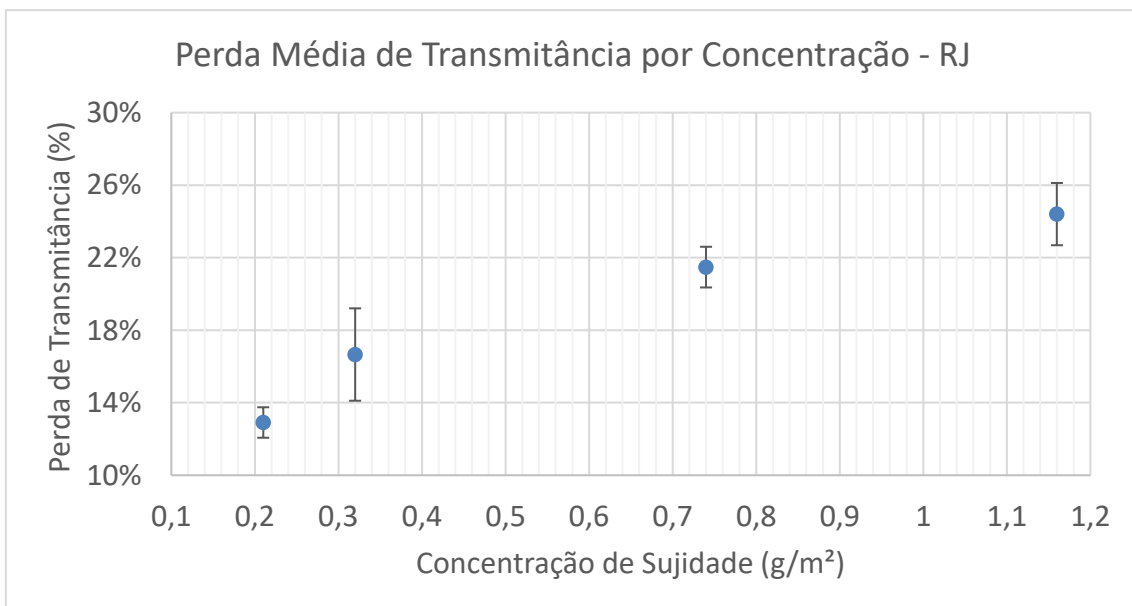
Figura 4.14 - Sujidade RJ: Perda de Transmitância por Concentração.



Fonte: Produção do autor.

Contabilizando as perdas médias entre os comprimentos de onda de 380 nm e 1100 nm, o gráfico da Figura 4.15 ilustra a perda média de transmitância por concentração da sujidade de RJ. Nota-se que há um aumento da perda de transmitância com a concentração de sujidade, com uma tendência de saturação a partir de 1,16 g/m², atingindo um máximo de perda em torno de 24,4%.

Figura 4.15 - Sujidade RJ: Perda Média de Transmitância por Concentração.



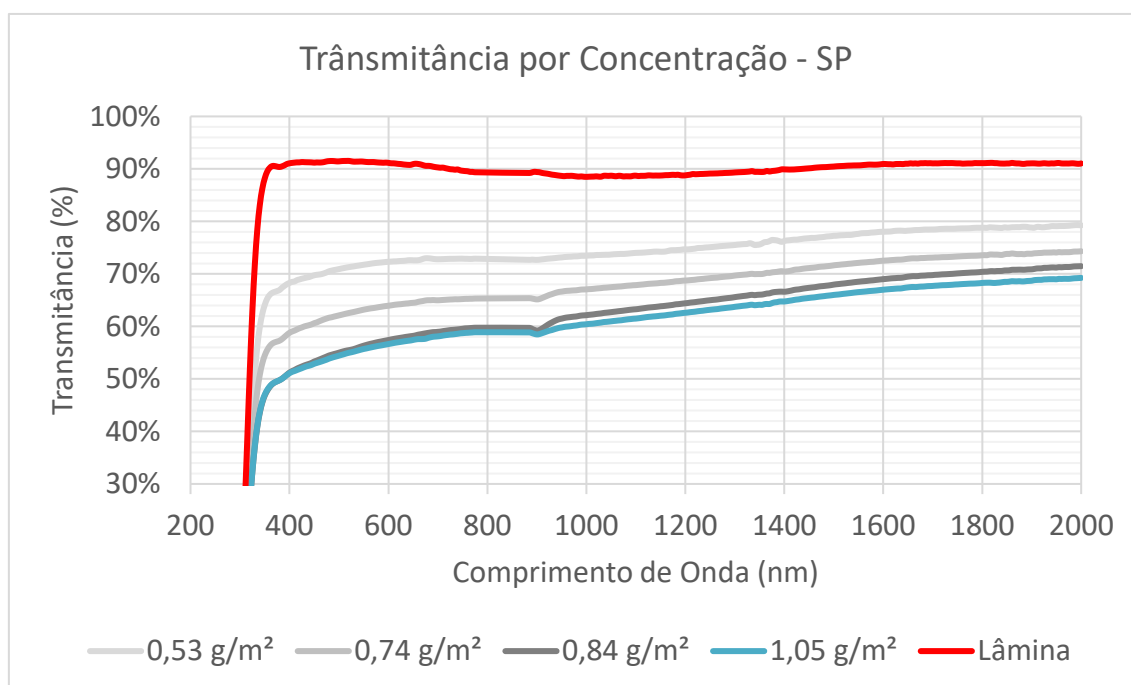
Fonte: Produção do autor.

4.2.3 Sujidade SP

Das seis amostras preparadas com a sujidade de Jacareí - SP, doze medições foram realizadas e quatro concentrações distintas foram obtidas e analisadas no espectrofotômetro, conforme metodologia do Item 3.3.1.

Abaixo, na Figura 4.16, é possível verificar a transmitância da lâmina de vidro limpa (em vermelho) e as transmitâncias das lâminas com sujidade SP depositada. Também verificamos que quanto maior a concentração (g/m^2), menor é a transmitância atingida.

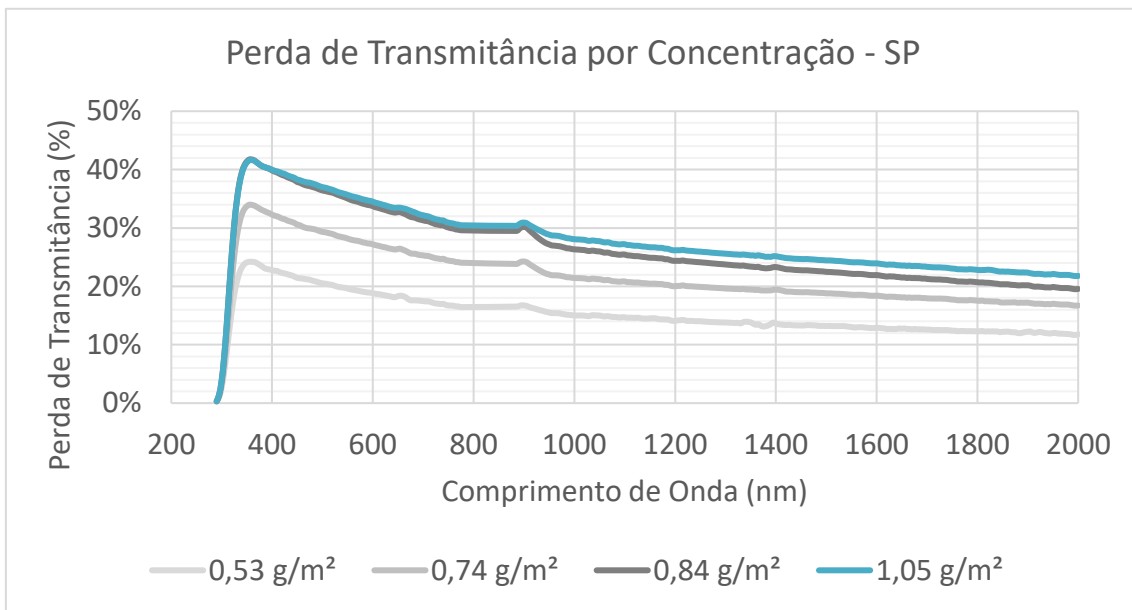
Figura 4.16 - Sujidade SP: Transmitância por Concentração.



Fonte: Produção do autor.

A perda da transmitância, desconsiderando a perda da lâmina de microscópio, tem a tendência de maior perda nas faixas de menor comprimento de onda, conforme ilustra o gráfico da Figura 4.17.

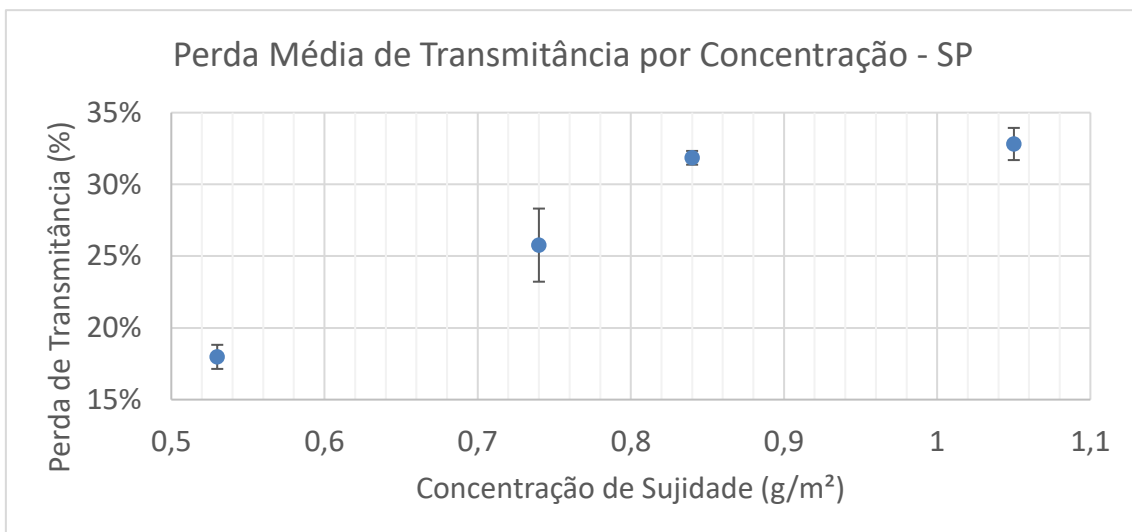
Figura 4.17 - Sujidade SP: Perda de Transmitância por Concentração.



Fonte: Produção do autor.

O gráfico da Figura 4.18 ilustra a perda média de transmitância por concentração da sujidade de SP, para a faixa de 380 a 1100 nm. Nota-se que há crescimento das perdas às concentrações mais baixas de sujidade, porém a partir da concentração de 0,84 g/m² a perda de transmitância resultou em uma tendência de saturação em torno de 32,8%.

Figura 4.18 - Sujidade SP: Perda Média de Transmitância por Concentração.

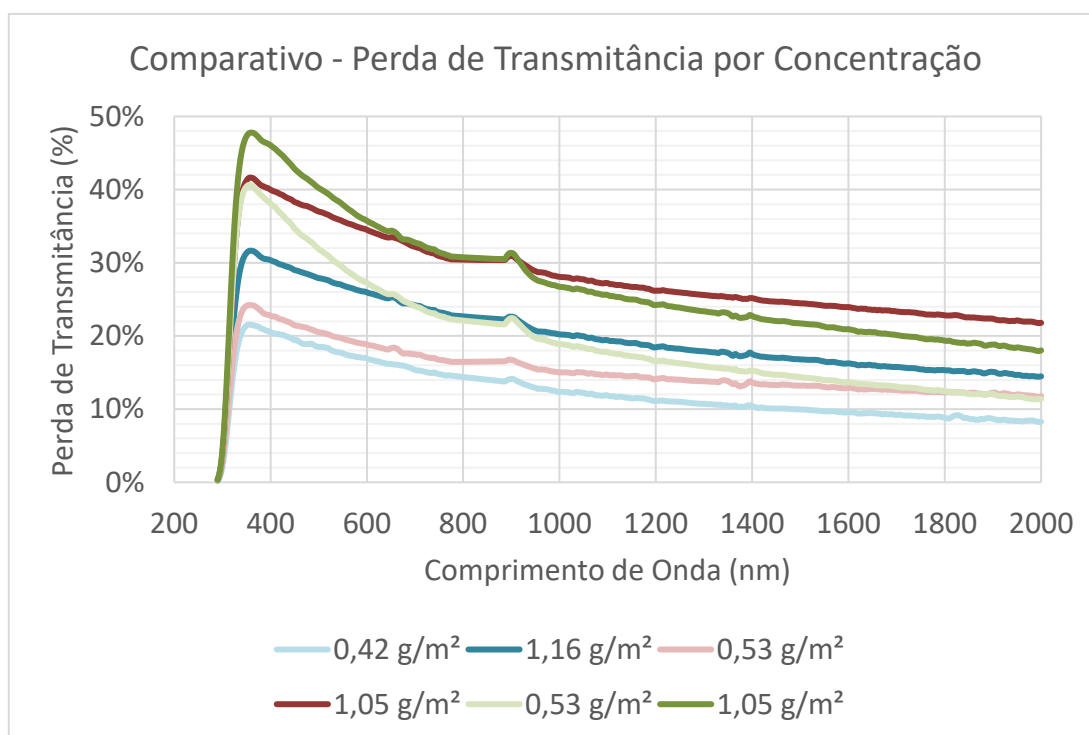


Fonte: Produção do autor.

4.2.4 Comparativo

A Figura 4.19 mostra as transmitâncias das lâminas de vidros com as amostras das três localidades, com seis concentrações diferentes. Comparando a transmitância espectral entre as sujidades obtidas no RJ, SP e MG, observa-se que o comportamento das perdas de transmitância espectral é semelhante para um mesmo tipo de sujidade, variando apenas em intensidade, quanto maior a concentração, maior é a perda. No entanto, para sujidades diferentes, pode-se observar um comportamento diferente em relação ao comprimento de onda. A sujidade de MG, em verde no gráfico, apresentou uma perda maior no espectro visível, se comparada com as de outras localidades, porém para comprimentos de ondas na faixa do infravermelho ela apresentou perdas menores do que a sujidade de SP. A sujidade do RJ foi a que apresentou as menores perdas no geral, comparando-se às concentrações de sujidade semelhantes. É possível notar que para ambos o impacto é maior nos baixos comprimentos de onda, possivelmente devido à dispersão de Mie.

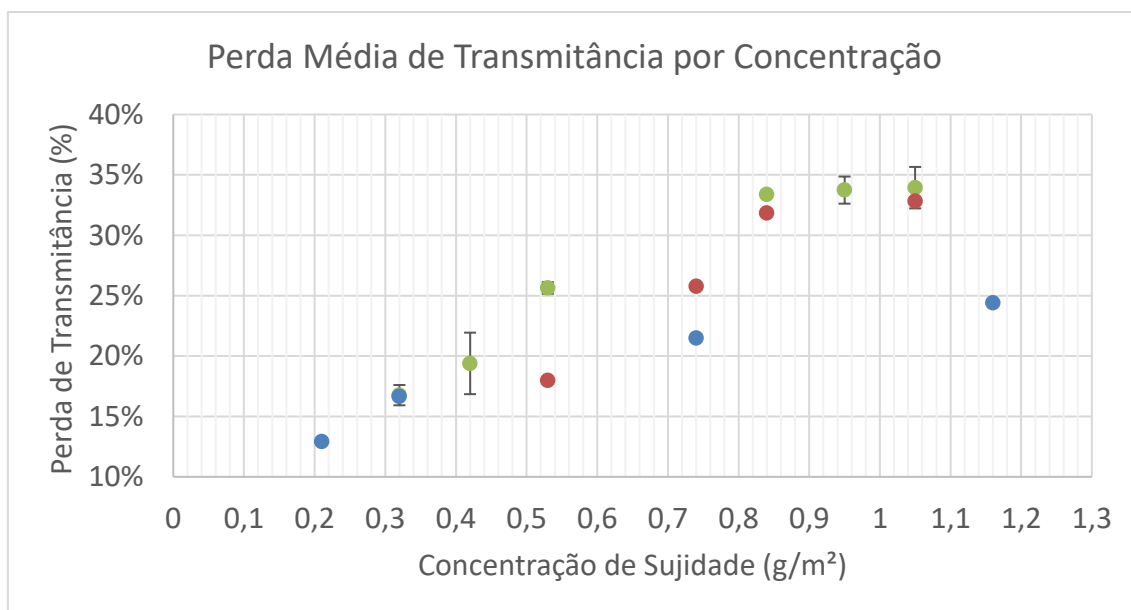
Figura 4.19 - Comparativo de transmitância espectral entre as sujidades obtidas em RJ, SP e MG para diferentes concentrações: Verde – MG, Azul – RJ e Vermelho – SP.



Fonte: Produção do autor.

Contabilizando as perdas médias das transmitâncias espectrais, entre os comprimentos de onda de 380 nm e 1100 nm, o gráfico da Figura 4.20 ilustra a perda média de transmitância por concentração de sujidade de MG, RJ e SP. Nota-se um crescente aumento da perda para as mais altas concentrações de sujidade, porém com uma tendência de saturação para valores acima de 0,8 g/m². Hassan et al. (2005), obtiveram uma conclusão semelhante, em que se atingiu um ponto de saturação da perda de transmitância.

Figura 4.20 - Comparativo: Perda Média de Transmitância por Concentração: Verde – Sujidade MG, Azul – Sujidade RJ e Vermelho – Sujidade SP.



Fonte: Produção do autor.

A perda de 34% que corresponde a uma concentração de 1 g/m², que já está dentro de uma tendência de saturação, é um valor bem acima dos valores encontrados normalmente em campo, como por exemplo, as sujidades depositadas de forma natural do INPE, que atingiram um máximo de 16,3%, conforme encontrado nas análises abaixo.

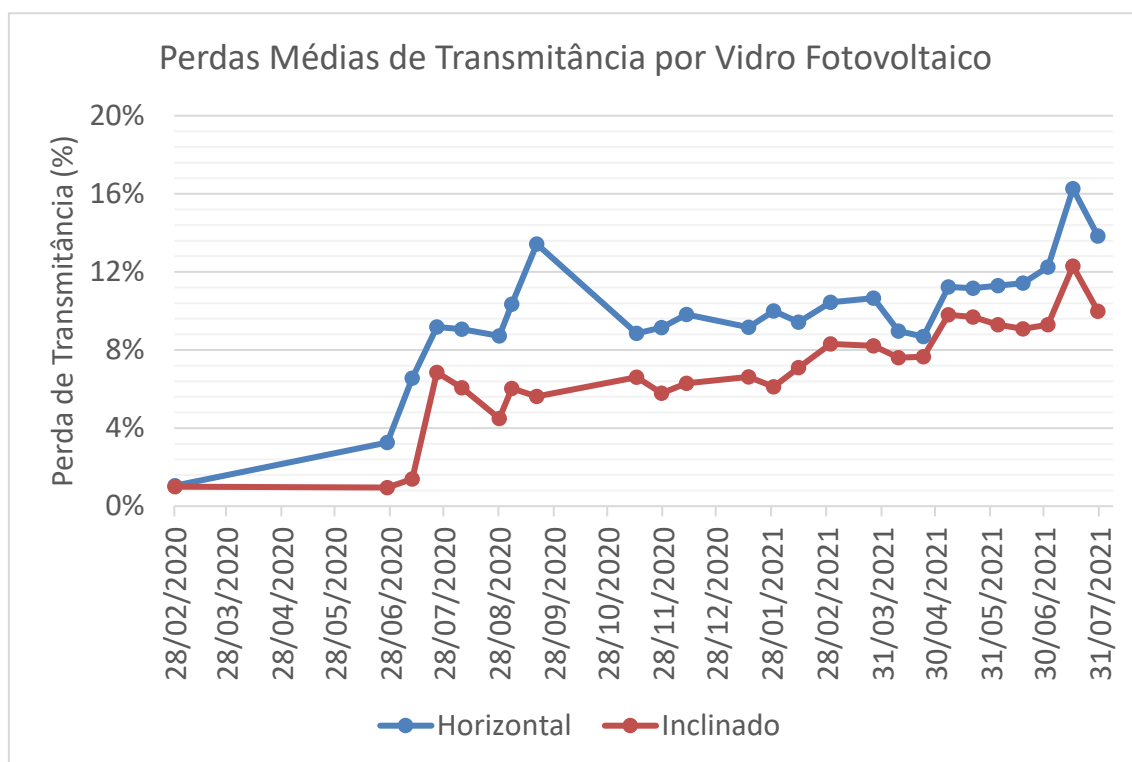
4.3 Dados de sujidade natural

Os vidros fotovoltaicos instalados em campo, com o passar do tempo, foram sofrendo com as condições meteorológicas e acúmulo de sujidade, e periodicamente avaliados no setup montado em laboratório, para acompanhar a perda espectral. Foram realizados 26 dias de ensaios, dentro do período de

aproximadamente um ano e meio de experimento, com medições de transmitância em nove pontos diferentes para cada vidro analisado.

Para analisar a evolução da perda durante todo o período do experimento, foi realizada a média das perdas de transmitância entre os comprimentos de onda 490 a 510 nm, com foco em obter a evolução da perda média para a faixa de intensidade máxima de radiação do espectro solar, de 500 nm. A evolução de perdas de transmitância dos vidros horizontal e inclinado pode ser vista no gráfico da Figura 4.21.

Figura 4.21 - Evolução de perdas de transmitância nos vidros fotovoltaicos em campo, considerando o comprimento de onda de 500 nm.



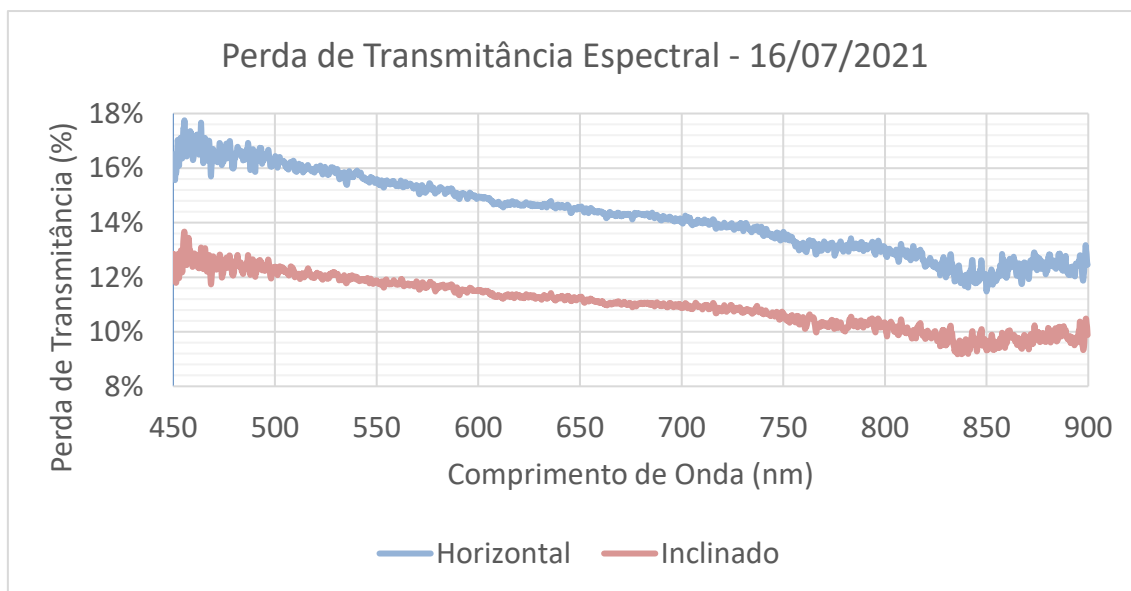
Fonte: Produção do autor.

Foram avaliados os comportamentos da perda de transmitância dos vidros horizontal e inclinado, durante o período sem chuva de 22/06/2021 até 28/07/2021. No vidro horizontal a perda de transmitância sofreu uma elevação de 11,4% para 16,3% durante o período sem chuva e, após a chuva do dia 28/07/2021, houve uma redução das perdas de transmitância até 13,8%. Portanto, o período sem chuva gerou uma perda de 4,9% e, após a chuva, uma melhora na transmitância de 2,5%. Já ao vidro inclinado, a perda de

transmitância sofreu uma elevação de 9,1% para 12,3% durante o período sem chuva e, após a chuva do dia 28/07/2021, houve uma redução até 10,0%. Portanto, o período sem chuva gerou uma perda de 3,2% e, após a chuva, uma melhora de 2,3%.

Considerando as medições realizadas no período de um ano e meio de experimento, a Figura 4.22 mostra, como um exemplo geral, o resultado da análise espectral do dia 16/07/2021, que indica a perda espectral média causada pela sujeira, a qual apresentou o maior resultado de perda. Pode-se notar que, após 1 ano e meio de exposição, é possível identificar que o vidro fotovoltaico inclinado acumulou menos sujeira e, portanto, apresentou menor perda de transmitância espectral, devido ao efeito da autolimpeza. Percebe-se que para comprimentos de onda no visível a perda espectral causada pela sujeira é mais intensa, se comparada às faixas de comprimento de onda no infravermelho, possivelmente causada pela dispersão de Mie, explicada nos Itens 2.1.2 e 2.3.2.14.

Figura 4.22 - Perda de Transmitância Espectral do dia 16/07/2021.



Fonte: Produção do autor.

4.3.1 Dados meteorológicos

Os dados meteorológicos que foram avaliados e priorizados para esse trabalho, são os de precipitações de chuvas e radiação solar.

As medidas da estação meteorológica foram iniciadas em 14/02/2020, porém os dados apresentaram falhas de aquisição dos dados ao longo do experimento, identificadas durante as análises dos dados, em 3 períodos:

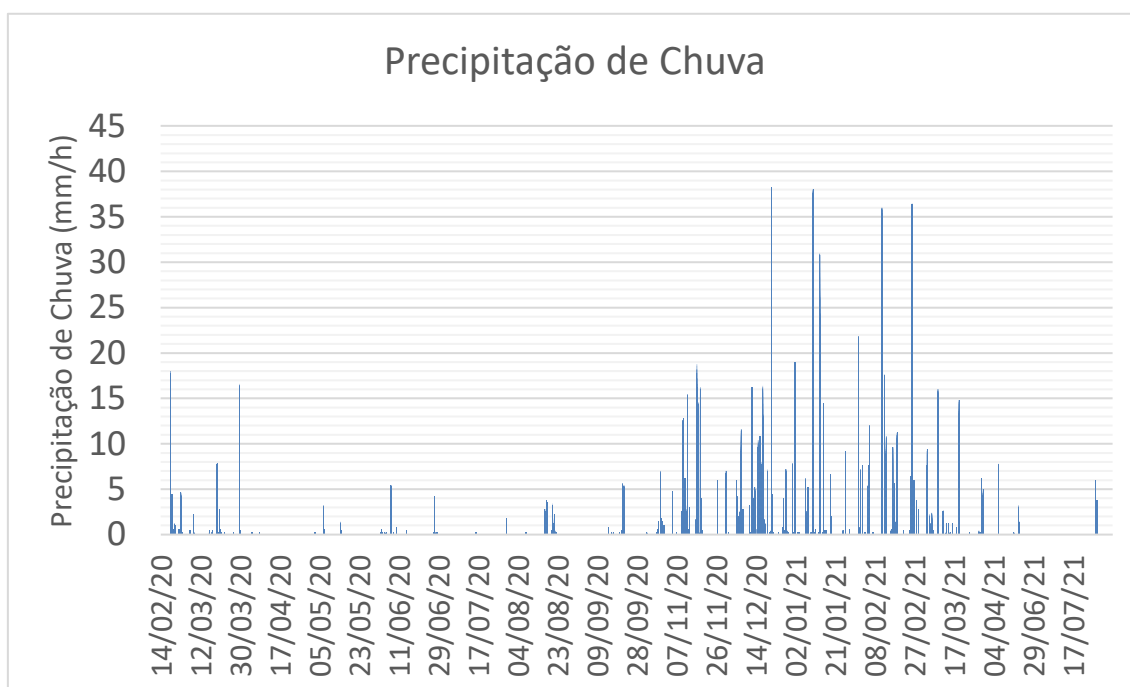
- de 20/02/2020 a 28/02/2020;
- de 10/10/2020 a 01/11/2020;
- de 09/04/2021 a 11/06/2021.

Portanto, essas faixas foram desconsideradas nas análises e gráficos ilustrados abaixo.

4.3.1.1 Chuvas

Os dados de precipitação de chuvas, medidos pelo sistema de aquisição de dados em minuto a minuto, foram contabilizados em dados acumulados por hora, conforme Figura 4.23, e classificados em faixas de intensidade, conforme a Tabela 4.3.

Figura 4.23 - Precipitação de Chuva em mm/h.



Fonte: Produção do autor.

Tabela 4.3 – Referência de Intensidade de Chuvas, em mm/h.

Intensidade de Chuvas	Limite Mínimo (mm/h)	Limite Máximo (mm/h)
Dia Seco	0,0	2,2
Chuva Muito Fraca	2,2	4,2
Chuva Fraca	4,2	8,4
Chuva Moderada	8,4	18,6
Chuva Forte	18,6	55,3
Chuva Muito Forte	55,3	∞

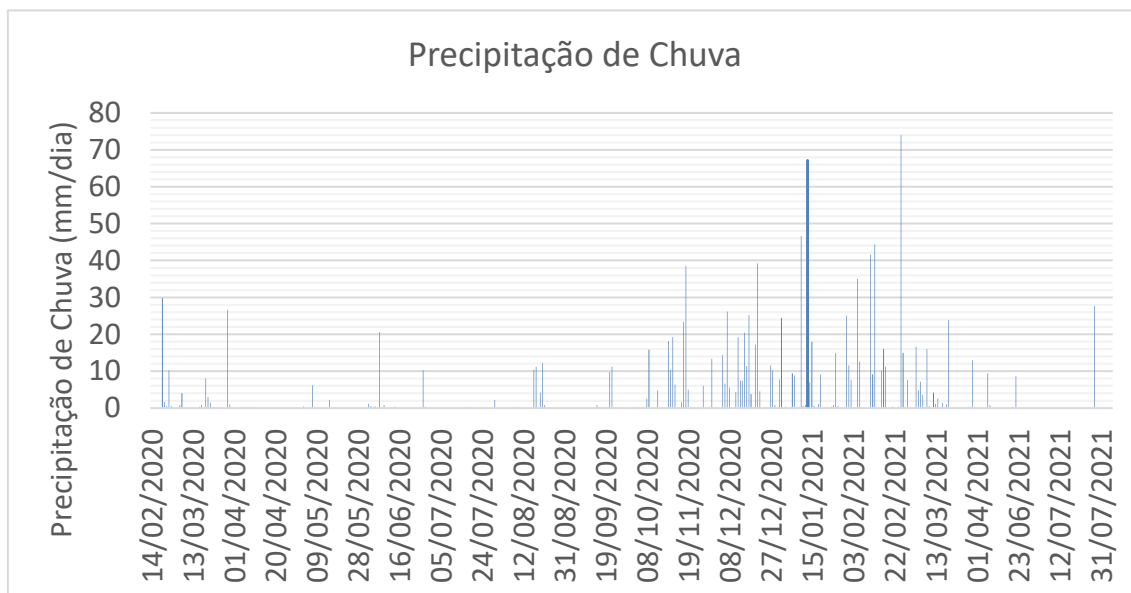
Fonte: Adaptado de Souza et al. (2012).

Com base nos dados médios horários de chuvas, pode-se notar que ao período analisado não houve nenhuma chuva classificada como muito forte, conforme a metodologia da Tabela 4.3.

Para permitir as comparações de dados de chuva com as demais medições em campo e laboratório, os dados horários de chuva foram agrupados em dados diários, conforme ilustra a Figura 4.24. Além de permitir a identificação de tendências de períodos chuvosos (verão) ou não chuvosos (inverno), uma das

principais avaliações realizadas com o gráfico de chuvas diárias, que será utilizada adiante, foi a definição de um período sem chuvas, indicado em vermelho, que representa o período entre 22/06/2021 e 28/07/2021.

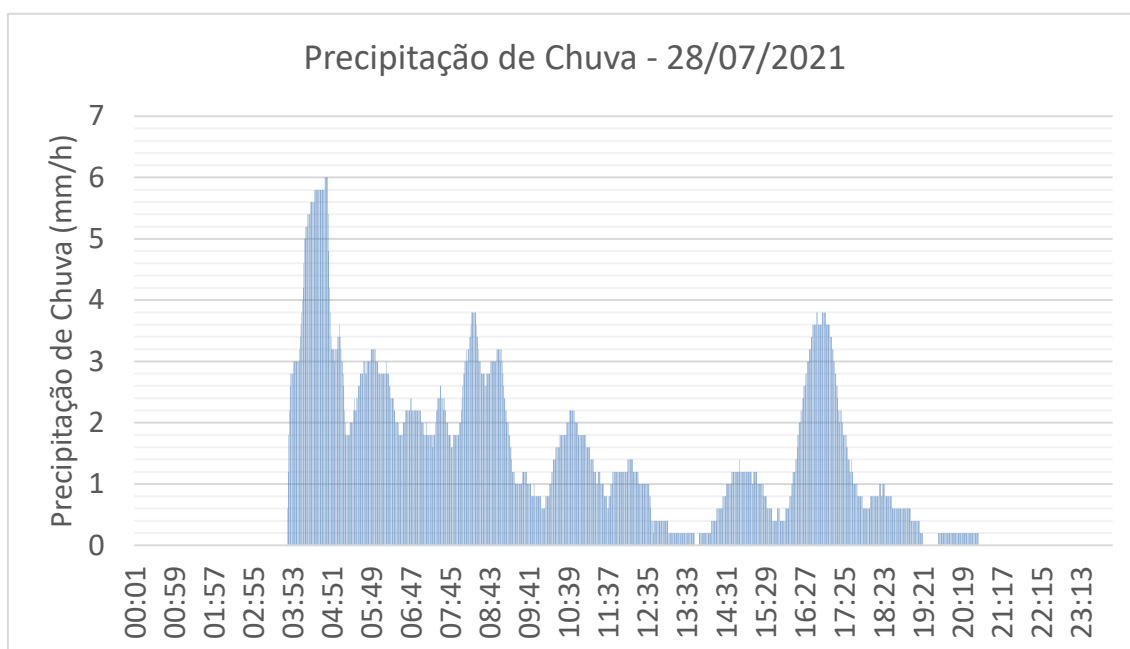
Figura 4.24 - Precipitação de Chuva em mm/dia.



Fonte: Produção do autor.

Visando analisar a chuva do dia 28/07/2021, que representa o fim do período sem chuvas, foi realizada a decomposição horária da chuva, conforme a abertura indicada na Figura 4.25. Pode-se observar que, baseada na classificação da Tabela 4.3 e o pico de 6 mm/h, a chuva do dia 28/07/2021 pode ser classificada como uma chuva fraca, apesar de perdurar durante um longo período do dia.

Figura 4.25 - Precipitação de Chuva do dia 28/07/2021, em mm/h.



Fonte: Produção do autor.

No entanto, se adotarmos um valor proporcional (1/6) aos valores da Tabela 4.3, para avaliar uma faixa mais estreita, de 10 em 10 minutos, e obter maior granularidade da classificação de intensidade de chuvas, teríamos a seguinte reclassificação conforme a Tabela 4.4.

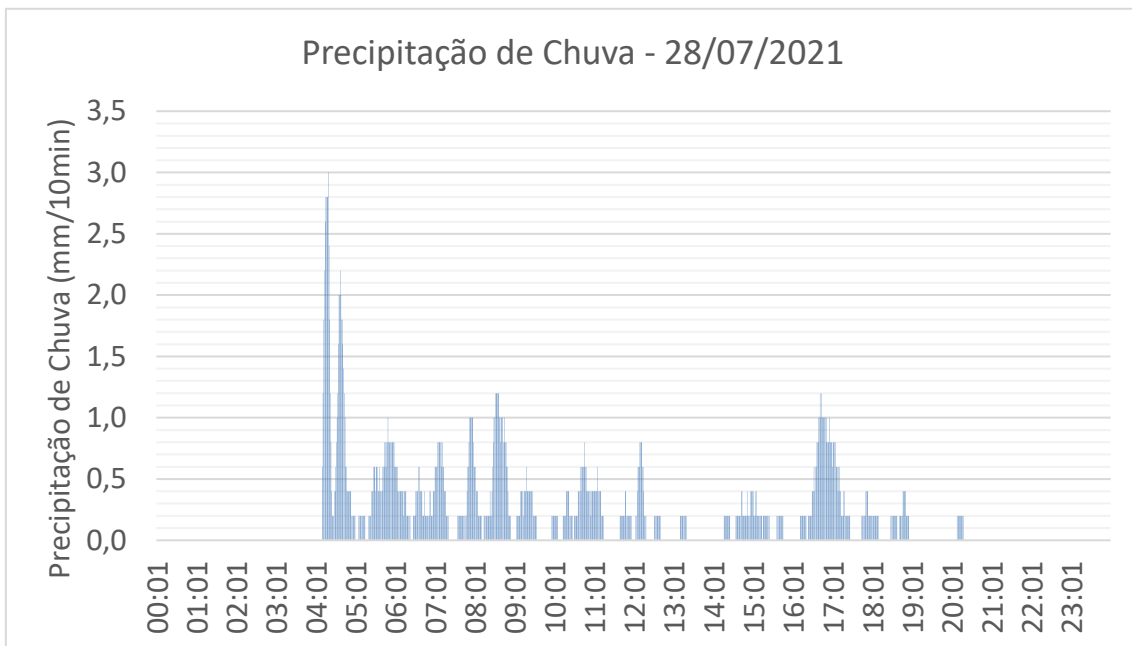
Tabela 4.4 – Intensidade de Chuvas, em mm/10 min.

Intensidade de Chuvas	Limite Mínimo (mm/10min)	Limite Máximo (mm/10min)
Dia Seco	0,0	0,4
Chuva Muito Fraca	0,4	0,7
Chuva Fraca	0,7	1,4
Chuva Moderada	1,4	3,1
Chuva Forte	3,1	9,2
Chuva Muito Forte	9,2	∞

Fonte: Produção do autor.

Visto a reclassificação da intensidade da chuva, a chuva de 28/07/2021 seria classificada como chuva moderada, devido ao pico de 3,0 mm/10min, bem próximo ao limite para ser classificada como uma chuva forte, vide Figura 4.26.

Figura 4.26 - Precipitação de Chuva do dia 28/07/2021, em mm/10min.

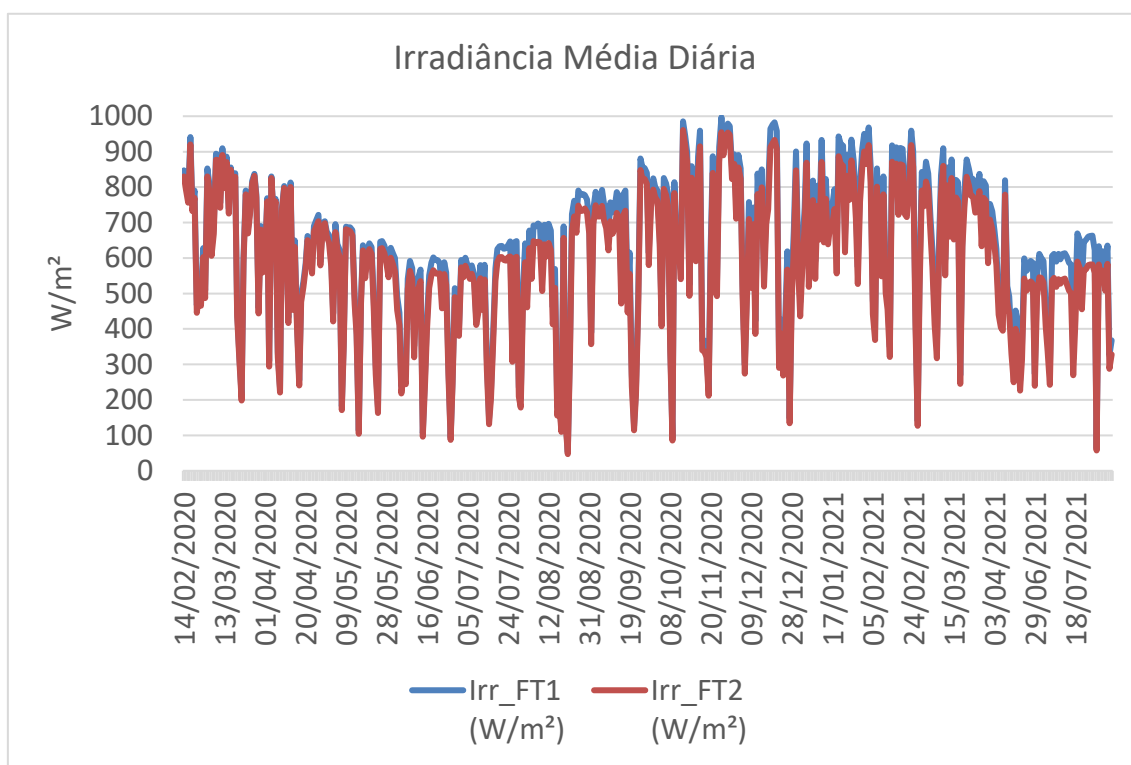


Fonte: Produção do autor.

4.3.1.2 Radiação solar

Assim como os dados de chuva, os dados de irradiância, obtidos pelo sistema de aquisição de dados em minuto a minuto, foram contabilizados em dados diários, através da média dos dados medidos entre 10 e 14h, conforme Figura 4.27.

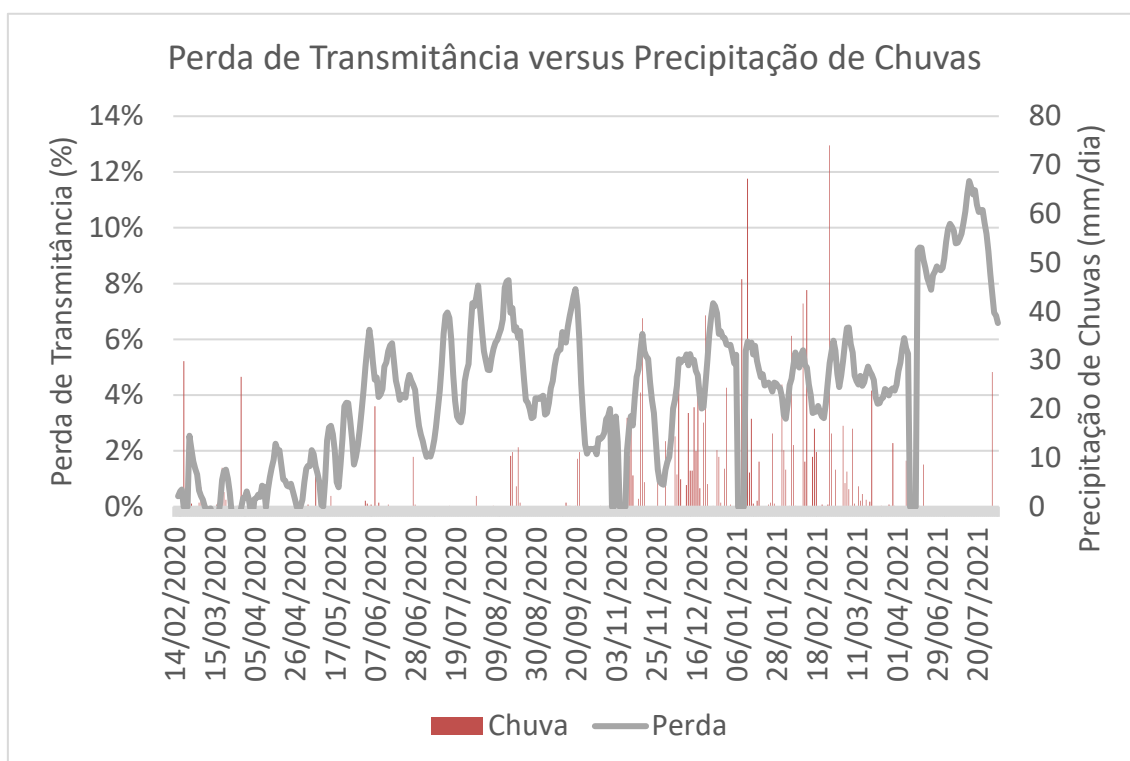
Figura 4.27 - Irradiância Média Diária em W/m².



Fonte: Produção do autor.

Nota-se que os dados de Irradiância Irr_FT1 do radiômetro de referência, instalado fora do vidro fotovoltaico, com o passar do tempo ficaram com a irradiância cada vez maior em relação ao Irr_FT2, o que representa o acúmulo da sujidade sobre o vidro fotovoltaico horizontal, principalmente nos períodos de inverno e de poucas chuvas. Para quantificar essa diferença entre as medidas de irradiância, foi realizada a razão entre as irradiâncias Irr_FT2 e Irr_FT1 e obtidas as perdas instantâneas de cada medição, depois realizadas as médias entre 10 e 14 h para compor cada período diário. Aplicada a correção de offset inicial, para desconsiderar a perda do vidro fotovoltaico sem sujidade, e feita a média móvel para cada 5 dias, a variação temporal da perda de transmitância quantificada segue apresentada na Figura 4.28, em conjunto com a referência diária de chuvas do período.

Figura 4.28 - Perda de Transmitância através dos Radiômetros.



Fonte: Produção do autor.

Durante o período estudado, foi obtida uma perda máxima de 11,7%. Houve uma tendência de acúmulo de sujidade e aumento da perda de transmitância dentro dos primeiros meses, devido ao período com poucas chuvas, atingindo uma perda de 8,1% da transmitância. Após um período inicial de seis meses de operação, observou-se que com a presença de chuvas constantes ocorreu a limpeza parcial do vidro, no entanto, apesar das variações na transmitância, a perda seguiu com uma tendência constante, até iniciar o novo período sem chuvas e consequente elevação da perda da transmitância. Isso nos mostra o quanto é fundamental a limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos. Essa autolimpeza parcial causada pela chuva pode ser explicada por Appels et al. (2013), que analisou que a chuva possui pouco efeito na limpeza de partículas pequenas (2-10 μm). E, segundo Mohammad e Fahmy (1993), são as pequenas partículas que têm o mais impactante efeito de perda na transmitância do vidro.

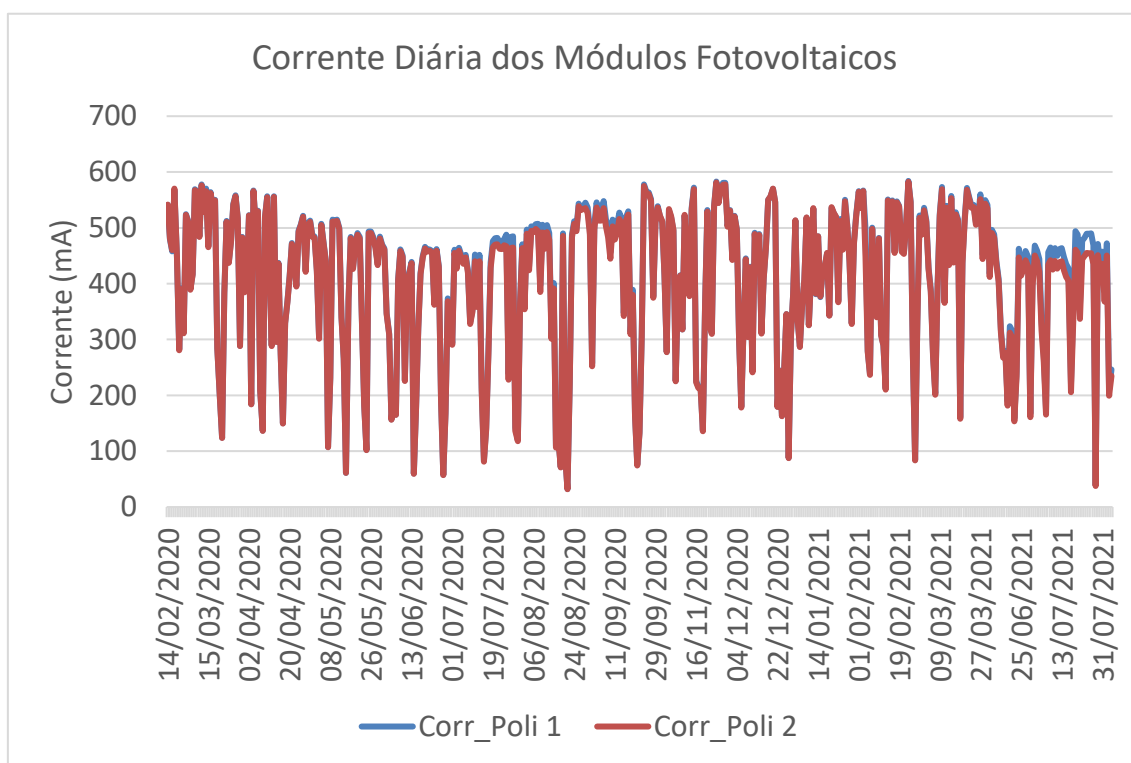
Analisando o período sem chuvas de 22/06/2021 até 28/07/2021, em relação à diferença de irradiação entre os radiômetros, é possível observar uma elevação da perda de transmitância de 7,8% para 11,7% e, após a chuva do dia

28/07/2021, uma redução até 6,6%. Portanto, o período sem chuvas gerou uma perda de 3,9% e, após a chuva, uma melhora na transmitância em torno de 5%.

4.3.2 Dados dos módulos fotovoltaicos

Os dados da corrente elétrica dos módulos fotovoltaicos policristalinos, obtidos no sistema de aquisição de dados em minuto a minuto, foram contabilizados em dados diários, através da média dos dados medidos entre 10 e 14 h, conforme Figura 4.29.

Figura 4.29 - Corrente Diária dos Módulos Fotovoltaicos.



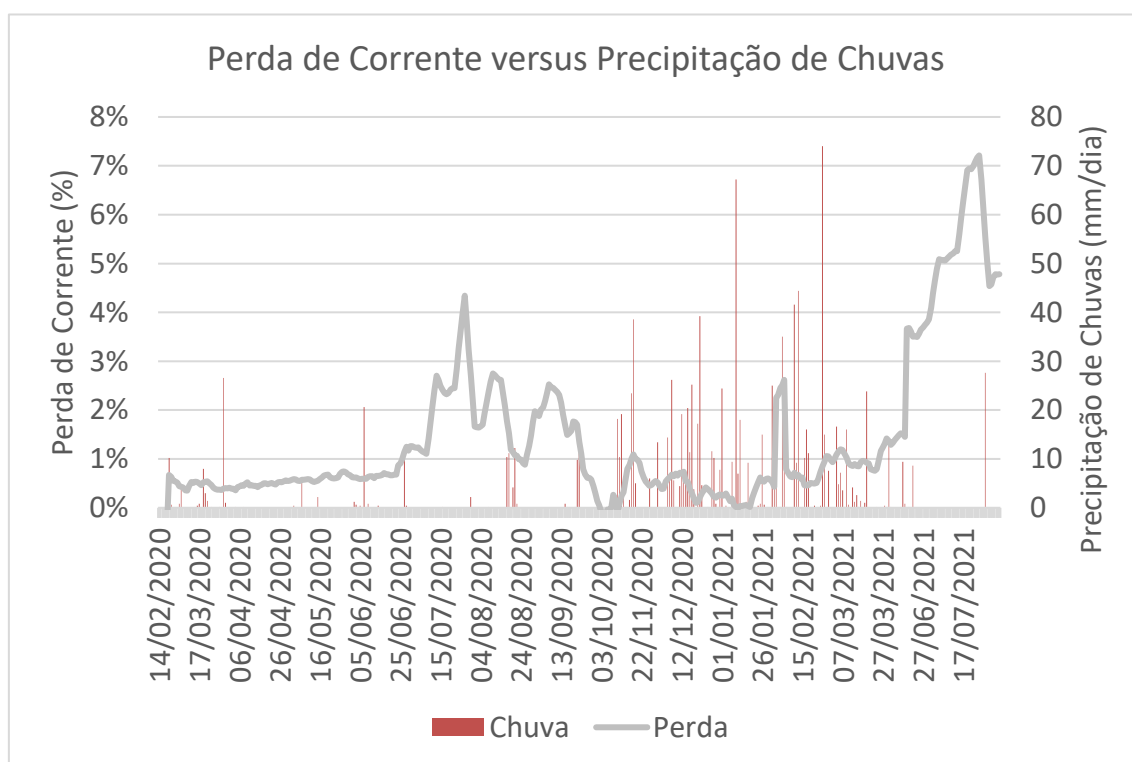
Fonte: Produção do autor.

Quantificada essa diferença relativa, entre o módulo de referência (Corr_Poli 1), limpo regularmente, e o módulo sem recebimento de limpeza (Corr_Poli 2), é possível observar, através da Figura 4.30, que a perda se comporta semelhante ao gráfico da perda pela irradiação apresentado anteriormente, porém neste caso resultou em perdas menores, com o primeiro semestre atingindo 4,3 % e o ápice atingindo 7,2% de perda, próximo à 1 ano e meio de exposição.

Portanto, nota-se que a perda obtida nessa análise da corrente dos módulos foi menor do que a perda da comparação entre os radiômetros, no entanto neste caso os módulos fotovoltaicos estavam instalados no plano inclinado, diferente do resultado anterior que considerou o vidro fotovoltaico no plano horizontal.

Durante os primeiros meses de operação é possível notar uma perda constante nos dois módulos, pois reflete o período inicial da pandemia, em que os dois módulos permaneceram sem limpeza devido à ausência de atividades presenciais. Porém, apresenta uma elevação considerável próximo a junho de 2020, em que foi retomada a limpeza do módulo fotovoltaico de referência.

Figura 4.30 - Variação na corrente gerada nos módulos fotovoltaicos com a precipitação de chuvas.



Fonte: Produção do autor.

Analisando o período sem chuvas de 22/06/2021 até 28/07/2021, em relação à diferença de corrente entre os módulos fotovoltaicos (sem e com limpeza), é possível observar uma elevação da perda de eficiência de 3,5% para 7,2% e, após a chuva do dia 28/07/2021, uma redução até 4,5%. Portanto, o período sem chuvas gerou um aumento da perda de eficiência de 3,7% e, após a chuva, uma melhora em torno de 2,7%.

5 CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho foi contribuir para uma melhor compreensão do efeito da sujidade na transmitância de vidros utilizados em módulos fotovoltaicos, bem como avaliar as sujidades produzidas em três diferentes localidades para determinação da sua composição e verificação da relação entre elas. Também foram analisadas a transmitância dessas sujidades através do material coletado e depositado artificialmente no laboratório em lâminas de vidro. As diferentes sujidades avaliadas apresentaram comportamentos semelhantes em relação à perda da transmitância espectral com semelhantes concentrações depositadas. As sujidades analisadas também apresentaram semelhanças em relação aos elementos químicos encontrados em maior quantidade em cada amostra analisada, que foram O, Si, Fe e Al. Constatou-se que, quanto maior a concentração de sujidade (g/m^2), maiores são as perdas. No entanto, a partir de uma determinada concentração a perda de transmitância tende à saturação.

Em uma análise mais detalhada da transmitância em relação ao comprimento de onda, observou-se uma pequena diferença entre as diferentes sujidades, por exemplo, a sujidade obtida em MG afetou relativamente mais a faixa de comprimentos de onda no espectro visível, porém, a sujidade obtida em SP afetou mais os comprimentos de onda na faixa do infravermelho. Também se observou que a sujidade obtida no RJ foi a que apresentou as menores perdas. Porém, para cada sujidade, com o aumento da concentração de sujidade (g/m^2) não houve mudança significativa em seu comportamento espectral, apenas variação de intensidade.

No experimento em campo em São José dos Campos, notou-se que, para o período analisado, o vidro fotovoltaico instalado no plano inclinado apresentou menor perda de transmitância espectral, devido ao efeito mais eficiente da autolimpeza em comparação com vidros instalados no plano horizontal. Porém, apesar da chuva causar um efeito de autolimpeza, essa limpeza ocorre de maneira parcial, portanto é fundamental que ocorra periodicamente limpezas manuais para a retirada completa da sujidade que fica impregnada no vidro.

Percebeu-se que para comprimentos de onda na faixa espectral do visível as perdas causadas pela sujidade nos vidros fotovoltaicos deste experimento são ligeiramente maiores, se comparadas às perdas na faixa do infravermelho, no entanto não se observou em nenhuma região do espectro medido uma faixa com perda significativa.

Pode-se observar que, considerando as análises realizadas e as amostras de material coletados em módulos fotovoltaicos de diferentes localidades, no geral, o maior impacto causado pela sujidade na geração fotovoltaica é devido ao bloqueio da radiação solar em todos os comprimentos de onda, visto que a sujidade provoca uma perda praticamente uniforme em todo o espectro analisado. O impacto em diferentes partes do espectro da radiação solar não é significativo em termos de perdas, isso indica que diferentes tecnologias de células solares, com diferentes respostas espectrais poderão ter aproximadamente o mesmo comportamento em relação às sujidades das regiões analisadas.

Os resultados das análises do experimento em campo mostraram que a transmitância da radiação solar nos vidros fotovoltaicos teve uma significativa melhora em períodos de chuvas e uma piora nos períodos de estiagem, isso porque a chuva promove a remoção da sujidade em módulos fotovoltaicos. Para os períodos sem chuvas analisados, observou-se perdas da ordem de 3% a 5%, enquanto a presença de chuvas ou períodos de chuvas causaram melhoras na ordem de 2% a 5%. A máxima perda encontrada no experimento em campo em um período de estiagem se deu para o vidro solar instalado na horizontal e foi de 16,3%. Para o vidro instalado no plano inclinado no mesmo período a maior perda registrada foi de 12,3 %.

5.1 Trabalhos relacionados

Parte desse trabalho foi apresentada através de artigo e banner no 10º Workshop em Engenharia e Tecnologia Espaciais (WETE), realizado em 2019 no INPE, sob o título “Análise de sujidade em módulo fotovoltaico”.

Também foi submetido em 2021 um artigo à revista “Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects”, sob o título “Effect of soiling on spectral transmittance of solar glass”. Esse artigo se encontra em processo de revisão.

5.2 Trabalhos futuros

Com o intuito de dar sequência às análises de sujidade, propostas de trabalhos futuros serão bem-vindas para dar continuidade e complementar os resultados encontrados nesse trabalho.

Para tanto, pode-se realizar uma análise com outras sujidades do sudeste brasileiro, em que o resultado da caracterização físico-química apresente maior diversidade de resultados, possivelmente em regiões de grande urbanização, com a presença de maior concentração de partículas de poluição, ou regiões próximas ao mar, com a presença de partículas específicas da região litorânea.

Além de uma maior diversidade de localidades, correlacionar outros parâmetros ambientais, como vento e umidade, possam agregar ao resultado existente nesse trabalho, inclusive para o próprio local estudado no INPE.

Dando sequência a esse trabalho, podem ser analisadas as partículas de sujidade com maior detalhamento de sua composição, não somente analisando o teor de concentração de seus elementos químicos, mas a combinação entre eles e quais componentes químicos estão presentes. Além disso, entender se os elementos químicos minoritários (em menor concentração), diferentes colorações de sujidades ou diferentes tamanhos de grão possuem impacto nas perdas de transmitância encontradas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALNASSER, T. M. A. et al. Impact of dust ingredient on photovoltaic performance: an experimental study. **Solar Energy**, v. 195, p. 651–659, 2020.
- ALVES, F. R. R. **Estudo do efeito da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção e Sistemas da Pontifícia) - Universidade Católica de Goiás. Goiânia, 2018.
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). **ASTM E1508-98**: standard guide for quantitative analysis by energy-dispersive spectroscopy. West Conshohocken: ASTM, 2003. 8p.
- AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). **ASTM E490-00A**: standard solar constant and zero air mass solar spectral irradiance tables. West Conshohocken: ASTM, 2014. 16p.
- APPELS, R. et al. Effect of soiling on photovoltaic modules. **Solar Energy**, v. 96, p. 283–91, 2013. doi:10.1016/j.solener.2013.07.017.
- BAINBRIDGE, D. A.; HAGGARD, K. **Passive solar architecture**: heating, cooling, ventilation, daylighting and more using natural flows. Estados Unidos: Chelsea Green, 2011.
- BERNI, L. A. **Grandezas radiométricas**. São José dos Campos: INPE, 2014. (Apresentado na disciplina Introdução à Radiometria ministrada em 19 set. 2014).
- BARSKY, R. B.; KILIAN, L. Oil and the macroeconomy since the 1970s. **Journal of Economic Perspectives**, v. 18, p. 115–134, 2004.
- BRITO, P.; DINIZ, A. S. A. C.; HANRIOT, S. M.; KAZMERSKI, L. L. Desenvolvimento de novos materiais para mitigação de sujidade em sistemas fotovoltaicos por design inverso. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016. **Anais...** 2016.
- BÜHLER, A. J.; SANTOS, F. H.; GABE, I. J. **Uma revisão sobre as tecnologias fotovoltaicas atuais**. [S.l.]: IFRS, 2018.
- CANO, J.; JOHN, J. J.; TATAPUDI, S.; TAMIZHMANI, G. Effect of tilt angle on soiling of photovoltaic modules. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALIST CONFERENCE (PVSC), 40., 2014. **Anais...** 2014. p. 3174-3176. doi: 10.1109/PVSC.2014.6925610.
- CHANCHANGI, Y. N.; GHOSH A.; SUNDARAM S.; MALLICK T. K. Dust and PV performance in Nigeria: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.121, 2017.
- CHANCHANGI, Y. N. et al. An analytical indoor experimental study on the effect of soiling on PV, focusing on dust properties and PV surface material. **Solar Energy**, v. 203, p. 46–68, 2020b.

COORDENAÇÃO DE METEOROLOGIA (COMET-RJ). **Meteorologia observacional I meteoros**. Disponível em: < http://meteoro.cefet-rj.br/almir/observacional/observacional_meteoros_1_12.pdf> Acesso em: 14 set. 2021.

COSTA, S. C.S.; DINIZ, A. S. A.C.; KAZMERSKI L. L. Solar energy dust and soiling R & D progress: literature review update for 2016. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2017.

COSTA, S. C. S.; DINIZ, A. S. A. C.; KAZMERSKI, L. L. Dust and soiling issues and impacts relating to solar energy systems: literature review update for 2012-2015. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 33–61, 2016.

COSTA, S. C. S. *et al.* Avaliação da sujidade em módulos fotovoltaicos em Minas Gerais, Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** 2018.

CSG SOLAR GLASS. **Product Introduction**. Disponível em: <<http://www.csglass.com/eng/about/index.asp>> Acesso em: 14 set. 2021.

CUDDIHY, E. F.; Theoretical considerations of soil retention. **Solar Energy Materials**, vol. 3, pp. 21-33, 1980.

CURSO PREPARTÓRIO PARA CONCURSOS (CPC). **Ondulatório**. 2018. Disponível em:<https://www.pjf.mg.gov.br/secretarias/sds/cpc/modulos/pism3/2018/fisica/fisica_01.pdf> Acesso em: 05 ago. 2021.

DARWISH, Z. A.; KAZEM, H. A.; SOPIAN, K.; AL-GOUL, M.; ALAWADHI, H. Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.41, p. 735-744, 2015.

DEDAVID, B. A. *et al.* **Microscopia eletrônica de varredura**: aplicações e preparação de amostras: materiais poliméricos, metálicos e semicondutores. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007.

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

ELY, F.; JACOBUS, W. **Energia solar fotovoltaica de terceira geração**. 2015. Disponível em: <http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/energia-solar-fotovoltaica-terceira-geracao.pdf>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Expansão de geração – Projetos fotovoltaicos nos leilões de energia**. Brasília: EPE, 2020.

FELIX, E. P.; CARDOSO, A. A. Amônia (NH₃) atmosférica: fontes, transformação, sorvedouros e métodos de análise. **Química Nova**, v. 27, n. 1, p. 123-130, 2004.

FORNARI, C. I. **Unidade de monitoramento ambiental para o estudo da irradiância solar e sensores**. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologias Espaciais) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2013.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics report**. Freiburg: FISES, 2019.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency**. Freiburg: FISES, 2013

FRITSCHEN, L. J.; GAY, L. W. **Environmental instrumentation**. New York: Springer Science & Business Media, 1979.

FTHENAKIS, V. M. Life cycle impact analysis of cadmium in CdTe PV production. **Renewable Sustainable Energy Reviews**, v.8, p.303-334, 2004.

GARCIA, M.; MARROYO, L.; LORENZO, E.; PÉREZ, M. Soiling and other optical losses in solartracking PV plants in Navarra. **Progress in Photovoltaics Research and Applications**, v. 19, p. 211-217, 2011.

GARG, H. P. Effect of dirt on transparent covers in flat-plate solar energy collectors. **Solar Energy**, v. 15, p. 299-302, 1974.

GARRIDO, E. L. **Concepção e certificação de nova geração de candeeiros de iluminação pública**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2010.

GENTIL, B. **Estudo de usabilidade de ambientes virtuais tridimensionais através do Second Life**. 2008. 163 p. Dissertação (Mestrado em Design) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

GHAZI, S.; SAYIGH, A.; IP, K. Dust effect on flat surfacess - a review paper. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 742-751, 2014.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **Global horizontal irradiation**. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/download/world>. Acesso em 27 maio 2020.

GOODRICH, A.; HACKE, P.; WANG, Q.; SOPORI, B.; MARGOLIS, R.; JAMES, T. L.; WOODHOUSE, M. A wafer-based monocrystalline silicon photovoltaics road map: utilizing known technology improvement opportunities for further reductions in manufacturing costs, [Jul.]. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 114, p.110–35, 2013.

GREEN, M. A; EMERY, K.; HISHIKAWA, Y.; WARTA, W.; DUNLOP, E. D. Solar cell efficiency tables (Version 45). **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 23, n. 1, p. 1-9, 2015.

GROSSIORD, N.; KROON, J. M.; ANDRIESSEN, R.; BLOM, P. W. M. Degradation mechanisms in organic photovoltaic devices. **Organic Electronics**, v. 13, n.3, p. 432-456, 2012. DOI: 10.1016/j.orgel.2011.11.027.

HAEGEL, N. M. et al. Terawatt-scale photovoltaics: transform global energy. **Science**, v. 364, n. 6443, p. 836-838, 2019.

HARVEY, D. Spectroscopic methods. In: _____. **Analytical chemistry 2.0**. Greencastle: MacGranHill, 2009. p. 543-666. Disponível em: http://acad.depauw.edu/harvey_web/eText%20Project/AnalyticalChemistry2.0.html. Acesso em: 05 ago. 2021.

HASSAN, A.H. et al. Effect of airborne dust concentration on the performance of pv modules. **Journal of the Astronomical Society of Egypt**, v. 13, n.1, p. 24–38, 2005.

HATHAWAY, D. H. The solar cycle. **Living Reviews in Solar Physics**, v. 7, n. 1, p. 1-81, 2010. Disponível em: <http://solarphysics.livingreviews.org/Articles/lrsp-2010-1/>. Acesso em: 26 set. 2021.

HICKEL, B. M. **O impacto no desempenho de sistemas fotovoltaicos causado pelo acúmulo de sujeira sobre os módulos FV: metodologia e avaliação através de curvas IxV em campo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

HONSBURG, C; BOWDEN, S. **PV education - properties of sunlight**. 2015. Disponível em: <http://pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/photon-flux>. Acesso em: 5 maio 2020.

HOTTEL, H. C.; WOERTZ, B. B. The performance of flat plate solar heat collectors. **The American Society of Mechanical Engineers Transactions**, v. 64, p. 91–104, 1942.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Glossário**. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=home/page&page=glossario>. Acesso em: 01 maio 2020.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate change 2007: mitigation of climate change**. Cambridge: Cambridge University Press, 2007. 863 p. Disponível em: https://www.ipcc.ch/pdf/assessmentreport/ar4/wg3/ar4_wg3_full_report.pdf. Acesso em: 23 set. 2021.

INTERGOVERNAMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Renewable energy sources and climate change mitigation**. Cambridge: Cambridge University Press, 2012. 246 p.

INTERNATIONAL UNION OF CRYSTALLOGRAPHY (IUCR). **The Principles of X-ray Diffraction**. Chester (UK): IUCR, 1999.

IQBAL, M. **Introduction to solar radiation**. Toronto: Academic, 1983.

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

JENSEN, J.R. **Remote sensing of the environment: an Earth resource perspective**. Saddle River: Prentice Hall, 2000.

JUZAILI, W.; ABDUL, H.; SHAARI, S.; SALAM, Z. Performance degradation of photovoltaic power system: review on mitigation methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 876–891, 2017.

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

LASNIER, F.; ANG, T. G. **Photovoltaic engineering handbook**. New York: Adam Hilger, 1990. 568p.

LEMOS, L. O. **Estudo do efeito do acúmulo de sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos**. 2016. 123p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Materiais) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

LIOU, K. N. **Introduction to atmospheric radiation**. 2.ed. San Diego: Academic Press, 2002.

MACHADO, R. P. P. **Sensoriamento remoto aplicado à geografia**. São Paulo: USP, 2019.

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.

MARQUES, F. C. **Minicurso de fabricação de células solares e módulos fotovoltaicos**. Campinas: Instituto de Física Gleb Wathagib – Unicamp, 2014.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT). **The future of solar energy: an interdisciplinary MIT study**. Massachusetts: Cambridge University Press, 2015.

MCCARTNEY, E. J. **Absorption and emission by atmospheric gases the physical processes**. New York: John Wiley, 1983.

MEKHILEF, S.; SAIDUR, R.; KAMALISARVESTANI, M. Effect of dust humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2920–2925, 2012.

MOHAMMAD, S. E.S., FAHMY, M.H. Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on to its surface. **Renewable Energy**, v. 3 n. 6/7, p. 585–590, 1993. Disponível em: [http://dx.doi.org/10.1016/0960-148\(93\)90064-N](http://dx.doi.org/10.1016/0960-148(93)90064-N).

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). **Study of Staebler – Wronski degradation effect in a-Si:H based p-i-n solar cells.** Arkansas-EUA: NASA, 1993.

NATIONAL AERONAUTICS AND SPACE ADMINISTRATION (NASA). **Tour of the electromagnetic spectrum.** NASA, 2012. Disponível em http://missionscience.nasa.gov/ems/TourOfEMS_Booklet_Web.pdf. Acesso em: 13 set. 2021.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Best practices in photovoltaic system operations and maintenance.** Golden – Colorado (USA): NREL, 2016.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Research cell efficiency records.** NREL, 2020. 1 fotografia, color., 65 cm x 116 cm.

NEVES, G. M. **Influência do espectro da radiação solar em módulos fotovoltaicos.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologias Espaciais) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2016.

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

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

PEREIRA, E.; MARTINS, F.; ABREU, S.; RUTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar.** São José dos Campos: INPE, 2006. 64 p. Disponível em http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL–CRESESB, 2014. 529 p. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 8 maio 2020.

PVSYST. **Help: soiling loss.** Genebra: PVSyst, 2021. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help/soiling_loss.htm#:~:text=The%20soiling%20losses%20are%20strongly,for%20as%20an%20irradiance%20loss. Acesso em: 19 set. 2021.

QASEM, H. et al. Dust-induced shading on photovoltaic modules. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 22, n. 2, p. 218-226, 2012.

ROBLES-KELLY, A.; HUYNH, C. P. **Imaging spectroscopy for scene analysis.** Londres: Springer, 2013.

SANDIA NATIONAL LABORATORIES. **PV performance modeling collaborative.** Disponível em: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/2-dc-module-iv/effective-irradiance/spectral-response/>. Acesso em: 9 maio 2020.

- SANGCHUL, O. Analytic and Monte-Carlo studies of the effect of dust accumulation on photovoltaics. **Solar Energy**, v. 188, p. 1243–1247, 2019.
- SANTOS, C. A. **A equação de Einstein para o efeito termoeletrico**. Disponível em: <http://www.if.ufrgs.br/einstein/efeitofotoeletricoequation.html>. Acesso em: 1 maio 2020.
- SARVER, T.; AL-QARAGHULI, A.; KAZMERSKI, L. L. A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature, and mitigation approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 689-744, 2013.
- SAYYAH, A.; HORENSTEIN, M. N.; MAZUMDER, M. K. Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels. **Solar Energy**, v. 107, p. 576–604, 2014.
- SAYIGH, A. Effect of dust on flat plate collectors. In: WINTER, F.; COX, M. (Ed.). **Sun: mankind's future source of energy**. New York: Pergamon, 1978. v. 2, p. 960–964.
- SHAJU A.; CHACKO R. Soiling of photovoltaic modules: review. **IOP Conference Series: Materials Science and Engineering**, v. 396, e012050, 2018. doi:10.1088/1757-899X/396/1/012050.
- SHIRAKAWA, M. A. et al. Microbial colonization affects the efficiency of photovoltaic panels in a tropical environment. **Journal of Environmental Management**, v. 157, p. 160–167, 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, n. 6, p. 505-511, 1993. doi:10.1016/0038-092X(93)90135-B.
- SINHA, P.; HAYES, W.; LITTMANN, B.; NGAN, L. Environmental variables affecting solar photovoltaic energy generation in Morocco. In: RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY CONFERENCE, 2014. **Proceedings...** 2014.
- SOARES JÚNIOR, J. et al. Impacto da sujidade sobre o desempenho de sistemas fotovoltaicos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. **Anais...** 2018.
- SOLAR POWER EUROPE. **Global marketing outlook**. Bélgica: SPE, 2019.
- SOLAR POWER EUROPE. **Global marketing outlook**. Bélgica: SPE, 2021.
- SOLIMAN, K. H. Rainfall over Egypt. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, v. 79, p.389-397, 1953.
- SOUZA, W. M.; AZEVEDO, P. V.; ARAÚJO, L. E. Classificação de precipitação diária e impactos decorrentes dos desastres associados às chuvas na cidade do Recife PE. **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 5, n. 2. p.250 – 268, 2012.

SUJIDADE. In: MICHAELIS. **Dicionário brasileiro da língua portuguesa**. Melhoramentos, 2021. Disponível em: <<https://michaelis.uol.com.br/moderno-portugues/busca/portugues-brasileiro/sujidade/>>. Acesso em: 21 ago. 2021.

SUJIDADE. In: SPARTAN. **Vocabulário da limpeza**. 2021. Disponível em: <<http://www.spartanbrasil.com.br/noticias/ver/20/vocabulario-da-limpeza.html>>. Acesso em: 21 ago. 2021.

ULLAH, A.; AMIN, A.; HAIDER, T.; SALEEM, M.; BUTT, N. Z. Investigation of soiling effects, dust chemistry and optimum cleaning schedule for PV modules in Lahore, Pakistan. **Renewable Energy**, v. 150, p.456=468, 2020. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.090>.

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

VILELA, W. A. **Estudo, desenvolvimento e caracterização de radiômetros para medidas da radiação solar**. 2010. 177 p. Tese (Doutorado em Engenharia e Tecnologias Espaciais) – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, 2010.

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

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

SHOCKLEY, W; QUEISSER, H.J. Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells. **Journal of Applied Physics**, v. 32, p. 510, 1961.

XU, L. *et al.* The influence of dust deposition on the temperature of soiling photovoltaic glass under lighting and windy conditions. **Solar Energy**, v. 199, p. 491–496, 2020.

YAMASOE, M. A. **Apostila da disciplina meteorologia física II**. São Paulo: USP, 2006.

YASTREBOVA, N. V. **High efficiency multi junction solar cells: current status and future potential**. Ottawa, Canada: Centre for Research in Photonics, University of Ottawaa, 2017.

APÊNDICE A – GRUPOS DE PESQUISA ENVOLVIDOS EM SUJIDADE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Tabela A.1 - Grupos internacionais.

País	Instituição - Grupo
Alemanha	<i>Fraunhofer Center for Silicon Photovoltaics CSP</i>
Alemanha	<i>Fraunhofer Institute for Microstructure of Materials and Systems IMWS</i>
Alemanha	<i>Fraunhofer Institute for Silicate Research ISC</i>
Alemanha	<i>Overspeed GmbH & Co. kG</i>
Alemanha	<i>International Solar Energy Research Center</i>
Arábia Saudita	<i>King Abdulaziz City for Science and Technology (KACST)</i>
Arábia Saudita	<i>King Abdulaziz University - Electrical and Computer Engineering Department</i>
Argélia	<i>Kasdi Merbah University - Faculty of Hydrocarbons, Renewable Energies and Earth and Universe Sciences</i>
Argélia	<i>Kasdi Merbah University - Laboratory of New and Renewable Energy in Arid and Saharan Zones (LENREZA)</i>
Austrália	<i>Australian Bureau of Meteorology - Branch of Science to Services</i>
Bélgica	<i>ESAT/ELECTA KU Leuven & EnergyVille</i>
Bélgica	<i>KU Leuven Department of Earth and Environmental Sciences - Geography and Tourism Research Group</i>
Canadá	<i>Environment Canada University of Victoria - Centre for Climate Modelling and Analysis</i>
Canadá	<i>University of York - Faculty of Environmental Studies</i>
Chile	<i>Universidad Católica del Norte - Departamento de Química</i>
Chile	<i>Universidad de Antofagasta - Centro de Desarrollo Energético Antofagasta</i>
Chile	<i>Universidad de Antofagasta - Departamento de Química</i>
Chile	<i>Universidad Técnica Federico Santa María - Departamento de Física</i>
China	<i>China Nuclear Power Engineering Co.</i>
China	<i>Chongqing College of Electronic Engineering</i>
China	<i>Chongqing University - State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology</i>
China	<i>Nanjing University of Information Science and Technology - School of Geographic Sciences</i>
China	<i>Ningxia University - Ningxia Key Laboratory of Intelligent Sensing for the Desert Information</i>
China	<i>Ningxia University - School of Physics and Electronic-Electrical Engineering</i>
China	<i>Northeast Electric Power University - School of Energy and Power Engineering</i>
China	<i>South China University of Technology - School of Chemistry and Chemical Engineering - Key Laboratory of Enhanced Heat Transfer and Energy Conservation of Education Ministry</i>
China	<i>The University of Hong Kong - Faculty of Architecture</i>
China	<i>Xinhua College of Ningxia University</i>

continua

Tabela A.1 – Continuação.

País	Instituição - Grupo
Egito	<i>Beni-Suef University - Faculty of Postgraduate Studies for Advanced Sciences - Renewable Energy Sciences and Engineering Department</i>
Egito	<i>South Valley University - Department of Chemistry</i>
Egito	<i>The British University in Egypt - Nanotechnology Research Centre</i>
Emirados Árabes Unidos	<i>Heriot-Watt University - School of Engineering and Physical Sciences</i>
Emirados Árabes Unidos	<i>University of Sharjah - Sustainable and Renewable Energy Engineering Department</i>
Espanha	<i>Joint Centre of the University of Almeria CIEMAT - CIESOL</i>
Espanha	<i>Renewable Energy Division CIEMAT - Photovoltaic Solar Energy Unity</i>
Espanha	<i>Universidad de Almería - Departamento de Química y Física</i>
Espanha	<i>Universidad de Huelva - Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica</i>
Espanha	<i>Universidad de Jaén - Centro de Estudios Avanzados en Energía y Medio Ambiente (CEAEMA)</i>
Estados Unidos	<i>Colorado School of Mines - Department of Chemistry</i>
Estados Unidos	<i>National Institute of Standards and Technology</i>
Estados Unidos	<i>National Renewable Energy Laboratory (NREL)</i>
Estados Unidos	<i>Renewable & Sustainable Energy Institute (RASEI)</i>
Estados Unidos	<i>Sol Ideas Technology Development</i>
Estados Unidos	<i>University of Colorado Boulder</i>
Estados Unidos	<i>University of Jamestown - Department of Mechanical Engineering</i>
Índia	<i>Academy of Scientific and Innovative Research</i>
Índia	<i>Amal Jyothi College of Engineering - Electrical and Electronics Engineering</i>
Índia	<i>CSIR-Central Electronics Engineering Research Institute & Academy of Scientific and Innovative Research</i>
Índia	<i>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH - Indo-German Energy Programme (IGEN)</i>
Índia	<i>Indian Institute of Technology Madras</i>
Índia	<i>Manipal University Jaipur - Department of Electrical Engineering</i>
Índia	<i>National Institute of Wind Energy - Director General</i>
Índia	<i>National Institute of Wind Energy - RE Projects and SRRA</i>
Índia	<i>National Institute of Wind Energy - R&D and Resource Data Analytics & Forecasting</i>
Índia	<i>TERI School of Advanced Studies - Department of Energy and Environment</i>
Índia	<i>Tezpur University</i>
Índia	<i>University of Petroleum and Energy Studies - School of Engineering</i>
Irã	<i>Sharif University of Technology - RASES Lab, Department of Mechanical Engineering</i>
Iraque	<i>Middle University - Mechanical Power Eng., Technical Collage</i>
Iraque	<i>University of Technology - Energy and Renewable Energies Technology Center</i>
Iraque	<i>University of Technology - Mechanical Eng. Dept</i>
Marrocos	<i>Mohammed V University - Physics of Semiconductors and Solar Energy Research Team (PSES), Energy Research Center, ENS</i>

continua

Tabela A.1 – Conclusão.

País	Instituição - Grupo
Omã	<i>Sohar University - Faculty of Engineering</i>
Paquistão	<i>Lahore University of Management Sciences - Department of Electrical Engineering</i>
Paquistão	<i>Lahore University of Management Sciences - Department of Physics</i>
Qatar	<i>Hamad bin Khalifa University</i>
Qatar	<i>Qatar Environment and Energy Research Institute</i>
Qatar	<i>Texas A&M University at Qatar</i>
Reino Unido	<i>Robert Gordon University</i>
Reino Unido	<i>The University of Nottingham - Faculty of Engineering</i>
Reino Unido	<i>University of Exeter - Environment and Sustainability Institute (ESI)</i>

Fonte: Produção do autor.

Tabela A.2 – Grupos nacionais.

Estado	Instituição - Grupo
ES	<i>Universidade Federal do Espírito Santo - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE</i>
GO	<i>Pontifícia Universidade Católica de Goiás - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistemas</i>
GO	<i>Universidade Federal de Goiás - Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação</i>
MG	<i>Centro Universitário de Patos de Minas - Departamento de Engenharia Elétrica</i>
MG	<i>Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - Grupo de Estudos em Energia (Green Solar)</i>
MG	<i>Universidade Estadual de Montes Claros - Departamento de Ciências da Computação</i>
MS	<i>Universidade Federal de Mato Grosso do Sul - Faculdade de Computação (FACOM)</i>
PR	<i>Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil</i>
PR	<i>Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia</i>
SC	<i>Universidade Federal de Santa Catarina - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil</i>
SP	<i>Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) - Grupo de Dispositivos Fotovoltaicos</i>
SP	<i>Universidade de São Paulo - Instituto de Energia e Ambiente</i>

Fonte: Produção do autor.

ANEXO A – ESPECIFICAÇÃO DOS VIDROS SOLARES



东莞南玻太阳能玻璃有限公司
DONGGUAN CSG SOLAR GLASS CO., LTD.

CSG Solar Glass Specifications

Dongguan CSG Solar Glass Co.,Ltd.

CSG Green Energy Industrial Park, Xinji Village, Machong Town,

Dongguan City, Guangdong Province, PRC

Phone: +86-769-88288998

Fax: +86-769-88288993

Postcode: 523141

Website: www.csgholding.com

CSG low iron solar glass, designed and developed independently by CSG, is the new generation glass for solar modules. CSG reserves the intellectual property rights of the products. With the advantages of excellent solar light transmittance, low absorption rate, low reflectivity, low iron content, superior physical strength, and significant flatness, the glass is the ideal covering material for photo thermal and photovoltaic modules.

Products standard: EN12150-2000、GB15763.2-2005

Properties:

Testing Items	Performance	Testing Items	Performance
Thickness(Tolerance)	3.2mm±0.20mm	Young's Modulus	73GPa
	4.0mm±0.30mm		
thickness range	2.0mm-10.0mm	Tensile Strength	42MPa
Max Size	1000 × 2000mm	Hemispherical Emissivity	0.84
Solar Transmittance	3.2mm ≥ 93.8%	Expansion Coefficient	9.03×10 ⁻⁶ /°C
Iron Content (Fe ₂ O ₃)	Fe ₂ O ₃ ≤ 120ppm	Softening Point	720°C
Poisson's Ratio	0.2	Annealing Point	550°C
Density	2.5×10 ³ kg/m ³	Strain Point	500°C

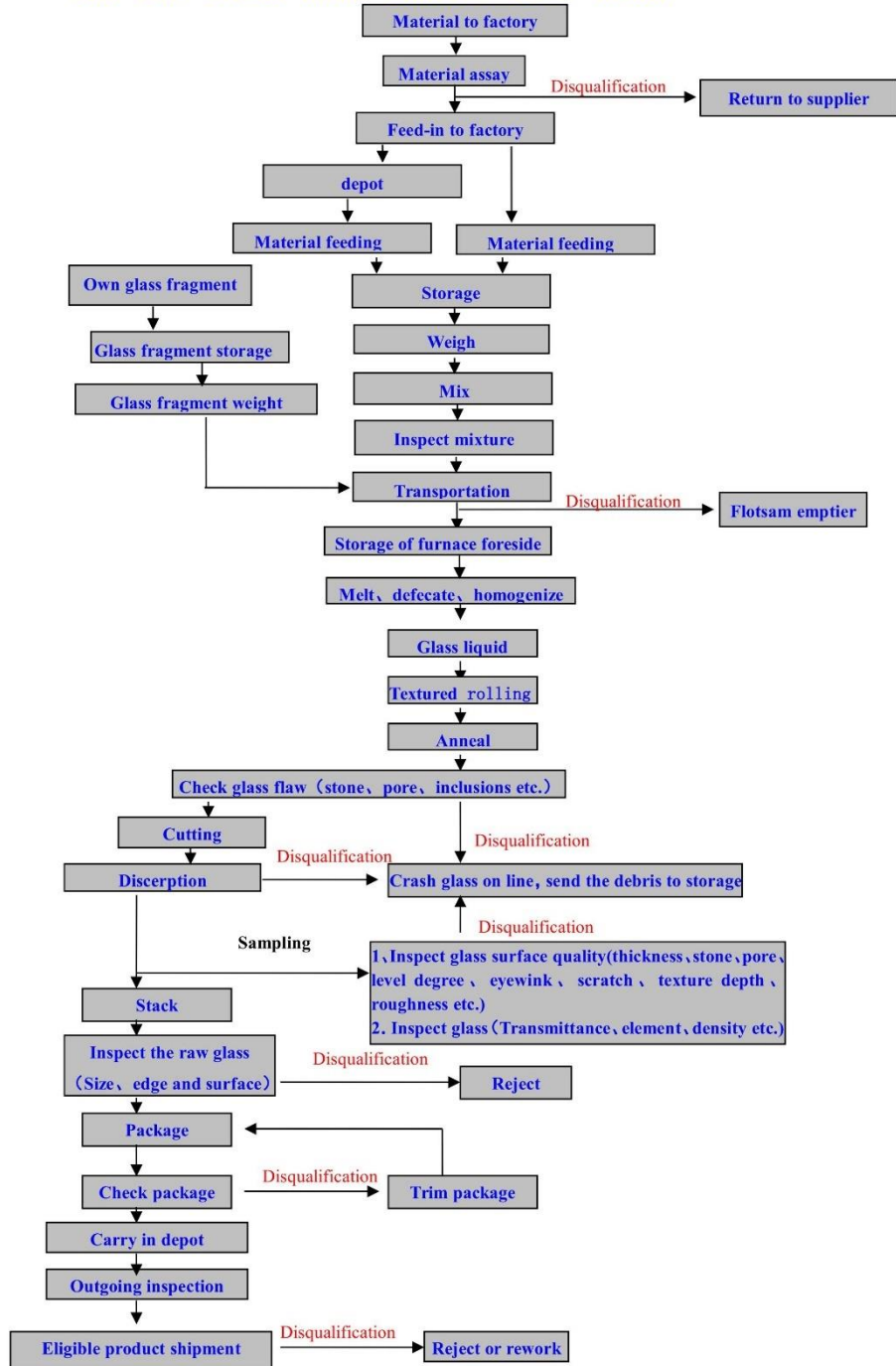
The main supplier of raw materials:

Material	Manufacturer
Silica sand	Heyuan CSG mining industry limited company



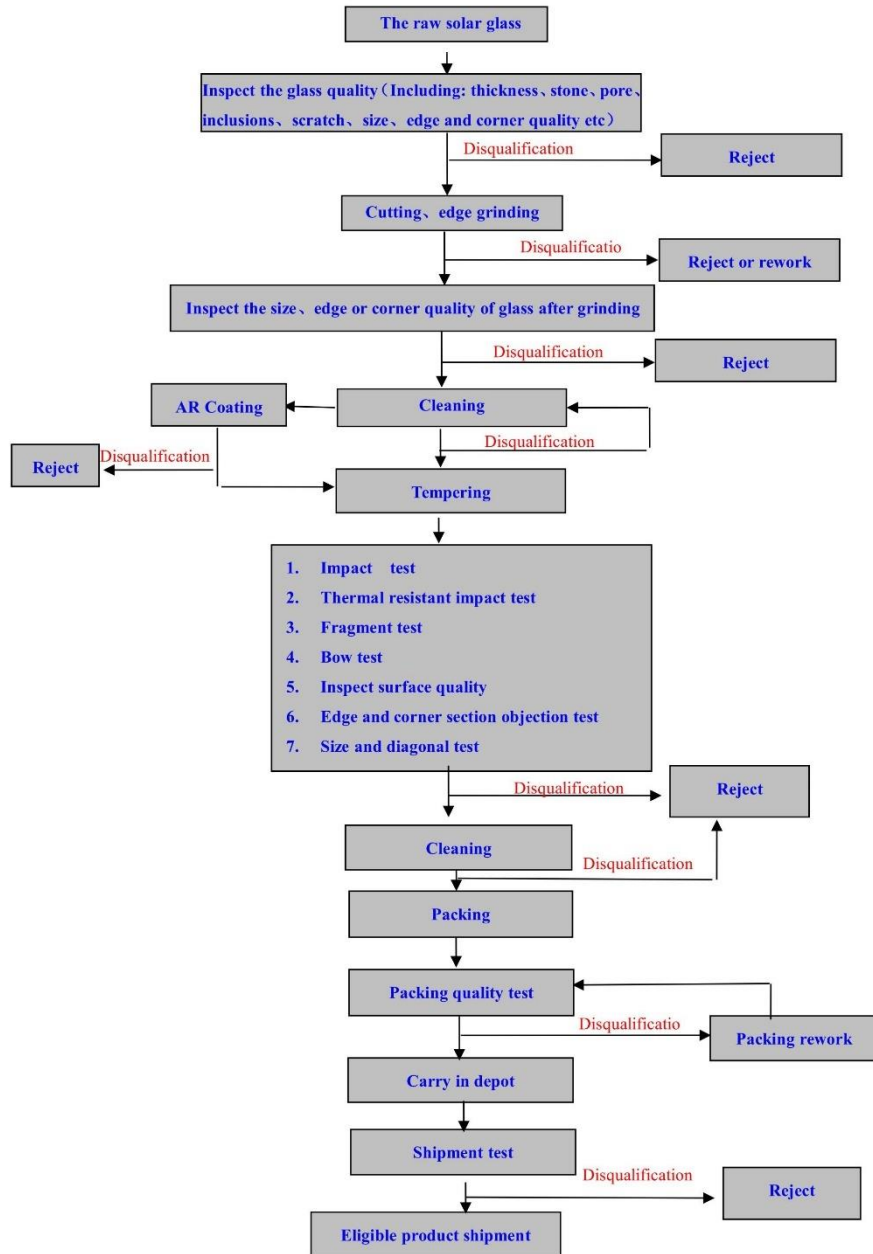
Production process:

THE RAW SOLAR GLASS PROCESS FLOW CHART





THE TEMPERED SOLAR GLASS PROCESS FLOW CHART



AR Glass test standard:

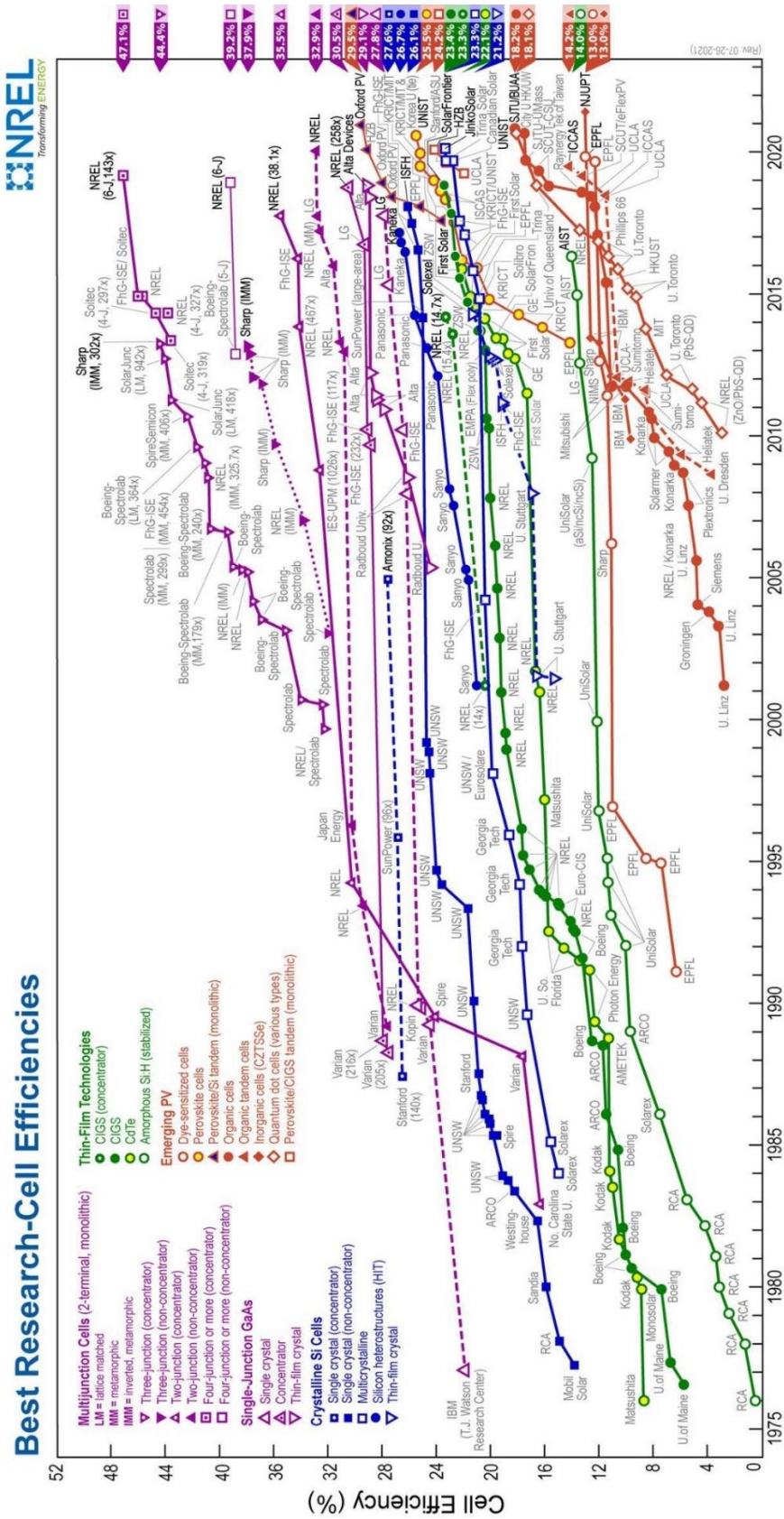
Weathering test of AR coating glass			
Analysis item	Criterion		Result
	Test conditions	Transmittance change	
Salt spray test	96h	$\Delta T \leq 0.8\%$	$\Delta T = -0.32\%$ pass
Outdoor exposure test	The total radiation: 60kwh/m2. time: 600h	$\Delta T \leq 0.8\%$	$\Delta T = -0.35\%$ pass
Pencil hardness test	750±10g	≥3H	3H pass
Abrasion resistance test	500 crock meter cycles	$\Delta T \leq 0.8\%$	$\Delta T = -0.05\%$ pass
Damp heat test	Temperature: +85°C, humidity:85%RH,time:1000h	$\Delta T \leq 0.8\%$	$\Delta T = -0.23\%$ pass
UV exposure test	UV radiation:15kwh/m2. time: 720h	$\Delta T \leq 0.8\%$	$\Delta T = -0.02\%$ pass
Humidity freeze test	Temperature:-40°C/+85°C, humidity:85%RH,10Cycles	$\Delta T \leq 0.8\%$	$\Delta T = -0.46\%$ pass
Coating thickness	120±20nm		118nm pass
Test methods	1. Salt spray test according is to Standard IEC61701; 2. Outdoor exposure test is according to Standard IEC61215; 3. Pencil hardness test is according to Standard GB/T6739; 4. Abrasion resistance test is according to Standard EN1096; 5. Damp heat test is according to Standard IEC61215; 6. UV exposure test is according to Standard IEC61215; 7. Humidity freeze test is according to Standard IEC61215.		
Checker	Auditing		
Declaration	1.The results relate only to the items tested. 2.The report shall not be copied without the approval of the lab director.		



Notice:

1. The glass box should be stored in a dry and ventilated environment, and there is no water on the ground.
2. Once opened, the glass should be used immediately. If there is a surplus in the production process, should take the isolation paper between the glass, and the glass was placed on the L frame, and the outer surface of the glass is covered with plastic cloth, to prevent dust accumulation and mildew on the surface of glass. Glass surface should be cleaned first and checked without surface abnormal condition before use.
3. Because of the fragility of glass, protective measures should be taken to prevent the edges and corners of the glass from being broken by external force during use and handling. At the same time, in the process of handling. The worker's skin can not be exposed outside
4. Glass should be handled gently so as to avoid pulling glass or other hard objects on the glass surface.

ANEXO B – GRÁFICO DE EFICIÊNCIA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS



Fonte: NREL (2021).